

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

1
2018

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 1 (33) / 2018

Актуальные проблемы добычи газа

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

Свидетельство
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора

В.А. Истомин, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия

М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
И.Т. Мищенко, д.т.н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина
А.Н. Шахвердиев, д.т.н., профессор, Азербайджанский технический университет

Научные редакторы

Д.В. Изюмченко, к.т.н.
В.А. Истомин, д.х.н., профессор

Рецензенты

А.И. Грищенко, д.т.н., профессор
Б.А. Григорьев, д.т.н., профессор
С.Е. Ершов, к.т.н.

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Редактор перевода
Верстка
Дизайн

Т.Г. Осияненко
А.Я. Стефанова
М.В. Бурова
А.Я. Стефанова
Н.А. Владимиров
И.Ю. Белов

Адрес редакции

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 24.04.2018 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2018

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово редакторов

В этом году Научно-исследовательскому институту природных газов и газовых технологий (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») исполняется 70 лет. Как головной институт отрасли ВНИИГАЗ всегда находился и находится на острие научных проблем газовой промышленности. При этом научно-техническое направление – разработка и эксплуатация газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений – является одним из основных приоритетов института. Сегодня вступление ПАО «Газпром» в стадию развития добычи природного газа, характеризующуюся истощением многих старых месторождений, ухудшением качества и структуры запасов углеводородов, а также освоением новых месторождений со сложными составами пластовых газов, причем в районах с неразвитой инфраструктурой или ее отсутствием, предопределяет необходимость существенного повышения наукоемкости технологий и выработки комплекса инновационных технологических решений по добыче газа, газового конденсата и нефти как на поздней и завершающей стадиях разработки месторождений, так и при освоении новых объектов газодобычи. При этом возрастает актуальность научно-технических разработок, выполняемых отраслевыми научно-исследовательскими институтами.

Наиболее перспективными газодобывающими регионами России являются полуостров Ямал, континентальный шельф, Восточная Сибирь, Дальний Восток и Прикаспийская впадина. Новые месторождения характеризуются сложными горно-геологическими условиями залегания пластов и разломной тектоникой, наличием сейсмоактивных зон, сложным компонентным составом пластового газа (высоким содержанием гомологов метана, гелия, а также кислых компонентов), аномальными термобарическими условиями и низкими фильтрационными свойствами продуктивных горизонтов. Специалисты отрасли должны ответить на этот вызов разработкой адекватных технических решений.

В сборник вошли оригинальные статьи, посвященные совершенствованию систем разработки месторождений, методов повышения компонентоотдачи пластов и продуктивности эксплуатационных скважин (в том числе с использованием гидроразрыва пласта), методик физического и математического моделирования термогазодинамических процессов. В публикациях анализируются новые особенности сбора и промысловой подготовки газа и газового конденсата на различных стадиях разработки месторождений, а также научно-технические решения в области предупреждения технологических осложнений в промысловых системах.

Издание рассчитано на широкий круг специалистов нефтегазового профиля, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.



Д.В. Изюмченко,
директор Центра добычи
газа ООО «Газпром
ВНИИГАЗ», к.т.н.



В.А. Истомина,
главный научный
сотрудник Центра добычи
газа ООО «Газпром
ВНИИГАЗ», д.х.н.,
профессор

Содержание

- 4 **Кирсанов С.А., Пономарёв А.И., Меркулов А.В., Сопнев Т.В., Мурзалимов З.У., Кожухарь Р.Л.**
Построение карты изобар для многопластовых залежей
- 13 **Коваленко А.В., Моисеев В.В., Байдин И.И., Казанцев М.А.**
Отражение последствий неравномерного ввода в эксплуатацию площадей многокупольных залежей на накопленных показателях разработки
- 17 **Дворядкина З.Н., Куриленко Т.В., Шумская Т.В., Буракова О.Ю.**
Анализ проведения геолого-технических мероприятий в условиях падающей добычи на примере месторождения Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири
- 21 **Цивелев К.В., Смирнов К.В., Михайлов Д.Н.**
Анализ применимости повторного многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах
- 26 **Потапов А.Г., Жирнов Р.А., Изосимов Д.И., Минко А.Г., Чудин А.С., Сутьрин А.В.**
Анализ осложнений при строительстве наклонно направленных эксплуатационных скважин на месторождении Восточной Сибири
- 33 **Аветов Н.Р., Краснова Е.А., Якушев В.С.**
О возможных причинах и природе газовыделений вокруг газовых и газоконденсатных скважин на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения
- 41 **Крылов Д.Н., Чурикова И.В., Чудина А.А.**
Исследование влияния трещиноватости на продуктивность скважин Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 54 **Мельников С.А., Нифантов В.И., Сингуров А.А., Пищухин В.М., Каминская Ю.В., Кузнецов С.А., Макарьев О.В.**
Ремонт и эксплуатация скважин с применением газожидкостных и пенных систем
- 62 **Мельникова Е.В., Ивченко О.В., Пылёв Е.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М., Ивченко М.В., Чурикова И.В.**
Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири
- 71 **Ермолаев А.И., Моисеев В.В., Шулятиков В.И.**
Методика выбора обводняющихся газовых скважин для применения газлифта
- 77 **Изюмченко Д.В., Бузинова О.В., Николаев О.В., Гужов К.Н.**
Методика подготовки исходных данных о свойствах флюидов для гидродинамических расчетов скважин газоконденсатных месторождений
- 87 **Гужов К.Н., Николаев О.В., Егорьичев А.В., Бузинова О.В., Стоноженко И.В., Хохлов С.А.**
Влияние жидкости в продукции на технологические параметры эксплуатации горизонтальных газовых скважин
- 95 **Иселидзе О.В., Дахнов А.В., Григорьев Е.Б., Семёнов Е.О., Крюкова И.Б.**
Влияние эффективного давления на изменение физических и коллекторских свойств горных пород
- 100 **Долгаев С.И., Квон В.Г., Истомин В.А., Герасимов Ю.А., Тройникова А.А.**
Сравнительные экономические характеристики гидратной транспортировки природного газа
- 117 **Герасимов А.А., Александров И.С., Григорьев Б.А.**
Новое фундаментальное уравнение состояния нормального гексана
- 129 **Касперович А.Г., Омельченко О.А., Рычков Д.А.**
Метод расчета термобарических условий начала кипения и конденсации углеводородного сырья и продуктов промышленной подготовки
- 136 **Кубанов А.Н., Исмагилов И.И., Слугин П.П., Федулов Д.М., Снежко Д.Н.**
Опыт применения пластинчатых теплообменников на промышленных установках подготовки природных газов
- 143 **Лапшин В.И., Минаков И.И., Уваров Д.П., Шиков И.А.**
Особенности исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации и определение скин-фактора
- 151 **Соколов В.А., Николаев О.В., Стоноженко И.В., Банникова А.Г.**
Полуэмпирическая модель для расчета потерь давления в стволе вертикальной газовой скважины, работающей с выносом жидкости
- 159 **Чельцов В.Н., Чельцова Т.В., Калякина Л.А.**
Особенности продуктивной характеристики скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах

- 171 **Пономарёв А.И., Вербицкий В.С., Фёдоров А.Э., Ибатулин А.А.**
Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением устьевых газоструйных аппаратов
- 181 **Соколов В.А.**
Уточнение расчета среднего давления и коэффициента сжимаемости в стволе вертикальной добывающей газовой скважины при больших расходах
- 188 **Чельцов В.Н., Чельцова Т.В.**
Снижение выхода конденсата при разработке карбонатных коллекторов на истощение
- 193 **Михайловский А.А.**
Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и подземных хранилищ
- 203 **Пономарёв А.И., Владимиров И.В., Калиновский Ю.В., Шаяхметов А.И., Моисеева Е.Ф., Малышев В.Л.**
Аналитическое обоснование параметров аквифера при адаптации цифровой модели подземного хранилища газа в истощенном газоконденсатном месторождении
- 207 **Шевкунов С.Н.**
Процессы переработки газового конденсата с повышенным содержанием ртути
- 216 **Чельцов В.Н., Чельцова Т.В.**
Планирование интенсификаций притока газа к скважинам в карбонатных коллекторах
- 226 **Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А., Снежко Д.Н., Чепурнов А.Н., Акопян А.К.**
Специфика промысловой подготовки газов ачимовских залежей
- 235 **Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г.**
Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления
- 243 **Балашова В.Д., Чернышев И.А., Коновальчук О.Ю.**
Промысловые испытания экологически безопасного малорасходного ингибитора образования газовых гидратов кинетического действия
- 248 **Поляков А.В., Волков А.Н.**
Совершенствование системы контроля газоконденсатной характеристики пласта на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений
- 254 **Роганов Р.В., Квачантирадзе Г.М., Погуляев С.А., Балашова В.Д.**
Технологические и технические решения по эксплуатации обводняющихся и обводненных газоконденсатных скважин
- 258 **Фаресов А.В., Пономарёв А.И.**
Опытно-промышленные испытания ингибитора гидратообразования низкой дозировки «Сонгид-1801А» на месторождениях Западной Сибири
- 265 **Памяти профессора Юрия Николаевича Васильева (1931–2018)**
- 269 **Сведения об авторах**
- 277 **Information about the authors**

УДК 622.32::622.831.312

Построение карты изобар для многопластовых залежей

**С.А. Кирсанов¹, А.И. Пономарёв², А.В. Меркулов³, Т.В. Сопнев³,
З.У. Мурзалимов³, Р.Л. Кожухарь^{3*}**

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Российская Федерация, 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

³ ООО «Газпром добыча Ямбург», Российская Федерация, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9

* E-mail: R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

Ключевые слова: многопластовый объект, моделирование и мониторинг разработки, пластовое давление, карта изобар.

Тезисы. Предложена методика построения карты изобар многопластового объекта нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) посредством корректировки по определенному алгоритму трехмерного распределения значений пластового давления, рассчитанного по актуальной адаптированной гидродинамической модели, данными измерений пластового давления в скважинах.

Необходимость внедрения новой методики картопостроения возникла в связи со значительными погрешностями определения пластового давления по картам изобар, построенным методом интерполяции замеров пластового давления в двумерной области месторождения для эксплуатационного объекта в целом. Построение карт изобар для каждого отдельного пласта является сложной задачей, поскольку скважины вскрывают одновременно несколько пластов и в соседних скважинах могут быть вскрыты различные пласты с различными фильтрационно-емкостными свойствами и, как следствие, с различной степенью выработанности запасов.

Новая методика позволяет получить детальную информацию о давлении в любой точке любого пласта объекта разработки, скорректировать отборы газа по скважинам и пластам объекта. Рассчитанное давление соответствует текущему материальному балансу залежи и текущим замерам пластового давления.

Преимущества предлагаемой методики построения карты изобар в сравнении со стандартными методами интерполяции наглядно показаны на примере определения пластового давления в зоне строителства кустов новых газоконденсатных скважин на Ямбургском НГКМ. Построение карт изобар обычными методами давало значительную погрешность определения пластового давления. Внедрение новой методики, использующей совмещение данных измерений пластового давления в скважинах с результатами гидродинамического моделирования, позволяет существенно повысить точность распределения этого технологического показателя по объекту разработки. Использование методики особенно актуально для залежей, имеющих сложное геологическое строение и длительную историю разработки.

Принятие правильных решений при анализе и регулировании разработки месторождения зависит от полноты, качества исходной геолого-промысловой информации и корректности его гидродинамической модели. Одной из основных характеристик разработки газовых и газоконденсатных залежей является их энергетическое состояние – распределение пластового давления по площади газоносности на текущую дату, которое визуализируется построением карты изобар [1, 2]. Для многопластовых объектов разработки нефтегазоконденсатных месторождений задача определения энергетического потенциала даже с помощью современных цифровых моделей оказывается сложной [3]. В связи с неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу продуктивной толщи, а также сложными условиями эксплуатации скважины (накоплением песчано-жидкостных пробок в области интервалов перфорации и др.) происходит неравномерная выработка запасов по разрезу объекта разработки.

Основной способ определения пластового давления для многопластовой залежи – оценка изменения давления по эксплуатационному объекту в целом путем

интерполяции значений его замеров по скважинам в границах контура газоносности. Однако в рассматриваемом случае такой метод имеет ряд недостатков:

- невозможно оценить давление по отдельным пластам;
- степень выработанности объекта разработки слабо влияет на расчетное пластовое давление в периферийной части залежи;
- различие ФЕС по латерали слабо влияет на плотность и форму линий изобар за пределами эксплуатационной зоны – зоны размещения добывающих скважин;
- геологические особенности залежи (разломы, зоны разуплотнения, зоны глинизации и т.д.) никак не влияют на распределение пластового давления по залежи;
- большое количество пластов с различными начальными условиями, объединяемых в объект разработки, требует трудоемких вычислений.

Данный метод также имеет существенное ограничение и в случае, если скважина,

в которой производится замер давления, не вскрывает всех газонасыщенных пластов залежи. Замеренное пластовое давление в районе такой скважины будет искаженным в результате исключения из исследования неразрабатываемых пластов. Например, на рис. 1 показано, что давление в неперфорированных пластах выше, чем давление в перфорированном интервале. Следовательно, карта изобар, построенная по таким замерам, будет иметь заниженное давление в эксплуатационной зоне, и для выполнения материального баланса текущих запасов газа на карте изобар необходимо завышать давление в периферийной части залежи.

Другие варианты построения карты изобар – методом интерполяции для отдельных пластов и по трехмерной гидродинамической модели – также обладают недостатками, ограничивающими возможности их эффективного использования. Интерполяция пластового давления по отдельным пластам позволяет оценить давление по каждому из них. По сравнению с построением карты изобар в целом

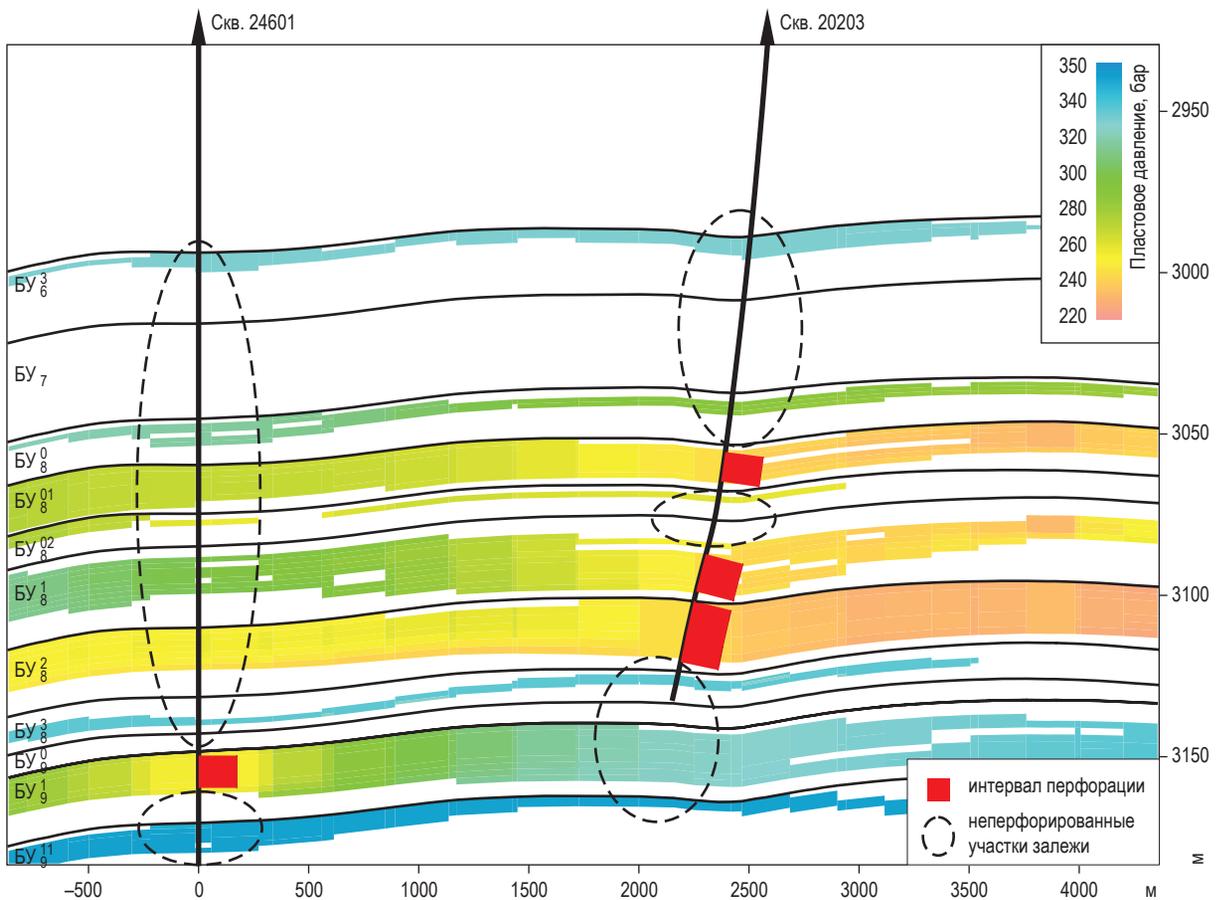


Рис. 1. Распределение пластового давления на разрезе по линии скв. 24601–20203 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ)



Рис. 2. Схема картопостроения совмещенным методом

по объекту разработки данный метод картопостроения не имеет погрешности при неполном вскрытии разреза скважинами, благодаря чему не искажает распределения запасов по залежи, однако не учитывает геологических особенностей объекта, таких как наличие экранирующих разломов, зон глинизации и т.д. Кроме того, метод не учитывает различной степени выработки запасов по пластам. Информативность такой карты изобар будет сильно зависеть от количества замеров, приходящихся на конкретный пласт, и в случае неравномерного распределения интервалов вскрытия по залежи возникает дополнительная погрешность определения пластового давления.

Использование трехмерной гидродинамической модели в качестве основы построения карты изобар предъявляет крайне высокие требования¹ к гидродинамической модели, в соответствии с которыми погрешность тренда

по пластовому давлению может составлять до 25 %. Для корректного построения карты изобар по гидродинамической модели погрешность пластового давления не должна превышать двух бар, что составляет менее 1...2 % от начального пластового давления для большинства залежей. Повышение точности определения пластового давления до значений, близких к замерам пластового давления по скважинам, приведет к значительному увеличению времени адаптации гидродинамических моделей.

Для устранения недостатков рассмотренных методов картопостроения предлагается использовать совмещенный метод, позволяющий сохранить распределение выработки запасов по пластам, полученное в гидродинамической модели, и при этом добиться высокой сходимости значений пластового давления в районах размещения скважин. Суть предлагаемой методики заключается в использовании средств трехмерного петрофизического моделирования для совмещения замеров пластового давления по скважинам и трехмерного распределения пластового давления, полученного по результатам гидродинамического моделирования (рис. 2).

¹ См. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС / протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370.

Исходные данные предварительно подготавливаются для использования при трехмерном петрофизическом моделировании. Результаты измерений пластового давления в скважинах, пересчитанные на глубину приведения, носят точечный характер, поэтому для моделирования необходимо получить распределение пластового давления вдоль интервала (интервалов) перфорации скважины с шагом дискретности:

$$P_{TVDi} = P + \frac{(TVDi - H_{прив})P\rho g}{zP_a},$$

где $TVDi$ – глубина вдоль интервала перфорации с дискретным шагом, на которую пересчитывается давление; P_{TVDi} – значение давления в скважине на глубине $TVDi$; P – давление в скважине на плоскости приведения; $H_{прив}$ – глубина плоскости приведения; ρ – плотность газа при атмосферном давлении и пластовой температуре; g – ускорение свободного падения; z – коэффициент сжимаемости газа; P_a – атмосферное давление.

Гидродинамическая модель рассчитывается по фактическим показателям добычи с учетом качества вскрытия, технического состояния скважин, конструкции скважин и т.д. Результаты расчета гидродинамической модели описывают глобальное распределение давления по залежи с учетом текущего коэффициента извлечения газа из пластов и геологических особенностей их строения.

Перед построением карты изобар необходимо получить трехмерное распределение пластового давления по объему залежи с учетом имеющихся промысловых и геологических данных. Для этого трехмерное распределение пластового давления по объему залежи, полученное по результатам расчета гидродинамической модели, корректируется локальными замерами пластового давления по скважинам. Максимальные исходные и расчетные (полученные в ходе моделирования) значения давлений ограничены начальным давлением в пластах залежи, рассчитанным в соответствии с подсчетом запасов, минимальные значения – замерами пластового давления по скважинным данным. Итог моделирования – трехмерное распределение пластового давления по объему залежи, соответствующее материальному балансу, рассчитанному на текущие запасы, а также фактическим замерам

пластового давления по скважинам. Эти данные могут быть использованы для расчетов энергетического состояния залежи, построения карт изобар по выбранному пласту либо по группе пластов, а также для построения разрезов произвольного профиля и оценки распределения пластового давления в межскважинном пространстве по залежи в целом.

Данная методика апробирована на неокомском продуктивном комплексе Ямбургского НГКМ, в пределах которого выделено два эксплуатационных объекта. Первый объект состоит из трех пластов, 88 % запасов газа приходится на пласт БУ¹₃, на этот же пласт приходится и большая часть добычи, поэтому данный объект не представляет интереса для опробования методики расчета пластового давления по пластам. Второй эксплуатационный объект состоит из 14 пластов. Помимо этого, пласты осложнены дизъюнктивными дислокациями и литологическими экранами, поэтому на 14 пластов приходится 38 отдельных залежей, не имеющих гидродинамической связи друг с другом (табл. 1). При оценке давления по 2-му эксплуатационному объекту неокомского продуктивного комплекса Ямбургского НГКМ необходимо учесть следующие факторы:

- сложное геологическое строение залежи;

Таблица 1

**Второй эксплуатационный объект
неокомского продуктивного комплекса
Ямбургского НГКМ**

№	Пласт	Распределение геологических запасов газа, %	Количество залежей
1	БУ ¹ ₆	0,72	1
2	БУ ² ₆	0,67	6
3	БУ ³ ₆	5,11	3
4	БУ ₇	0,36	1
5	БУ ⁰ ₈	2,08	1
6	БУ ⁰¹ ₈	7,97	2
7	БУ ⁰² ₈	0,26	6
8	БУ ¹ ₈	23,89	1
9	БУ ² ₈	13,43	3
10	БУ ³ ₈	26,03	3
11	БУ ⁰ ₉	3,71	1
12	БУ ¹ ₉	11,49	6
13	БУ ¹⁻¹ ₉	1,90	2
14	БУ ² ₉	2,39	2
Итого	14 пластов	100	38

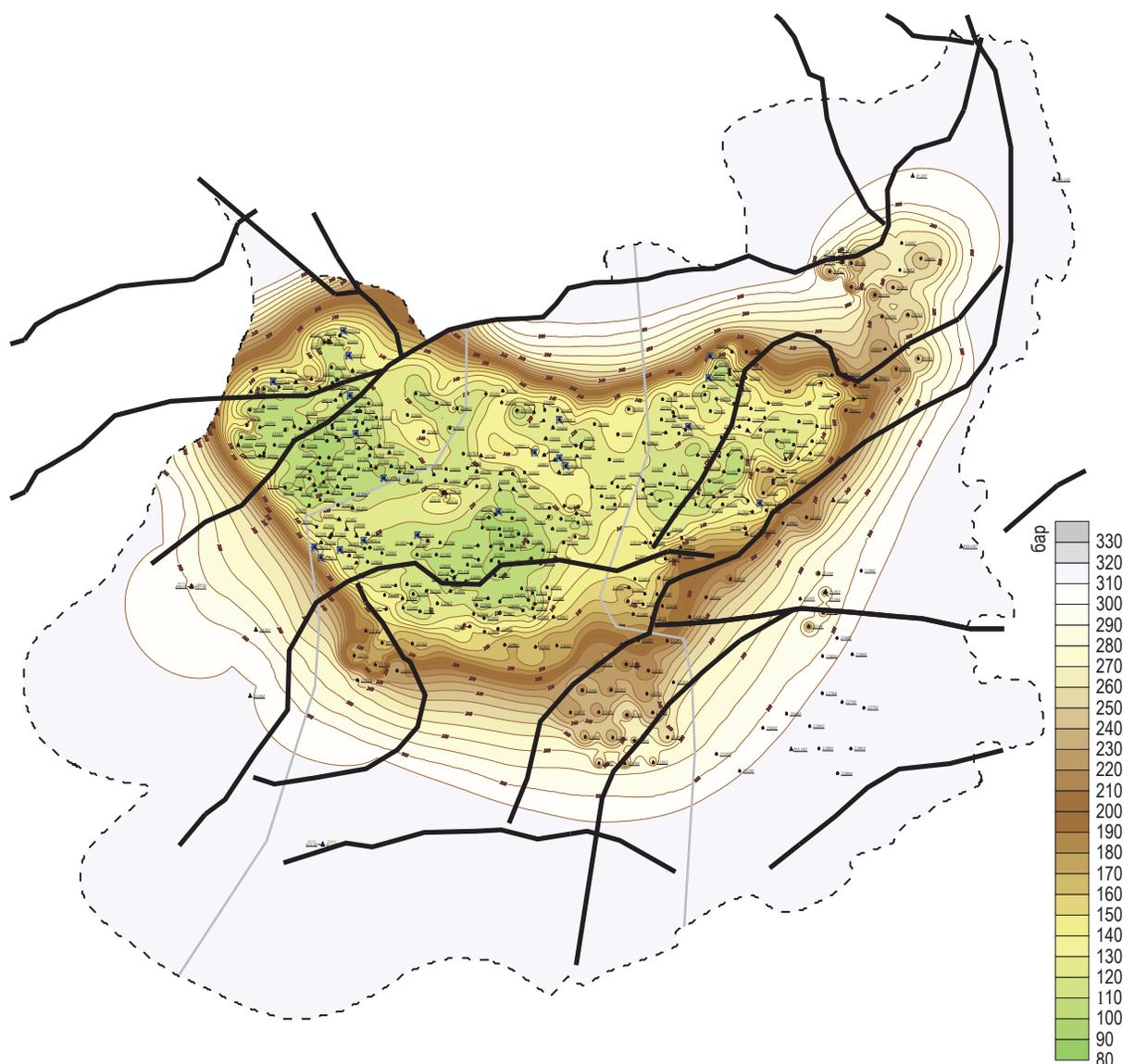


Рис. 3. Карта изобар, построенная методом интерполяции в плоскости

- различные начальные условия по залежам (начальное давление, составы газа, PVT²-свойства и т.д.);
- различное количество скважин, эксплуатирующих пласты;
- вскрытие нескольких пластов большей частью скважин;
- неравномерность степени выработки запасов по пластам и залежам.

Анализ карт, построенных методом интерполяции замеров и согласно предлагаемой методике, показывает большое влияние изменчивости ФЕС по латерали, а также геологических особенностей залежи на распределение

пластового давления на карте, построенной по предложенной методике, и практически полное отсутствие такого влияния на карте, построенной стандартным методом (рис. 3, 4). Среднее давление, определенное по карте, построенной стандартным методом, составляет 259,14 бар, по карте же, построенной предложенным методом, – 253,54 бар; при этом по эксплуатационной зоне пластовое давление составляет 197,24 и 227,69 бар соответственно, а по периферийной части залежи – 307,51 и 297,55 бар соответственно. Сопоставляя два метода картопостроения, можно отметить, что разница пластовых давлений в целом по залежи равна 5,6 бар, а по эксплуатационной зоне превышает 30 бар. Несмотря на незначительное расхождение значений пластового давления

² PVT – акроним от англ. pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

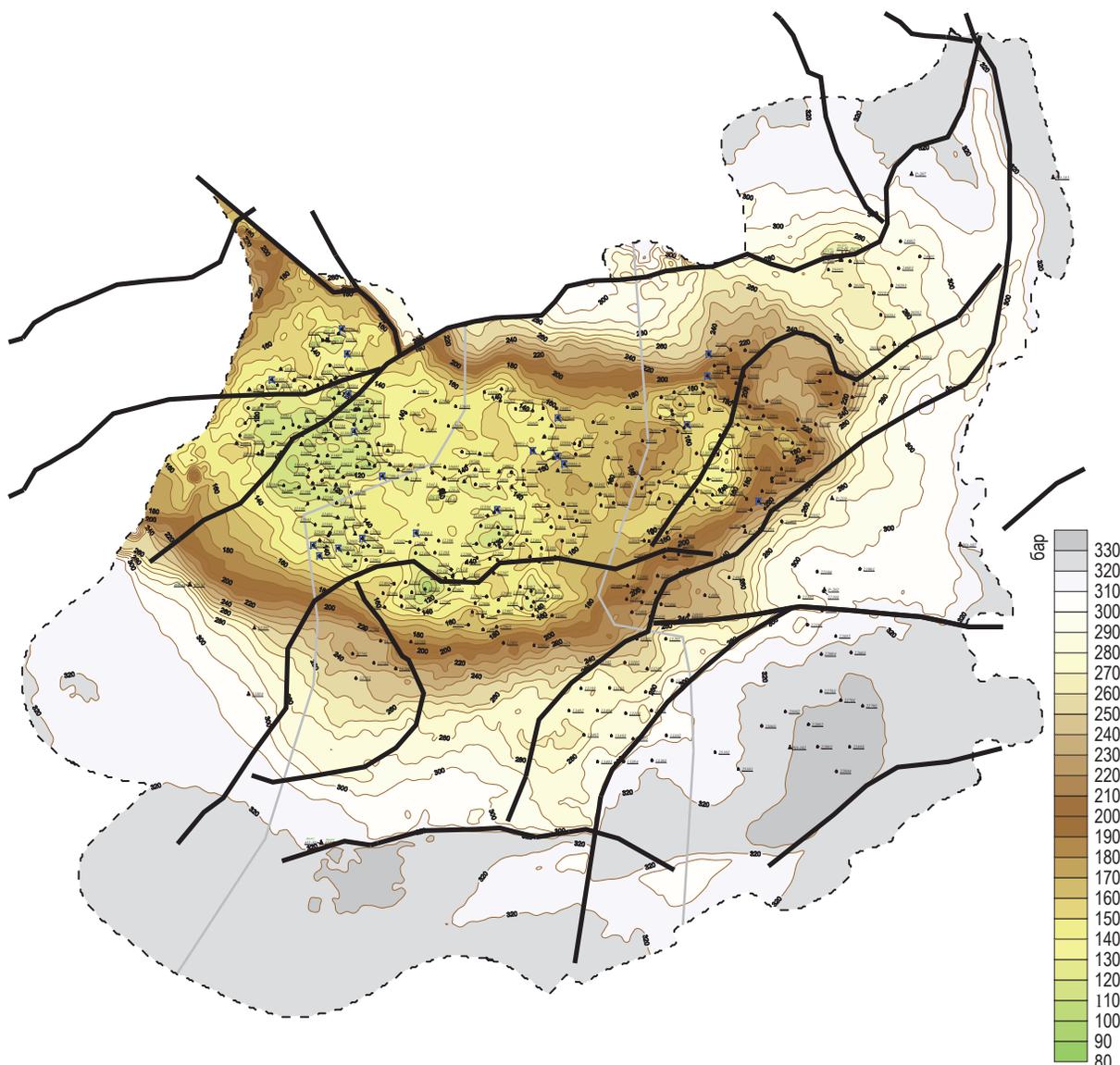


Рис. 4. Карта изобар, построенная совмещенным методом

в целом по залежи, заниженное пластовое давление в эксплуатационной зоне при построении карты методом интерполяции значений демонстрирует эффект, связанный с отсутствием вскрытия каждой скважиной всех пластов 2-го эксплуатационного объекта, что и вызывает дополнительную погрешность при построении карты изобар этим методом.

Еще одной демонстрацией преимуществ предложенной методики картопостроения может служить сопоставление расчетных значений пластового давления на участке строительства новых эксплуатационных скважин при расширении эксплуатационной зоны, где отсутствовали замеры пластового давления, с пластовыми давлениями, измеренными в этих скважинах по завершении бурения.

Южнее эксплуатационной зоны построены кусты 131, 132, 133, 134 газоконденсатных скважин, запланированные в рамках проекта разработки для расширения эксплуатационной зоны по пластам $БУ_8^1$ и $БУ_8^2$. При прогнозировании пластового давления в этой зоне с помощью карт, построенных методом интерполяции, давление в зоне строительства скважин оказалось заниженным по сравнению с фактическими данными, полученными по результатам исследования скв. 13304, 13303, 13302. Данная ситуация вызвана непроницаемым разломом в пластах $БУ_8^2$ и $БУ_8^3$ (рис. 5), который препятствует активному дренированию запасов газа в данной области, однако по пласту $БУ_8^1$ данный разлом является проницаемым. На карте (см. рис. 5в) отчетливо видны воронки

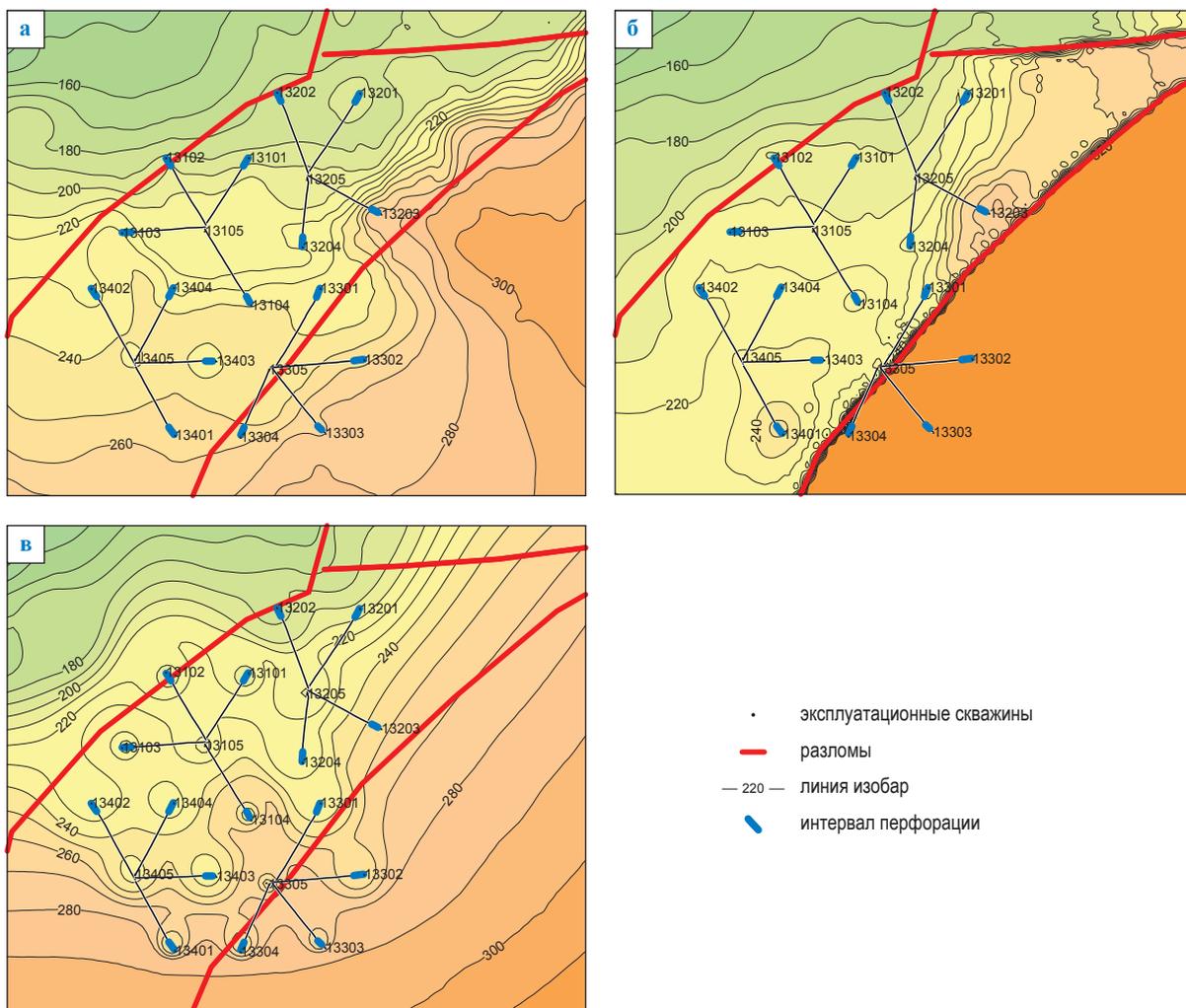


Рис. 5. Участок Ямбургского месторождения в районе кустов 131, 132, 133, 134.

Карты изобар, бар, построены: а – по пласту $БУ_8^1$ совмещенным методом; б – по пласту $БУ_8^2$ совмещенным методом; в – по 2-му эксплуатационному объекту методом интерполяции

вокруг вновь пробуренных скважин. Причина некорректного отображения в существенных погрешностях, допущенных при перестроении карты за предыдущий отчетный период. В результате картина распределения давления в зоне новых скважин на карте изобар, построенной путем интерполяции замеров пластового давления в плоскости приведения, оказывается нефизичной.

Полученные карты и трехмерное распределение пластового давления по объему залежи могут быть использованы не только для анализа текущего состояния разработки, но и для оценки качества применяемой гидродинамической модели. Так, применяемая гидродинамическая модель оценена по разнице расчетных значений давления по модели и полученному распределению давлений как в целом

по газонасыщенной части пласта, так и по эксплуатационной и периферийной зонам (табл. 2). Максимальная разница пластовых давлений наблюдается по пласту $БУ_8^0$ и равна 5 % в эксплуатационной зоне и 4,1 % в целом по пласту. Данная информация в дальнейшем будет учтена при адаптации гидродинамической модели, но на результат картопостроения не окажет существенного влияния, поскольку запасы, приходящиеся на данный пласт, составляют 3,7 % от общих запасов газа.

Таким образом, предложена методика построения карты изобар многопластовых объектов разработки НГКМ посредством корректировки распределения пластового давления по объему залежи, рассчитанного

Таблица 2

**Оценка качества гидродинамической модели второго эксплуатационного объекта
неокомского продуктивного комплекса Ямбургского НГКМ**

Пласт	Давление								
	пласт в целом			эксплуатационная зона			периферийная зона		
	гидродинамическая модель, бар	итоговое распределение, бар	расхождение, %	гидродинамическая модель, бар	итоговое распределение, бар	расхождение, %	гидродинамическая модель, бар	итоговое распределение, бар	расхождение, %
БУ ₆ ¹	218,456	212,995	2,56	216,26	209,899	3,03	231,53	231,432	0,04
БУ ₆ ²	287,025	285,889	0,40	231,842	228,637	1,40	311,916	311,713	0,07
БУ ₆ ³	279,076	279,254	-0,06	238,62	239,485	-0,36	308,659	308,335	0,11
БУ ₇	134,37	138,563	-3,03	133,779	138,002	-3,06	305,925	301,418	1,50
БУ ₈ ⁰	278,901	273,687	1,91	266,443	260,137	2,42	318,902	317,193	0,54
БУ ₈ ⁰¹	284,102	281,538	0,91	255,641	250,309	2,13	309,004	308,861	0,05
БУ ₈ ⁰²	283,277	279,888	1,21	265,908	260,866	1,93	318,295	318,24	0,02
БУ ₈ ¹	243,438	240,947	1,03	207,295	203,413	1,91	298,328	297,949	0,13
БУ ₈ ²	209,815	213,786	-1,86	191,305	196,753	-2,77	257,537	257,703	-0,06
БУ ₈ ³	227,417	225,68	0,77	195,014	192,363	1,38	283,914	283,77	0,05
БУ ₉ ⁰	216,403	207,743	4,17	214,881	204,541	5,06	224,071	223,867	0,09
БУ ₉ ¹	331,77	330,286	0,45	330,822	328,782	0,62	334,151	334,064	0,03
БУ ₉ ¹⁻¹	342,383	342,166	0,06	342,058	341,949	0,03	342,764	342,419	0,10
БУ ₉ ²	347,503	346,899	0,17	347,239	346,82	0,12	348,628	347,237	0,40
Итого	255,082	253,537	0,61	229,98	227,688	1,01	297,824	297,551	0,09

по актуальной адаптированной гидродинамической модели. Методика позволяет получить детальную информацию о давлении в любой точке многопластового объекта разработки. Рассчитанное давление соответствует материальному балансу объекта, а также текущим значениям пластового давления в скважинах.

Преимущества представленной методики картопостроения в сравнении со стандартными методиками интерполяции наглядно продемонстрированы на примере измерения пластового давления в новых газоконденсатных скважинах при расширении эксплуатационной зоны по пластам БУ₈¹ и БУ₈² Ямбургского НГКМ. Использование методики особенно актуально для залежей, имеющих сложное геологическое строение и длительную историю разработки.

Список литературы

1. Южанинов В.С. Картография с основами топографии / В.С. Южанинов. – М.: Высшая школа, 2001. – 299 с.
2. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: Тверь, 2003. – 258 с.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.

Constructing maps of isobaric curves for multilayer deposits

S.A. Kirsanov¹, A.I. Ponomarev², A.V. Merkulov³, T.V. Sopnev³, Z.U. Murzalimov³, R.L. Kozhukhar^{3*}

¹ Gazprom PJSC, BOX 1255, St.-Petersburg, 190000, Russian Federation

² Ufa State Petroleum Technological University, Bld. 1, Kosmonavtov street, Bashkortostan, 450062, Russian Federation

³ Gazprom Dobycha Yambug, Bld. 9, Geologorazvedchikov street, Novyy Urengoy, Yamal-Nenets Autonomous District, 629306, Russian Federation

* E-mail: R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

Abstract. A new procedure for mapping isobars of a multilayer object within an oil-gas-condensate field is suggested. It supposes a special algorithm for correction of a 3D distribution of the pore-pressure values calculated according to an actual hydrodynamic model by correspondent data of instrumental well measurements.

Necessity to implement some new mapping pattern was called forth by serious errors in determination of pore pressures using isobar maps which were constructed by interpolation of 2D local pore pressure measurements over a whole field facility. Mapping isobaric curves for each separate layer is a quite complicated task, as wells are used to expose several layers simultaneously, and the layers won in the neighbor wells could have unlike permeability and porosity properties and, as a consequence, different degrees of depletion.

The new procedure affords detailed information on pressure in any point of any layer within a field being developed, and correction of gas extraction by wells and layers. Calculated pressure values correspond to a current balance of a deposit and current measurements of pore pressure.

Advantages of the suggested isobar mapping procedure in comparison with the standard interpolation methods are clearly demonstrated on example of pore pressure determination in a zone of construction of the new clusters of the gas-condensate wells at Yamburg oil-gas-condensate field. Common methods gave big errors in pore pressure values. By combining results of pressure measurement in the wells with the data of hydrodynamic simulation, the suggested procedure and severely rises accuracy of distribution of this technological characteristic all over the object being developed. Application of this method is especially topical for the deposits with complicated geological structure and long history of development.

Keywords: multilayer object, simulation and monitoring of field development, pore pressure, map of isobaric curves.

References

1. YUZHANINOV, V.S. *Cartography including topography basics* [Kartografiya s osnovami topografii]. Moscow: Vysshaya shkola, 2001. (Russ.).
2. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUNA, G.G. YATSENKO. *Recommended practice for calculating geological reserves of oil and gas using a volumetric method* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obyemnym metodom]. Moscow, Tver, 2003. (Russ.).
3. ZAKREVSKIY, K.Ye. *Geological 3D simulation* [Geologicheskoye 3D modelirovaniye]. Moscow: IPTs Maska, 2009. (Russ.).

УДК 622.279

Отражение последствий неравномерного ввода в эксплуатацию площадей многокупольных залежей на накопленных показателях разработки

А.В. Коваленко^{1*}, В.В. Моисеев¹, И.И. Байдин¹, М.А. Казанцев²

¹ ООО «Газпром добыча Надым», Российская Федерация, 629736, ЯНАО, г. Надым, ул. Пионерская, д. 14

² Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование», Российская Федерация, 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, д. 2

* E-mail: kovalenko.alexandr.geo@mail.com

Тезисы. В статье по материалам наблюдений, накопленным за весь период разработки газовых залежей, квалифицированы проблемы поэтапного освоения соответствующих уникальных месторождений. Авторами выполнен краткий анализ разработки многокупольных газовых залежей Западной Сибири, ввод которых в эксплуатацию по различным причинам происходил с временным отрывом до 15 лет. Дана качественная оценка последствий неравномерного ввода площадей.

На примере двухкупольной газовой залежи одного из месторождений Западной Сибири с использованием геолого-технологической модели рассчитаны технологические показатели для четырех сценариев разработки залежи: с одновременным вводом всех площадей в эксплуатацию и со смещением ввода 2-й площади на 5, 10 и 15 лет относительно 1-й площади.

Анализ расчетных прогнозных показателей разработки свидетельствует, что с увеличением временного лага между вводом площадей одной многокупольной залежи снижается конечный коэффициент извлечения газа. Сделан вывод о том, что с точки зрения разработки многокупольных газовых залежей более эффективно вводить в эксплуатацию площади последовательно, без значительного перерыва.

Современная газовая промышленность России занимает лидирующие позиции по объемам реализуемой товарной продукции на мировом рынке. Для сохранения и дальнейшего наращивания добычи необходимо рационально подходить к эксплуатации разрабатываемых и освоению открываемых залежей углеводородов. Основной объем природного газа, добываемого в России, приурочен к сеноманским газовым залежам Западной Сибири, большинство из которых введены в эксплуатацию более 15 лет назад и находятся на стадии падающей добычи. С учетом этого приоритетной становится задача освоения новых уникальных месторождений, разработка которых требует реализации мегапроектов, позволяющих добиться максимальной эффективности в сложных условиях. Тем не менее предварительно необходимо консолидировать весь имеющийся отечественный и мировой опыт, выработав решения, учитывающие многие ранее неконтролируемые риски [1].

Каждый этап развития газовой промышленности внес определенный вклад в подходы к разработке залежей углеводородного сырья. Так, в отношении уникальных месторождений тенденция поэтапного освоения сохраняется начиная с 1960-х гг. вплоть до сегодняшнего дня. В СССР такая дискретность чаще всего обуславливалась требованием газификации быстро растущей промышленности, в постсоветской России – неравномерным финансированием проектов в связи со сложной экономической ситуацией.

Ввод газовых куполов на одном объекте разработки последовательно и без значительного разрыва во времени в целом не несет негативных последствий. Однако в реальности ввод залежей в эксплуатацию по различным причинам проходит с перерывом до 15 лет. Такая неравномерность влечет ряд негативных последствий, в частности:

1) разность давлений по газосборной сети (ГСС) приводит к необходимости дросселирования на входе в установку комплексной подготовки газа по технологическим ниткам, а значит, к снижению температуры на нитке с более высокими

Ключевые слова: разработка месторождений, последовательность ввода в эксплуатацию.

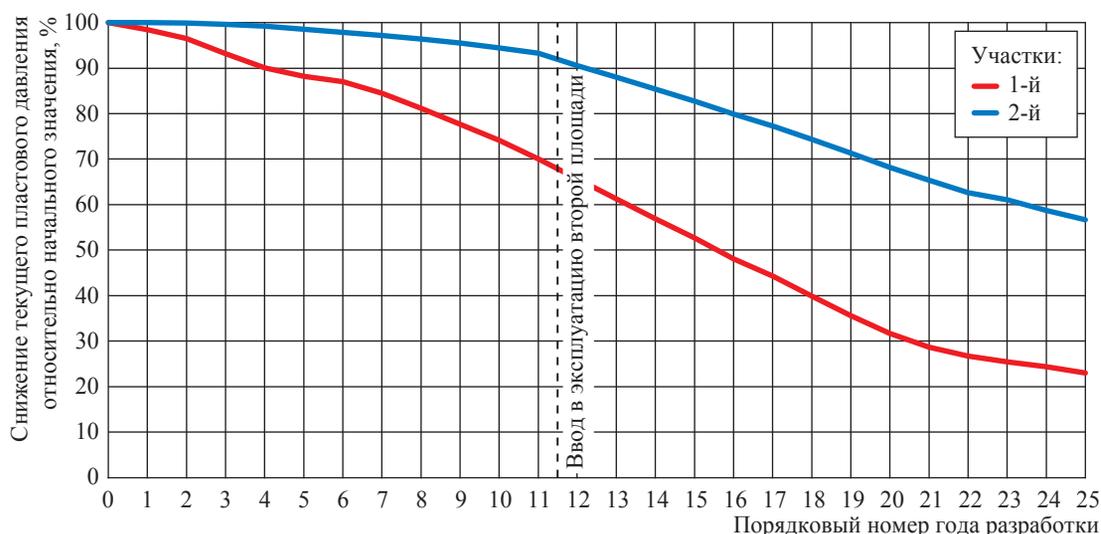


Рис. 1. Темп падения пластового давления на участках залежи

давлениями. В результате запускается процесс гидратообразования, вследствие чего требуются противогидратные ингибиторы [2];

2) для дополнительного дренирования площади, обеспечивающего достижение максимального коэффициента извлечения газа (КИГ) по месторождению, приходится назначать «пиковые» технологические режимы. Это приводит к повышению скорости потока газа по всей длине газосборной сети. Предельные скорости потока газа в трубопроводе создают риски эрозийных разрушений¹;

3) увеличение темпов отбора газа для обеспечения максимального КИГ и уравнивания пластового давления приводит к образованию в зоне питания скважины воронки пониженного давления, что является благоприятным условием для внедрения подошвенной воды и обводнения скважин. В таких условиях отмечается рост депрессии на пласт, провоцирующий разрушение призабойной зоны пласта и, как следствие, пескопроявление скважин.

Недропользователи вынуждены искать способы снизить негативный эффект. В частности, среди соответствующих мер – перераспределение отборов, дополнительное эксплуатационное бурение, а также назначение длительных «пиковых» технологических режимов работы скважин и промыслового оборудования.

Рассмотрим недостатки поэтапного ввода в эксплуатацию частей месторождения

на примере газовой залежи одного из месторождений севера Западной Сибири. Залежь находится в разработке более 24 лет и состоит из двух гидродинамически связанных площадей (участков), причем 2-я площадь введена в эксплуатацию спустя 11 лет после первой, а запасы природного газа на ней составляют порядка 15 % общих запасов залежи.

На текущий момент пластовое давление на 1-м участке снизилось на 77 % по сравнению с начальным, тогда как на 2-м – только на 43 % (рис. 1). Такое распределение пластового давления по разрезу залежи приводит к значительному перетоку между участками, а также к необходимости дросселирования 2-й площади, что влечет за собой потери пластовой энергии.

С целью оценки воздействия последствий неравномерного ввода в эксплуатацию площадей многокупольных залежей на накопленные показатели разработки рассчитаны варианты прогнозных технологических показателей разработки рассматриваемой залежи. Расчеты выполнены с применением трехмерной геологической модели, адаптированной² с учетом наземной инфраструктуры залежи.

Рассчитанные варианты описывают четыре сценария разработки залежи. Первый вариант предусматривает одновременный ввод в эксплуатацию всех площадей залежи. Каждый последующий вариант подразумевает смещение

¹ См. НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. – Саратов: ВНИПИгаздобыча, 2004. – 104 с.

² См. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2000.

ввода 2-й площади на более поздний срок с шагом 5 лет относительно предыдущего варианта (таблица). Накопленные технологические показатели по изученным вариантам сопоставлены на рис. 2 (см. также таблицу).

В зависимости от срока ввода 2-й площади в эксплуатацию варьируется период постоянных отборов из залежи (см. таблицу). Так, при одновременном вводе площадей он будет составлять 15 лет, при смещении срока ввода второй площади на 15 лет период сократится до 1 года.

Наибольшие накопленная добыча и КИГ, соответственно, к концу рассматриваемого периода наблюдаются при выборе варианта 1 (см. таблицу). Стоит отметить, что в зависимости от смещения даты ввода в эксплуатацию 2-й площади КИГ снижается. Данные таблицы показывают, что разница в КИГ между 1-м и 4-м вариантами составляет 1,87 %. Это может быть обусловлено, во-первых, снижением

энергетической характеристики залежи и, во-вторых, преждевременным обводнением залежи и заземлением запасов газа. Также выявлено, что чем ближе даты ввода обоих участков в эксплуатацию, тем меньше перепад пластовых давлений между участками (см. нижнюю строчку таблицы). Причина в том, что наличие перетока газа между участками сокращает потери энергетической характеристики залежи.

Таким образом, можно резюмировать, что временное отставание при вводе в эксплуатацию разных участков многокупольной залежи порождает ряд технологических проблем, связанных с уравниванием давления в ГСС, дросселированием и, соответственно, гидратообразованием. С другой стороны, назначение длительных «пиковых» технологических режимов на площади с большим пластовым давлением

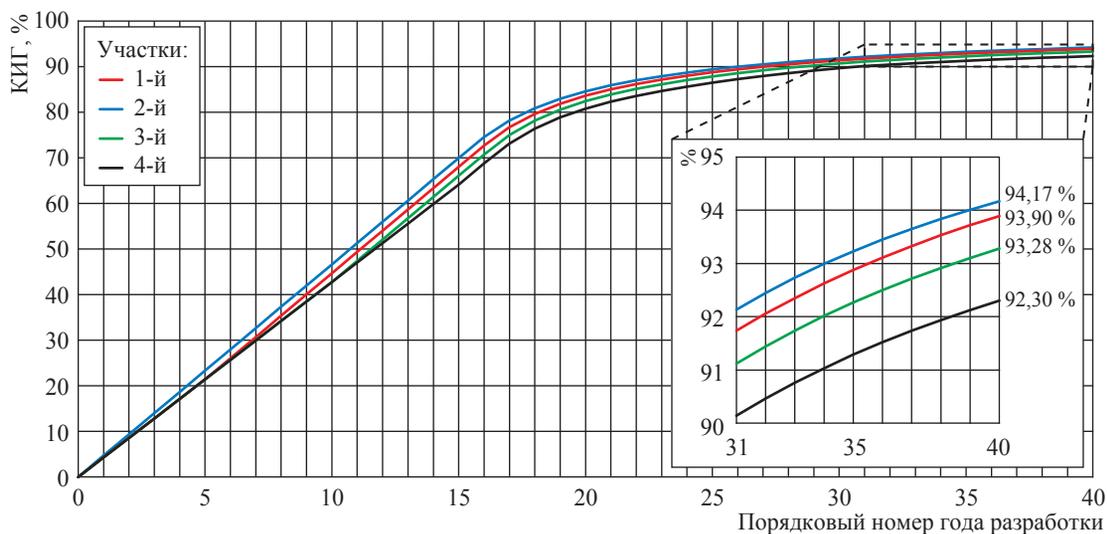


Рис. 2. Динамика КИГ для вариантов ввода участков залежи в эксплуатацию

Варианты ввода участков рассматриваемой залежи в эксплуатацию

Вариант		1	2	3	4
Порядковый номер года ввода участка в эксплуатацию	1-й участок	1-й			
	2-й участок	1-й	6-й	11-й	16-й
Период постоянных отборов, лет		15	10	6	1
КИГ, %		94,17	93,90	93,28	92,30
Падение текущего пластового давления относительно начального значения, %	1-й участок	9,08	9,25	9,47	9,71
	2-й участок	16,81	17,58	18,75	21,00
Разность относительных перепадов пластового давления на 2-м и 1-м участках, %		16,81 – 9,08 = 7,73	17,58 – 9,25 = 8,33	18,75 – 9,47 = 9,28	21 – 9,71 = 11,29

с целью уравнивания давления между площадями приводит к росту депрессии на пласт, разрушению призабойной зоны, особенно в слабоустойчивых коллекторах, и, как следствие, пескопроявлению скважин, значительно повышающему риск эрозионного износа устьевого оборудования и системы сбора скважинной продукции. Увеличение отборов за счет длительных «пиковых» технологических режимов обуславливает образование в зоне дренирования скважин воронки пониженного давления, провоцирующей внедрение в скважину подошвенной воды и ее обводнение. Чтобы расширить охват дренированием и повысить КИГ, необходимо бурить дополнительные эксплуатационные скважины, что позволит значительно снизить давление на площади с большим пластовым давлением. Такие добавочные затраты снижают рентабельность извлечения продукции.

В целом отмеченные явления становятся фактором роста объемов необратимо

защемляемых запасов газа. Сокращение негативных влияний на разработку месторождения приведет к более стабильной работе как залежи, так и всего промысла.

Следует сделать вывод о том, что в условиях ввода в эксплуатацию новых газовых промыслов многокупольных объектов для получения максимального КИГ необходимо учитывать опыт эксплуатации месторождений, перешедших к поздней стадии разработки. Начинать разработку месторождений необходимо на всех участках залежи одновременно либо по возможности свести до минимума разрыв сроков ввода участков. Это позволит учесть ранее не контролируемые риски и предотвратить негативные последствия. Такой, более рациональный, подход позволит продлить период постоянных отборов и увеличить конечный КИГ, что в целом подтверждается результатами геолого-технологического моделирования.

Список литературы

1. Ермилов О.М. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, А.И. Ширковский и др. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
2. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной подготовки газа / В.А. Истомин. – М.: ВНИИЭГазпром, 1990. – 214 с.

On the effect of serial commissioning of a multi-dome reservoir given to the cumulative production indices

A.V. Kovalenko^{1*}, V.V. Moiseyev¹, I.I. Baydin¹, M.A. Kazantsev²

¹ Gazprom Dobycha Nadym, Bld. 14, Pionerskaya street, Nadym, Yamal-Nenets Autonomous District, 629736, Russian Federation

² Tyumen subsidiary of Gazprom Proyektirovaniye LLC, Bld. 2, Vorovskogo street, Tyumen, 625019, Russian Federation

* E-mail: kovalenko.alexandr.geo@mail.com

Abstract. The paper reveals the issues of stage-by-stage development of the unique gas fields on example of a hypothetical multi-dome gas deposit of Western Siberia. The authors indicate that commonly due to various causes commissioning of incorporated reservoirs takes place with a time interval of up to 15 years. So, they list, analyze and assess correspondent negative factors influencing the cumulative indicators of field production.

Using a 3D geological-engineering model of a two-dome deposit the technological indices in respect to fore scenarios of deposit development have been calculated. The named scenarios suppose simultaneous commissioning of both reservoir and their commissioning with a time lag of 5, 10 or 15 years correspondingly.

The analysis of the calculated forecasted indicators shows that increase of time period between commissioning of the reservoirs within a multi-dome deposit causes reduction of final gas recovery factor. The authors concluded that the most efficient approach here is the sequenced commissioning without a significant time lag.

References

1. YERMILOV, O.M., V.V. REMIZOV, A.I. SHIRKOVSKIY et al. *Physics of a stratum, production and underground storage of gas* [Fizika plasta, добыча и подземное хранение газа]. Moscow: Nauka, 1996. (Russ.).
2. ISTOMIN, V.A. *Prevention and liquidation of gas hydrated in the systems for gas collection and field treatment* [Preduprezhdeniye i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh sbora i promyslovy podgotovki gaze]. Moscow: VNIIEGazprom, 1990. (Russ.).

УДК 622.279.5:33(571.1)

Анализ проведения геолого-технических мероприятий в условиях падающей добычи на примере месторождения Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири

З.Н. Дворядкина^{1*}, Т.В. Куриленко¹, Т.В. Шумская¹, О.Ю. Буракова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: Z_Dvoriadkina@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На примере сеноманской залежи месторождения Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири проанализированы геолого-технические мероприятия (ГТМ) по повышению газоотдачи пласта, широко применяемые в условиях падающей добычи газа для поддержания планируемых объемов добычи. Дана оценка технико-экономической эффективности каждого вида ГТМ в отдельности. По основным критериям экономической эффективности выделены наиболее эффективные мероприятия.

В условиях изменения характеристик минерально-сырьевой базы в традиционных районах добычи углеводородов (УВ) требование гарантированного энергообеспечения формирует новые приоритеты в политике недропользования. Важнейшей задачей становится эффективная разработка месторождений [1].

В современных условиях обеспечение планируемых объемов добычи УВ-сырья газодобывающими предприятиями возможно либо за счет интенсификации добычи газа на высокопродуктивных объектах месторождений (характеризующихся падающими объемами добываемых УВ, прогрессирующей обводненностью, резким снижением дебитов скважин) либо за счет ввода новых низкопродуктивных и неоднородных пластов.

Освоение новых объектов газодобычи сопряжено с необходимостью значительных инвестиций в разведку, бурение и обустройство месторождений, причем эффективность капитальных вложений, как правило, низкая в связи с вводом малопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов. Качественная эксплуатация скважин в сложных геолого-промысловых условиях является ключевой проблемой в системе разработки УВ-залежей, особенно на поздней стадии.

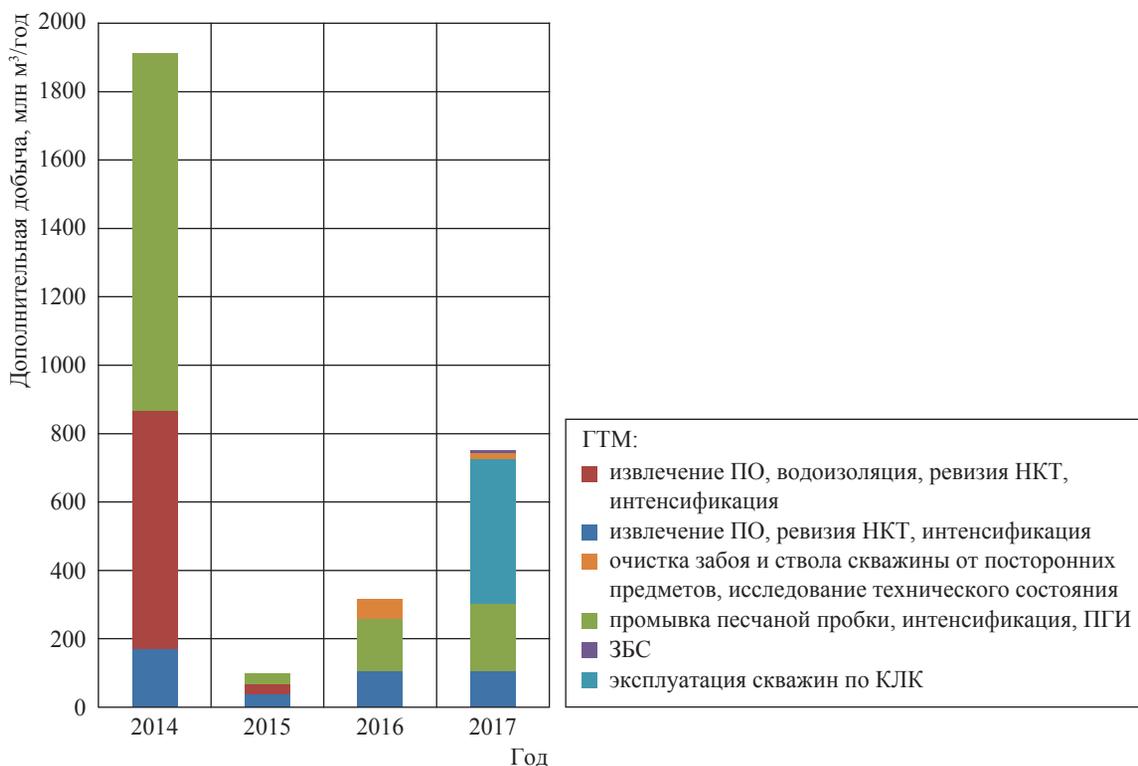
На месторождениях Западной Сибири, находящихся в завершающей стадии разработки, сохраняется высокий баланс остаточных запасов. Для максимального извлечения остаточных трудноизвлекаемых запасов газодобывающие компании используют различные методы повышения газоотдачи пластов, в том числе технологии капитального ремонта скважин и интенсификации добычи УВ, многие из которых по различным причинам были разово применены на месторождениях.

Одним из основных инструментов управления производственно-ресурсным потенциалом газодобывающего предприятия на поздней стадии разработки является программа геолого-технических мероприятий (ГТМ), которая должна характеризоваться приемлемой технологической и экономической эффективностью и соответствовать стратегическим целям газодобывающего предприятия.

В период с 2014 по 2017 г. на газодобывающем предприятии Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири осуществлены следующие ГТМ:

- извлечение подземного оборудования (ПО), ревизия насосно-компрессорных труб (НКТ), водоизоляция, интенсификация;
- извлечение ПО, ревизия НКТ, интенсификация;

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, газодобывающее предприятие, добыча углеводородов, интенсификация добычи природного газа, индекс доходности дисконтированных затрат, денежные притоки, денежные оттоки, экономический эффект.



Структура дополнительной добычи природного газа за период 2014–2017 гг.

- очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов, исследование технического состояния;
- промывка песчаной пробки, интенсификация, промыслово-геофизические исследования (ПГИ);
- зарезка (забуривание) бокового ствола (ЗБС);
- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК).

За счет перечисленных мероприятий в 2014–2017 гг. обеспечена дополнительная добыча природного газа (рисунок). Анализ структуры дополнительной добычи природного газа в 2014 г. показал, что наибольшие удельные веса – 36 и 54,6 % – приходятся на 1-е и 4-е ГТМ соответственно (см. перечень). В 2015 г. все проведенные ГТМ (1-, 4- и 2-е) распределились приблизительно в равных долях – 29,5; 31,0 и 39,5 % соответственно. В 2016 г. наиболее весомыми оказались 4-е (47,9 %) и 2-е (33,7 %) ГТМ. В 2017 г. наибольшие приросты добычи газа обеспечили 6-е (55,8 %) и 4-е (26,3 %) ГТМ. Остальные технологии распределились следующим образом: 2-е ГТМ – 14,3 %; 3-е – 2,5 %; 5-е – 1,1 %.

Применяемые технологии характеризуются различным влиянием на совокупные

технично-экономические показатели. Основным критерием эффективности ГТМ служит достигнутый в ходе его проведения экономический эффект. Экономическая оценка ГТМ производится с использованием таких основных показателей эффективности, как дисконтированный денежный поток и индекс доходности дисконтированных затрат¹ (ИДДЗ) [2].

Так, на газодобывающем предприятии Надым-Пур-Тазовского региона эффективность отдельных видов ГТМ оценивалась путем сопоставления распределенных во времени денежных поступлений (притоков) и расходов (оттоков), связанных с их проведением и добычей товарной продукции, и определялась как разница между двумя чистыми денежными потоками: 1) при условии проведения ГТМ; 2) при условии отказа от проведения ГТМ. Удельные показатели экономической эффективности применения различных ГТМ представлены в таблице.

¹ См. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / утв. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999. – 2-я ред.; см. также Налоговый кодекс РФ. Ч. 2 (с учетом изменений, вступивших в силу с 01.01.2017).

Удельные показатели экономической эффективности применения ГТМ на газодобывающем предприятии Надым-Пур-Тазовского региона

ГТМ (№ в перечне)	ИДДЗ, доли ед.	Удельный дисконтированный денежный поток, млн руб. / млн м ³	
		приток	отток
Извлечение ПО, водоизоляция, ревизия НКТ, интенсификация (1)	1,31	3,03	2,31
Промывка песчаной пробки, интенсификация, ПГИ (4)	1,40	1,77	1,26
Очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов, исследование технического состояния (3)	1,88	0,90	0,48
Эксплуатация скважин по КЛК (6)	2,33	3,79	1,63
ЗБС (5)	0,82	1,02	1,25

Анализа эффективности ГТМ показал, что большинство рассмотренных технологий дали положительный эффект. По широко используемым технологиям (1-, 3- и 4-е ГТМ) ИДДЗ составил 1,31...1,88 (см. табл.), т.е. эффект от вышеперечисленных мероприятий в 1,3...1,8 раза превышает затраты на их проведение. Меньший единицы ИДДЗ (например, 0,82 по 5-му ГТМ) свидетельствует об экономической неэффективности проведенного мероприятия. Одной из самых эффективных в данном случае является технология эксплуатации скважин по КЛК (ИДДЗ составил 2,33), поэтому ее следует считать перспективной с точки зрения поддержания проектных уровней добычи газа на поздней стадии разработки сеноманских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

Таким образом, универсальных методов увеличения газоотдачи пластов в настоящее время не существует вследствие индивидуальных природных геолого-физических условий залежи УВ. Каждый метод имеет свою область применения для конкретных геолого-

промысловых условий, а объемы их применения ограничены строением залежей, состоянием фонда скважин и др.

В условиях аномально низких пластовых давлений, характерных для большинства сеноманских залежей месторождений Западной Сибири, не все разработанные технологии работоспособны, поэтому существует объективная необходимость разработки новых методов и способов увеличения газоотдачи пластов, а также повышения качества проведения мероприятий, адаптации и доработки существующих технологий.

Список литературы

1. Матив В.М. Методы планирования и оценки эффективности геолого-технических мероприятий и увеличения нефтеотдачи с учетом риска и неопределенности: автореф. дис. ... к.э.н. (08.00.05) / В.М. Матив; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – М., 2009. – 27 с.
2. Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика / П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Дело, 2002. – 888 с.

Analysis of the geological-engineering measures assumed in conditions of declining production on example of a field in the Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia

Z.N. Dvoryadkina^{1*}, T.V. Kurilenko¹, T.V. Shumskaya¹, O.Yu. Burakova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: Z_Dvoriadkina@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In the article a number of popular geological-engineering measures aimed at stratum gas recovery increase are analyzed on example of a Cenomanian field deposit in the Nadym-Pur-taz region of Western Siberia. Such arrangements are usually being applied in conditions of declining production for provision of planned output. Technical-and-economic performance for each set of technologies is estimated, and the most advantageous measures are selected in accordance with the criteria of economic efficacy.

Keywords: geological and technical measures, gas producing enterprise, hydrocarbon production, intensification of natural gas production, discounted profitability index, cash inflows, cash outflow, economic effect.

References

1. МАТИВ, V.M. *Methods for planning and estimating efficacy of geological-engineering measures and increasing of oil recovery on account of risk and uncertainty* [Metody planirovaniya i otsenki effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy i uvelicheniya nefteotdachi s uchetom riska i neopredelennosti]: synopsis of candidate thesis (economics). Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2009. (Russ.).
2. VILENSKIY, P.L., V.N. LIVSHITS and S.A. SMOLYAK. *Estimation of efficiency of investment projects. Theory and practice* [Otsenka effektivnosti investitsionnykh proyektov. Teoriya i praktika]. 2nd ed., revised and enlarged. Moscow: Delo, 2002. (Russ.).

УДК 622.276.66

Анализ применимости повторного многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах

К.В. Цивелев^{1*}, К.В. Смирнов¹, Д.Н. Михайлов¹

¹ ООО «Газпромнефть-Восток», Российская Федерация, 634045, Томская обл., г. Томск, ул. Нахимова, д. 13а, стр. 1

* E-mail: tsivelevkirill@mail.ru

Тезисы. Нефтегазовая отрасль в последнее время столкнулась с проблемой снижения продуктивности горизонтальных скважин с нецементируемым хвостовиком в компоновке оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Число подобных скважин с каждым годом растет. Если в 2013 г. в ООО «Газпромнефть-Восток» был проведен один МГРП, то к настоящему моменту фактически запущено по фонду 15 подобных скважин, на двух из которых был проведен кислотный МГРП. Соответственно, актуален поиск решений для проведения эффективных повторных стимуляций пласта на существующих компоновках. Предлагается в этих целях применять химические отклонители (блокировка существующих трещин изолирующим составом), малогабаритные хвостовики, селективные пакеры (*англ.* cup-to-packer), а также технологии Spot Frac (отсечение зон двухпакерной компоновкой) и «слепого» МГРП.

В настоящей статье исследованы горизонтальные скважины с нецементируемым хвостовиком, на которых ранее проводился МГРП. Работа выполнена в целях анализа потенциально возможных методов повторной стимуляции скважин с МГРП, выбора подходящей методики для апробации, подбора скважин-кандидатов в периметре деятельности компании, а также расчета прироста дебита. В связи с этим проанализирован фонд горизонтальных скважин, на которых проводился МГРП; изучены существующие методики повторного МГРП; выполнены аналитические расчеты для подбора скважин-кандидатов.

Кроме того, рассмотрены результаты проведения повторного «слепого» МГРП. Так, в июле 2017 г. в рамках поиска решений проведен «слепой» МГРП на одной из горизонтальных скважин. При запланированных трех стадиях по 70 т проппанта на первой стадии основного ГРП произошла преждевременная технологическая остановка закачки. При этом после нормализации забоя, спуска установки электроцентробежного насоса и запуска скважины получен прирост добычи нефти 4,2 т/сут. Такой результат позволяет заключить, что при правильном подборе скважин-кандидатов и технологической успешности повторного МГРП возможно получить еще больший прирост, чем в данном случае.

В последнее время нефтегазовая отрасль России столкнулась с серьезной проблемой падения продуктивности горизонтальных скважин, имеющих компоновки с нецементируемыми хвостовиками для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Некоторые из этих скважин – потенциальные кандидаты для интенсификации добычи методом повторного многостадийного ГРП. В настоящее время повторные ГРП широко применяются на вертикальных скважинах, и в большинстве случаев их эффективность доказана теоретически и практически, при этом готовых решений в случае повторной стимуляции горизонтальных скважин, на которых ранее проводился многостадийный ГРП, нет.

Существует несколько принципиально разных подходов к проведению повторного многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах, а именно использование:

- малогабаритного хвостовика (подразумевается спуск малогабаритной компоновки в горизонтальную часть ствола);
- химического отклонителя (стадии ГРП разделяются с помощью специальных пробок, основанных на добавке химического отклонителя в жидкость ГРП);
- пакера многократной установки (технология *англ.* Spot Frac), при этом устройство имеет возможность работать и в режиме гидропескоструйной перфорации, и в режиме ГРП;
- селективного пакера (технология *англ.* Cup-to-Packer);
- «слепого» многостадийного ГРП.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, повторный многостадийный гидроразрыв пласта, компоновка с нецементируемым хвостовиком.

Аналитический расчет дебита горизонтальных скважин

Для аналитического расчета потенциала горизонтальных скважин с многостадийным ГРП применяется множество моделей. К примеру, Г. Гуо и У. Эванс рассматривают аналитическую модель притока однофазной жидкости в горизонтальную скважину с системой трещин; эффект многофазного течения учитывается по фазовым проницаемостям [1]. Р.Н. Хорном и К.О. Теменгом получено полуаналитическое решение данной задачи методом точечного источника; модель позволяет учитывать интерференцию трещин и, соответственно, снижение продуктивности каждой трещины [2]. Среди отечественных разработок можно выделить методику М.М. Кабирова и Г.А. Шамаева, используемую для определения дебита горизонтальной скважины с поперечными трещинами ГРП, расположенной в полосообразном и анизотропном пласте [3]. На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» наибольшую сходимость теоретических расчетов с фактическими результатами показала методика Х. Ли, Цз. Цзя, Цз. Вэйя, основанная на методе гидравлических сопротивлений; расчет подразумевает горизонтальную скважину, пересекаемую системой вертикальных трещин без учета притока непосредственно в ствол [4]. Согласно последней методике ожидаемые параметры

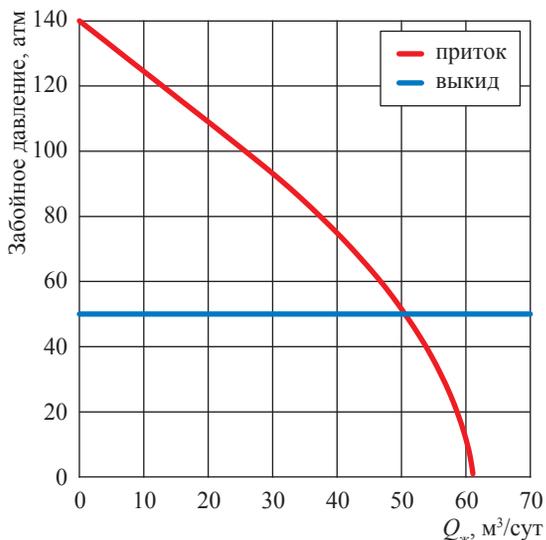


Рис. 1. Расчет потенциального дебита скв. 110Г после повторного многостадийного ГРП: индикаторная кривая (программное обеспечение IHS PERFORM)

по скв. 110Г Шингинского месторождения на июнь 2017 г. при стимуляции ее повторным многостадийным ГРП составили: дебит жидкости $Q_{ж} = 47$ м³/сут, обводненность $W = 78$ %, дебит нефти $Q_{н} = 8,6$ т/сут (при рабочих параметрах на тот же момент $Q_{ж} = 6,7$ м³/сут, $W = 70,7$ %, $Q_{н} = 1,7$ т/сут).

Также расчет проводился в программной среде IHS PERFORM (рис. 1). При целевом забойном давлении в 50 атмосфер ожидаемые параметры составили: $Q_{ж} = 51$ м³/сут, $W = 78$ %, $Q_{н} = 9,3$ т/сут.

«Слепой» многостадийный ГРП

С учетом ранее отфрезерованных портов ГРП, низкого значения $Q_{н}$ и высокого потенциала прироста скв. 110Г была выбрана для проведения повторного «слепого» многостадийного ГРП. Названная технология выбрана с учетом имеющихся возможностей автономного месторождения. Принято решение о проведении трех стадий ГРП по 70 т проппанта. При этом перед каждой стадией планировалось выполнить серию из трех мини-ГРП для заполнения наиболее отработанных зон и фокусировки основной работы ГРП на порт, наименее отработанный за время эксплуатации скважины с начала разработки.

15.07.2017 проведено заполнение скважины в объеме 5 м³. Далее выполнено замещение в объеме 18 м³. По результатам анализа принято решение проводить мини-ГРП согласно утвержденной программе: закачано 56 м³ жидкости ГРП с 2 т проппанта фракции 20/40. По результатам мини-ГРП (таблица) принято решение провести основной ГРП по пересчитанной программе.

В этот же день проведен основной ГРП: с поверхности закачаны 47 т проппанта, из них в пласт размещены 37 т, в стволе скважины оставлены 10 т. На 54-й минуте при вхождении в пласт смеси с проппантом в концентрации 636 кг/м³ произошел резкий скачок давления до 600 атм, насосы остановлены (рис. 2).

Результаты мини-ГРП

Параметр	План	Факт
Эффективность жидкости ГРП, %	45	74
Эффективное давление разрыва, атм	95	115
Пластовое давление по анализу Хорнера, атм	200	190

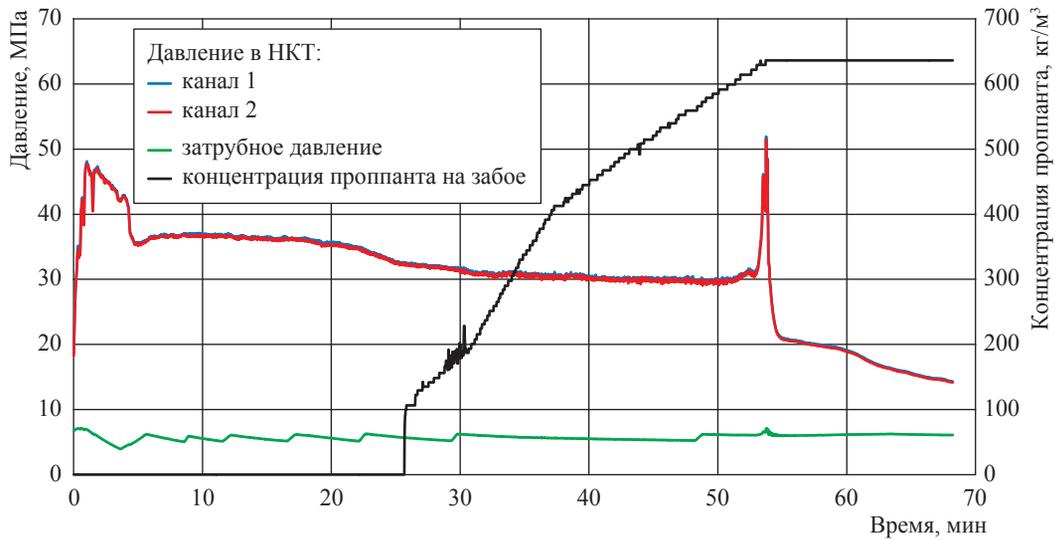


Рис. 2. График закачки для основного ГРП: НКТ – насосно-компрессорная труба

Вероятные причины технологической остановки во время закачки основного ГРП:

1) образование разветвленной сетки мелких трещин, не позволивших получить необходимый раскрытый объем для размещения смеси с концентрацией проппанта более 630 кг/м³, что привело к преждевременному пересыпанию интервала вхождения в пласт;

2) отфильтровывание части буферной смеси через сеть открытых фрак-портов и раскрытие в одном из портов трещины, параметры которой оказались недостаточными для размещения запланированного объема проппанта, что привело к преждевременному закупориванию.

Полученные результаты

В связи с невозможностью полной нормализации забоя (автономное месторождение, отсутствие флота с гибкой НКТ) принято решение нормализовать забой силами бригады капитального ремонта скважин до полного поглощения жидкости. В результате проведенных работ удалось нормализовать забой до одного порта многостадийного ГРП, далее произвели спуск установки электроцентробежного насоса и запустили скважину в работу. Несмотря на получение технологической остановки во время закачки основного ГРП, используя данную технологию, все-таки удалось

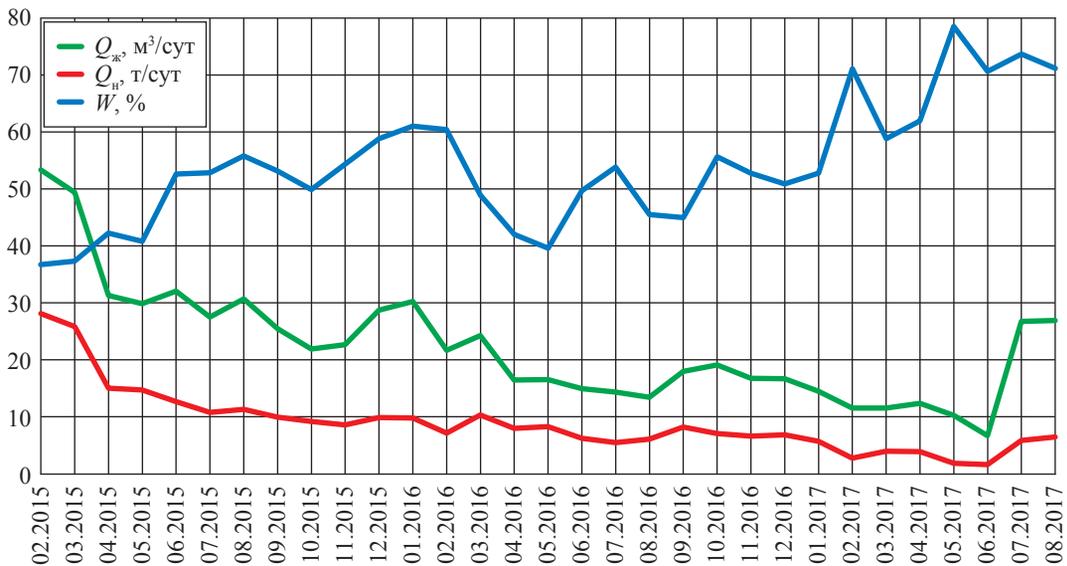


Рис. 3. Параметры работы скв. 110Г с начала разработки

простимулировать пласт, вследствие чего в первый месяц (июль 2017 г.) после повторного «слепого» ГРП скважина работала в следующем режиме: $Q_{ж} = 26,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, $W = 73,7 \%$, $Q_{н} = 5,9 \text{ т/сут}$. По истечении трех месяцев работы скважины прирост $Q_{н}$ держался на уровне 4 т/сут нефти по отношению к остановочным параметрам (рис. 3).

Результат «слепого» ГРП в горизонтальной скважине позволяет сделать вывод, что при правильном подборе скважин-кандидатов и технологической успешности повторного многостадийного ГРП возможно получить еще больший прирост $Q_{н}$, чем в описанном случае. В ООО «Газпромнефть-Восток» на данный момент есть и другие скважины-кандидаты, которые прошли согласование ожидаемого прироста $\approx 10 \text{ т/сут}$. В зависимости от экономических обстоятельств со временем планируется опробовать также технологии Spot Frac и Cup-to-Packer, которые потенциально рентабельны при условии успешной реализации и достижения ожидаемого прироста дебита нефти.

Список литературы

1. Guo G. Inflow performance of a horizontal well intersecting natural fractures / G. Guo, R.D. Evans // SPE Production Operations Symposium, Oklahoma city, OK, USA, 21–23 March, 1993. – Paper SPE 25501. – DOI: 10.2118/25501-MS.
2. Horne R.N. Relative productivities and pressure transient modeling of horizontal wells with multiple fractures / R.N. Horne, K.O. Temeng // Middle East Oil Show, Bahrein, 11–14 March, 1995. – Paper SPE 29891. – DOI: 10.2118/29891-MS.
3. Кабиров М.М. Решение задач при проектировании разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие / М.М. Кабиров, Г.А. Шамаев. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 124 с.
4. Li H. A new method to predict performance of fractured horizontal wells / H. Li, Z. Jia, Z. Wei // International Conference on Horizontal Technology, Calgary, Canada, 18–20 October, 1996. – Paper SPE 37051. – DOI: 10.2118/37051-MS.

Analysis of multi-stage hydraulic fracturing applicability for horizontal wells

K.V. Tsivelev^{1*}, K.V. Smirnov¹, D.N. Mikhaylov¹

¹ Gazpromneft-Vostok LLC, Bld. 1, Estate 13a, Nakhimova street, Tomsk, Tomsk Region, 634045, Russian Federation

* E-mail: tsivelevkirill@mail.ru

Abstract. Last time petroleum-and-gas industry has met a challenge of performance drop in case of horizontal wells equipped with not-cemented liners being parts of sets for multi-stage hydraulic fracturing (MSHF). Quantity of such wells increases each year. In 2013, there was only one MSHF done by the Gazpromneft-Vostok LLC, but up to now actually 15 named wells are kicked off, and two of them by acid MSHF. So, searching solutions for arrangement of efficient repeated bed stimulation using existing sets of equipment is topical. For that the following techniques are suggested: with a chemical diverter (blocking of cracks with an insulating mixture); with a small-scale liner; Spot Frac (isolation by a bipacker set); cup-to-packer; a “blind” MSHF.

This paper studies the horizontal wells with not-cemented liner where the MSHFs were carried out previously. The study is aimed at analysis of methods potentially possible for repeated stimulation of wells treated by MSHF, at selection of a technique and candidate wells appropriate for approbation, as well as at calculation of a flow rate increment. Thereby, a well stock of MSHF-treated horizontal wells and existing practices of repeated MSHF were analyzed; PACE (Performance Analysis by Continuous Evaluation) was carried out for selection of the candidate wells.

Also, the results of a repeated “blind” MSHF were studied. In July of 2017, within the scope of studies a “blind” MSHF was carried out at one of horizontal wells. Three stages, each using 70 t of proppant, were planned. But during the first stage a premature stop occurred. At that, after normalization of a bottom-hole, descending of an electric submersible pump and well kicking off an oil flow rate increment of 4.2 t per day was gotten. This result means that in case of right selection of wells and engineering success of the repeated MSHF the next increment could be greater.

Keywords: horizontal well, repeated multi-stage hydraulic fracturing, layout with a not-cemented liner.

References

1. GUO, G., R.D. EVANS. Inflow performance of a horizontal well intersecting natural fractures. In: *SPE Production Operations Symposium proc.* Oklahoma city, OK, USA, 21–23 March, 1993. Paper SPE-25501. DOI: 10.2118/25501-MS.
2. HORNE, R.N., K.O. TEMENG. Relative productivities and pressure transient modeling of horizontal wells with multiple fractures. In: *Middle East Oil Show proc.* Bahrein, 11–14 March, 1995. Paper SPE-29891. DOI: 10.2118/29891-MS.
3. KABIROV, M.M., G.A. SHAMAYEV. *Problem solving at designing of oil field development* [Resheniye zadach pri proyektirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy]. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2003. (Russ.).
4. LI, H., Z. JIA, Z. WEI. A new method to predict performance of fractured horizontal wells. In: *International Conference on Horizontal Technology proc.* Calgary, Canada, 18–20 October, 1996. Paper SPE-37051. DOI: 10.2118/37051-MS.

УДК 519.876.5:622.276

Анализ осложнений при строительстве наклонно направленных эксплуатационных скважин на месторождении Восточной Сибири

А.Г. Потапов^{1*}, Р.А. Жирнов¹, Д.И. Изосимов², А.Г. Минко¹, А.С. Чудин¹, А.В. Сутырин¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Российская Федерация, 629806, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Республики, д. 20

* E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: бурение скважины, азимут, осложнение, прихват трубы, поглощение бурового раствора.

Тезисы. Анализируются данные об осложнениях на 40 наклонно направленных скважинах, пробуренных на одном из месторождений Восточной Сибири, за исключением осложнений в вертикальном интервале скважины, перекрытом кондуктором. Наибольшее количество осложнений (37,7 %) при бурении наклонно направленных скважин происходит при азимуте ствола, совпадающем с направлением северо-восточной диагональной системы планетарной трещиноватости и максимального горизонтального напряжения (30°...60°). Высокий процент осложнений (30,5 %) отмечен при бурении скважин в рамках субширотной системы планетарной трещиноватости. Наименьшее количество осложнений (7,6 %) наблюдается при бурении скважины с азимутом вне систем планетарной трещиноватости. Вероятнее всего, возникновение большинства осложнений обусловлено недостаточной очисткой наклонно направленных и горизонтальных интервалов скважин, создающей условия для усиления депрессии в скважине при подъеме инструмента, что приводит к осыпям и обвалам породы, а также притоку пластовых флюидов.

Неполнота имеющихся в распоряжении результатов гидродинамических исследований эксплуатационных скважин не позволяет с достаточной объективностью оценить влияние азимута ствола в продуктивном горизонте на продуктивность скважины. Однако можно предположить, что при совершенствовании технологии бурения горизонтальных интервалов и снижении количества осложнений наиболее эффективными окажутся скважины, ориентированные в направлении диагональной северо-восточной и ортогональной субширотной (Восток – Запад) систем планетарной трещиноватости.

Авторами проанализированы данные об осложнениях, возникших при бурении 40 наклонно направленных скважин на одном из месторождений Восточной Сибири, конструкция которых предусматривает наличие направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. На некоторых из них применена утяжеленная конструкция, когда надпродуктивная толща перекрывается дополнительной промежуточной колонной. Из анализа исключались осложнения, имевшие место в вертикальных интервалах стволов скважин, перекрытых кондуктором.

В табл. 1 перечислены основные виды зарегистрированных осложнений. В целом все эти осложнения взаимосвязаны и обусловлены проблемой устойчивости стенок ствола скважины в процессе бурения. Не исключено, что причиной большинства из них стала недостаточная очистка наклонно направленных и горизонтальных

Таблица 1

Осложнения, возникающие при бурении эксплуатационных скважин

Вид	Количество случаев	Доля, %
Затяжка/посадка в ходе спуско-подъемной операции (СПО)	609	90,6
Поглощение бурового раствора	28	4,2
Нефтегазопоявление	17	2,5
Обвал горных пород	14	2,1
Заклинка инструмента	4	0,6
Итого	672	100

интервалов стволов, создавая условия для увеличения депрессии в скважине при подъеме бурильного инструмента (эффект свабирования). Повышение депрессии, в свою очередь, приводит к осыпям и обвалам неустойчивых пород, слагающих продуктивные отложения месторождения.

Как видно (см. табл. 1), основной объем осложнений связан с посадками и затяжками инструмента при СПО. Эффективное, рациональное и безаварийное ведение буровых работ во многом определяется тем, насколько правильно решены задачи управления балансом давлений в скважине.

Одной из основных причин осложнений разного вида – обвалов горных пород, поглощения бурового раствора и др. – являются разнонаправленные трещины в горном массиве. В.М. Анохиным, А.И. Тимурзиевым и другими исследователями закономерностей образования и распространения планетарной трещиноватости в континентальной коре Земли отмечается, что существует конечное число закономерно ориентированных систем линейных структур, образующих систему планетарной трещиноватости [1, 2]. Закономерности сводятся к существованию четырех главных систем разрывных нарушений: 1) субмеридиальной – азимут $(0^\circ \dots 180^\circ) \pm 15^\circ$; 2) субширотной – азимут $(90^\circ \dots 270^\circ) \pm 15^\circ$; 3) диагональной северо-восточной – азимут $(45^\circ \dots 225^\circ) \pm 15^\circ$; 4) диагональной юго-

восточной – азимут $(135^\circ \dots 315^\circ) \pm 15^\circ$ [1, 2]. А.И. Тимурзиевым показано, что при наложении на азимутальный круг «генеральной схемы проявления разрывных деформаций в земной коре» теоретически они образуют восемь азимутальных секторов: четыре ортогональных и четыре диагональных [2, 3].

В соответствии со схемой А.И. Тимурзиева разработана табл. 2, в которой представлены 16 азимутальных секторов, восемь из которых (нечетные) являются элементами четырех главных систем разрывных нарушений, а восемь (четные) не входят в эти системы. В табл. 2 внесены данные об осложнениях при бурении эксплуатационных скважин в соответствии с азимутами наклонно направленных интервалов.

Как видно (см. табл. 2), наибольшее количество осложнений – 221 случай (32,9 %) – попало в сектор № 3, который по азимуту $(45^\circ \pm 15^\circ)$ соответствует направлению максимального горизонтального напряжения $(30^\circ \dots 60^\circ)$, определенному путем интерпретации данных геофизических исследований скважин, выполненных сотрудниками компании «Шлюмберже». Следует отметить, что сектор № 3 имеет полный набор всех типов осложнений, встречающихся при проводке скважин на месторождении, чего нет в других секторах.

На втором месте по количеству осложнений – 123 случая (18,3 %) – находится сектор № 5 $(90^\circ \pm 15^\circ)$, входящий в субширотную систему. Во внесистемных секторах наблюдалось

Таблица 2

Распределение осложнений по секторам системы глобальной трещиноватости и внесистемным секторам

Параметр	Номер сектора (азимут)																Итого	
	1 ($0^\circ \pm 15^\circ$)	2 ($15^\circ \dots 30^\circ$)	3 ($45^\circ \pm 15^\circ$)	4 ($60^\circ \dots 75^\circ$)	5 ($90^\circ \pm 15^\circ$)	6 ($105^\circ \dots 120^\circ$)	7 ($135^\circ \pm 15^\circ$)	8 ($150^\circ \dots 165^\circ$)	9 ($180^\circ \pm 15^\circ$)	10 ($195^\circ \dots 210^\circ$)	11 ($225^\circ \pm 15^\circ$)	12 ($240^\circ \dots 255^\circ$)	13 ($270^\circ \pm 15^\circ$)	14 ($285^\circ \dots 300^\circ$)	15 ($315^\circ \pm 15^\circ$)	16 ($330^\circ \dots 345^\circ$)		
Вид осложнения, случаев	затяжка	34	10	196	8	114	4	32	6	24	0	30	14	75	0	56	6	609
	поглощение	0	0	6	0	7	0	2	0	2	0	1	2	6	0	2	0	28
	проявление	0	0	5	0	0	0	5	1	6	0	0	0	0	0	0	0	17
	обвал	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	14
	заклинка	0	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
	итого	34	10	221	8	123	4	39	7	32	0	32	16	82	0	58	6	672
Доля в общем числе осложнений, %	5,0	1,5	32,9	1,2	18,3	0,6	5,8	1,0	4,8	0	4,8	2,4	12,2	0	8,6	0,9	100	

незначительное количество осложнений, и в основном это были затяжки и посадки инструмента.

В табл. 3 представлено распределение осложнений по четырем системам главных разрывных нарушений. Видно, что основное количество осложнений наблюдалось на диагональной системе СВ – ЮЗ (37,7 %) и субширотной системе В – З (30 %). В целом на четыре системы главных разрывных нарушений приходится 621 осложнение, что составляет 92,4 % от общего числа инцидентов, использованных при анализе. Следует отметить незначительное

количество осложнений по скважинам, пробуренным вне указанных систем (см. табл.3).

Для наглядности составлена круговая диаграмма, по радиусу которой с шагом 5 % отложена процентная доля осложнений, по окружности – азимут с началом отсчета на севере (рисунок).

В табл. 4 представлены данные по осложнениям при бурении скважин с дополнительной промежуточной колонной (утяжеленная конструкция), перекрывающей интервал ниже башмака кондуктора до продуктивных отложений. За исключением двух верхних

Таблица 3

Распределение осложнений по системам планетарной трещиноватости

Параметр		Система планетарной трещиноватости				Σ	Внесистемные данные	Итого
		0°...180°	45°...225°	90°...270°	135°...315°			
Количество скважин	проект	3	7	10	8	28	12	40
	факт	6	9	11	7	33	7	40
Осложнения	количество случаев	66	253	205	97	621	51	672
	%	9,8	37,7	30,5	14,4	92,4	7,6	100

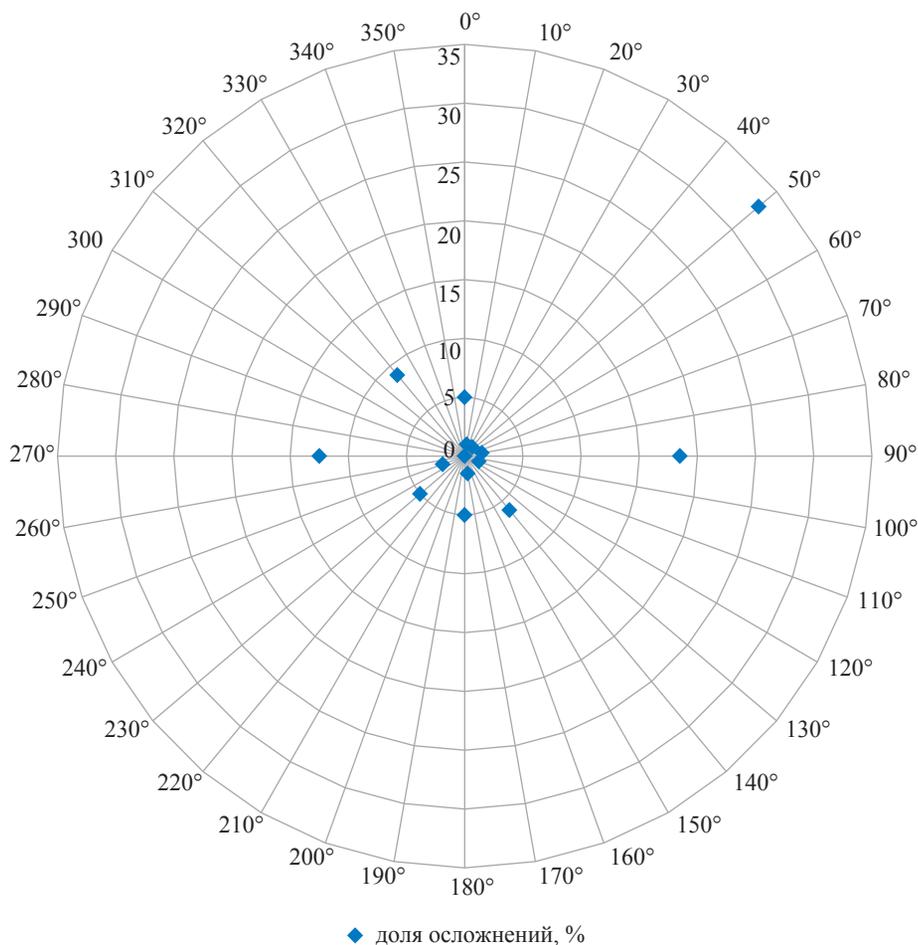


Диаграмма азимутальной направленности осложнений при бурении скважин

интервалов скв. 3013 (1000...2200 м) и интервала 1000...1600 м скв. 3014, интервалы пробурены в пределах секторов, принадлежащих системам планетарной трещиноватости. Сравнение табл. 3 и 4 показывает следующее: несмотря на то что в табл. 4 приведены результаты по скважинам с дополнительной промежуточной обсадной колонной, азимутальное распределение осложнений совпадает с данными табл. 3. Из общего количества осложнений (127 случаев) в скважинах с утяжеленной конструкцией 73 осложнения (57 %) получено при бурении ствола в азимутальном направлении ($45^\circ \dots 225^\circ$) $\pm 15^\circ$ и 35 осложнений (27,6 %) – при бурении стволов в границах субширотной системы ($90^\circ \dots 270^\circ$) $\pm 15^\circ$ планетарной трещиноватости.

Следует отметить, что увеличение плотности бурового раствора не привело, как предполагалось, к снижению количества осложнений. Так, в скв. 3038 при $\rho = 1,27$ г/см³ в верхнем интервале кроме затяжек наблюдались газопроявления и прихват, в нижнем – множество затяжек и три случая газопроявления. В скв. 3061 при $\rho = 1,29$ г/см³ в верхнем интервале при азимуте 93° получено 15 затяжек и в нижнем при азимуте 55° около 40 затяжек и посадок.

Таким образом, спуск дополнительной колонны не привел к значительному снижению количества осложнений. В то же время

результаты, полученные при строительстве скважин с дополнительной колонной, лишней раз подтверждают влияние выбора азимутального направления ствола на количество осложнений, сопровождающее бурение скважины. В связи с этим представляет интерес наличие либо отсутствие связи дебитов эксплуатационных скважин с азимутальным направлением стволов в продуктивной толще. С одной стороны, осложнения, связанные с поглощением бурового раствора, обвалом пород и неудовлетворительной очисткой ствола от шлама, должны приводить к загрязнению коллектора и снижению продуктивности скважин, имеющих высокий процент осложнений. С другой стороны, высокий процент осложнений обусловлен большими значениями трещиноватости и разуплотненности горных пород, что должно отражаться на их коллекторских свойствах.

Ранее опубликованы данные о коэффициентах продуктивности скважин нефтегазового месторождения, имевших азимутальные направления, совпадающие и не совпадающие с секторами планетарной трещиноватости [3]. Первые скважины вскрыли эффективную толщину ($H_{эф}$), в среднем равную 144 м, при этом имели множество объемных поглощений бурового раствора. Среднее значение коэффициента продуктивности составило 38 м³·сут⁻¹·МПа⁻¹. Вторые не имели серьезных осложнений и при

Таблица 4

Осложнения при бурении скважин утяжеленной конструкции

Скв.	Интервал, м	Плотность раствора (ρ), г/см ³	Азимут, град.	Количество осложнений
2052	1000...1600	1,27	135	0
	1600...2400	1,27	135	3
3013	1000...1600	1,13	298	0
	1600...2200	1,13	294	0
3014	1000...1600	1,08	160	1
	1600...2800	1,08	180	3
3022	1000...1600	1,08	318	7
	1600...2800	1,08	328...334	0
3038	1000...1600	1,27	45	8
	1600...3000	1,27	30...32	25
3050	1000...1600	1,07	266	6
	1600...2400	1,07	270	0
3051	1000...1600	1,17	96	13
	1600...2000	1,17	96	1
3061	1000...1600	1,29	75...93	25
	1600...2600	1,29	50...55	35
Итого				127
Доля в общем числе осложнений, %				18,9

среднем значении $H_{эф} = 240$ м характеризовались средним коэффициентом продуктивности $17 \text{ м}^3 \cdot \text{сут}^{-1} \cdot \text{МПа}^{-1}$, т.е. в два раза меньшим, чем в первом случае.

В табл. 5 приведены азимуты отходов стволов по секторам, результаты гидродинамических исследований (ГДИ) эксплуатационных скважин и проектные показатели при трех различных технологических режимах. Показанные скважины эксплуатируют различное количество пластов в разных сочетаниях, что затрудняет объективную оценку влияния азимута ствола скважины на ее продуктивность. Однако следует отметить скв. 2190, в которой при бурении ствола в продуктивных отложениях с зенитным углом $80^\circ \dots 85^\circ$ в пределах северо-восточного сектора ($45^\circ \pm 15^\circ$) возникло множество осложнений и тем не менее фактические дебиты превысили проектные в среднем почти на 40 %.

Как отмечалось ранее, основной объем осложнений составляют затяжки и посадки бурового инструмента при СПО. Считается, что это обусловлено проблемой устойчивости

горных пород на стенках ствола скважины. Решение данной проблемы связано с тем, насколько полно учитываются процессы и условия в скважине, влияющие на сохранение баланса давлений в стволе и напряжений на стенках. Важным фактором является достигаемая степень очистки ствола от выбуренной породы при зенитном угле $65^\circ \dots 90^\circ$. При накоплении шлама на нижней стенке просвет ствола сужается, и при подъеме инструмента усиливается депрессия на пласты и стенки скважины за счет эффекта свабирования. При этом релаксация депрессии, даже в вертикальных скважинах, может длиться от нескольких минут до часа и более [4]. Очевидно, что эффект воздействия на пласты и стенки зависит не только от значения депрессии, но и от продолжительности ее воздействия. В результате этого могут происходить обвалы пород, проявления пластового флюида другие осложнения. При спуске бурового инструмента в таких условиях усиливается репрессия в скважине (эффект поршневания), что приводит к гидроразрыву пласта и поглощению бурового раствора.

Таблица 5

Результаты ГДИ эксплуатационных скважин

Скв.	Сектор, град.	Устьевое давление (проект), МПа	Дебит, тыс. м ³ /сут		Продуктивный горизонт ($H_{эф}$, м, по стволу)	
			факт (по данным ГДИ)	проект		
2024	30...60	10,3	111	197	Талахский (29,2); хамакинский (46,3)	
		10,2	111	289		
		9,5	139	366		
2190		10,3	215	200	Хамакинский (80,0)	
		10,2	305	200		
		9,4	465	309		
3042	75...105	9,1	199	233	Ботуобинский (9,9); хамакинский (133,1); талахский (326,6)	
		9,5	150	350		
		8,7	248	380		
2031		10,5	184	200	Ботуобинский (14,1); хамакинский (97,3)	
		10,4	200	200		
		9,4	335	459		
2032	300...330	10,5	148	200	Хамакинский (360,8)	
		10,4	179	200		
		9,4	282	466		
2046		120...150	10,3	182	299	Хамакинский (36,8); талахский (66,6)
			8,8	460	601	
			9,5	324	392	
3048	255...285		10	100	100	Хамакинский (65,2); талахский (375,2)
			9,4	159	277	
			8,8	225	350	
2192		210...240	10,3	70	174	Хамакинский (162,7)
			9,1	250	325	
			9,5	204	229	

Следует отметить, что в процессе проектирования скважины при зенитном угле ствола $65^\circ \dots 90^\circ$ сложно обеспечить необходимые значения гидростатических и гидродинамических нагрузок на пласт и стенки слагающих пород.

В настоящее время при бурении скважин практически не контролируются такие показатели процесса СПО, как значение депрессии и время ее релаксации (восстановления гидростатического давления). Кроме того, в лабораторных условиях не контролируются вязкоупругие свойства буровых растворов, влияющие на очистку ствола от шлама и на релаксацию депрессии.

Таким образом, можно заключить, что на анализируемом месторождении наибольшее количество осложнений (37,7 %) при бурении наклонно направленных скважин происходит при азимуте ствола, совпадающем с направлением северо-восточной диагональной системы планетарной трещиноватости, в свою очередь, совпадающим с направлением максимального горизонтального напряжения ($30^\circ \dots 60^\circ$). Высокий процент осложнений (30,5 %) отмечен при бурении скважин в рамках субширотной системы планетарной трещиноватости. Наименьшее количество осложнений (7,6 %)

наблюдается при бурении скважин с азимутом вне систем планетарной трещиноватости.

Скважины с дополнительной колонной пока не дают основания признать опыт их строительства успешным. То же заключение можно сделать и о результатах использования утяжеленного бурового раствора.

Большинство осложнений, вероятнее всего, обусловлено недостаточной очисткой наклонно направленных и горизонтальных интервалов стволов скважин, что создает условия для роста депрессии в скважине при подъеме инструмента, приводящей, в свою очередь, к осыпям и обвалам породы, а также притоку пластовых флюидов.

Проанализированные результаты ГДИ эксплуатационных скважин не позволяют с достаточной объективностью оценить влияние азимута ствола в продуктивном горизонте на продуктивность скважины в связи с неполнотой информации. Однако можно предположить, что при совершенствовании технологии бурения наклонно направленных и горизонтальных интервалов и снижении числа осложнений наиболее эффективными окажутся скважины, ориентированные в направлении диагональной (северо-восток – юго-запад) и ортогональной субширотной (восток – запад) систем планетарной трещиноватости.

Список литературы

1. Анохин В.М. Характеристики глобальной сети планетарной трещиноватости / В.М. Анохин, И.А. Одесский // Геотектоника. – 2001. – № 5. – С. 3–9.
2. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д.г.-м.н. / А.И. Тимурзиев. – М.: МГУ им. В.М. Ломоносова, 2009.
3. Потапов А.Г. К вопросу о геомеханическом моделировании при бурении скважин / А.Г. Потапов, Д.Г. Бельский, О.А. Потапов // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20) – С. 69–74.
4. Потапов А.Г. Влияние релаксационных свойств буровых растворов на технологические процессы бурения скважин / А.Г. Потапов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1986. – № 4.

Analysis of complications in construction of controlled directional producing wells in Eastern-Siberian accumulations

A.G. Potapov^{1*}, R.A. Zhirnov¹, D.I. Izotov², A.G. Minko¹, A.S. Chudin¹, A.V. Sutyurin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Noyabrsk, Bld. 20, Respubliki street, Noyabrsk, Yamal-Nenets Autonomous District, 629806, Russian Federation

* E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article is dedicated to complications in 40 controlled directional wells drilled at one of the Eastern-Siberian accumulations. The analysis excluded complications of the well vertical spacing, blocked off by the conductor.

Most of complications (37.7 %) while drilling controlled directional wells occur when the azimuth of drift coincides with a direction of North-East diagonal system of planetary fissuring, which also coincides with the direction of maximum horizontal stress (30°...60°). High percentage of complications (30.5 %) was marked while drilling wells within sublatitudinal system of planetary fissuring. The fewest number of complications (7.6 %) was noted while drilling wells with the azimuth outside the system of planetary fissuring.

The largest number of the complications is most likely to be caused by the undertreatment of controlled directional and horizontal spacing of wells. That creates conditions for increase of depression in a well while a borer is being lifted and leads to bridges, rockslides and afterflows.

The lack of comprehensive data in provided hydrodynamic studies of producing wells does not allow making an objective estimate of the influence of the azimuth of the drift in producing horizon on well delivery. However, authors can suppose that if the technology of the horizontal spacing drilling is developed and complications are reduced, the wells oriented in the direction of the diagonal North-East and orthogonal sublatitudinal East-West systems of planetary fissuring will be the most efficient.

Keywords: well drilling, azimuth, complication, stuck pipe, loss of circulation.

References

1. ANOKHIN, V.M. and I.A. ODESSKIY. Characteristics of the Global Planetary Fissuring Net [Kharakteristiki globalnoy seti planetarnoy treshchinovatosti]. *Geotektonika*. 2001, no. 5, pp. 3–9. ISSN 0016-853X. (Russ.).
2. TIMURZIYEV, A.I. *Latest tectonic displacement of sedimentary reservoirs: tectonic-physical and fluid-dynamical aspects (in respect to oil-gas-bearing capacity)* [Noveyshaya sdvigovaya tektonika osadochnykh basseynov: tektonofizicheskiy i fluidodinamicheskiy aspekty (v svyazi s neftegazonosnostyu)]: abstract of Dr. thesis (geology and minerology). Lomonosov Moscow State University, 2009. (Russ.).
3. POTAPOV, A.G., D.G. BELSKY, O.A. POTAPOV. On the problem of geomechanical modeling during well drilling [K voprosu o geomekhanicheskom modelirovanii pri burenii skvazhin]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 4(20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 69–74. ISSN 23068949. (Russ.).
4. POTAPOV, A.G. Influence of the relaxation properties of the drilling muds on the technologies of well drilling [Vliyaniye relaksatsionnykh svoystv burovnykh rastvorov na tekhnologicheskiye protsessy bureniya skvazhin]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1986, no. 4. ISSN 0445-0108. (Russ.).

УДК 622.817.4

О возможных причинах и природе газовыделений вокруг газовых и газоконденсатных скважин на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Н.Р. Аветов^{1*}, Е.А. Краснова^{2,3}, В.С. Якушев⁴

¹ ООО «Газпром добыча Ямбург», Российская Федерация, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9

² Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

³ Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Российская Федерация, 119991, г. Москва, ул. Косыгина, д. 19

⁴ Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (НИУ), Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65

* E-mail: n.avetov@mail.ru

Тезисы. Работа посвящена проблеме газовыделений (грифонообразований) из интервала криолитозоны в приустьевой части газовых и газоконденсатных скважин при их эксплуатации. Рассмотрены типы присутствующих в многолетнемерзлых толщах углеводородных газов – биохимический (болотный), катагенетический (термогенный) и смешанный (биохимический + катагенетический) – и механизмы формирования потока внутримерзлотного газа при оттаивании многолетнемерзлых пород вокруг работающей скважины. Авторами исследованы уникальные в своем роде факты и материалы, касающиеся распространенности этих явлений на территории Ямбургского месторождения, и на их основе построена схема распространения газопроявлений на всей территории района исследования.

В рамках исследований отобраны пробы газа грифонов и газа из межколонных пространств четырех эксплуатационных газовых скважин. В статье приведены результаты определения компонентного и изотопного составов углерода метана каждой из проб. Сделаны выводы о возможных причинах газовыделений вокруг устьев исследуемых скважин и наличия избыточного давления в их межколонных пространствах.

С самого начала освоения месторождений севера Западной Сибири на их территории отмечались газопроявления различной интенсивности [1]. В ряде исследований [2–9] описаны многочисленные факты газопроявлений в интервале глубин 50...600 м на территориях различных месторождений. Подобные явления часто задерживают проводку скважин, несут потенциальную угрозу оборудованию и персоналу. Известны многочисленные факты [3, 4], когда в процессе бурения газопроявления приводили к различным осложнениям, аварийным ситуациям и катастрофическим последствиям (рис. 1, 2).

Стоит заметить, что в последнее время растет интерес ученых к вопросу происхождения и распространения метана в многолетнемерзлых толщах (ММТ) [10]. Чаще всего речь идет об изучении приповерхностного биохимического метана. Однако результаты разбуривания ММТ свидетельствуют, что метан и остальные углеводородные газы в них разного происхождения [4, 9], тогда как генезис газа обуславливает не только потенциальные угрозы газодобывающим предприятиям, но и возможный объем внутримерзлотных газовых скоплений – вероятных источников газа.

Анализ фактических данных о газопроявлениях показывает возможность нахождения на территории севера Западной Сибири газовых скоплений в свободном и гидратном состояниях [9, 11]. Исходя из генезиса это может быть либо местный внутримерзлотный биохимический газ, либо глубинный катагенетический угольный или сланцевый газ, привнесенный в интервал криолитозоны [9].

Ключевые слова: газовыделение, газопроявление, грифон, многолетнемерзлая толща, криолитозона, пробы газа, изотопный анализ, проблемы эксплуатации скважин.

Фото: В.В. Кондаков,
НТФ «Криос»



Рис. 1. Газопроявление при бурении скв. 62-П-2 с глубины 64 м на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) [4]



Рис. 2. Газопроявление из надсеноманского разреза (глубина забоя 430 м) при бурении разведочной скважины на Ямбургском НГКМ [9]

Рассмотрим типы углеводородных газов, встречающихся в ММТ на территории Ямбургского НГКМ:

1) биохимический (болотный) газ является основным парниковым газом, распространен на больших площадях в промерзших осадочных толщах. Формируясь в результате переработки бактериями (во времена оттепели) захороненного органического вещества, при промерзании в периоды похолоданий он образует скопления. В гидратном состоянии может залегать как в виде крупных скоплений, так и в рассеянном виде в порах мерзлых пород [4, 9, 11];

2) катагенетический (термогенный) газ. На территории района исследования в пределах ММТ проявляется посредством разных механизмов:

а) выделения в жидкую фазу тяжелых углеводородов вследствие длительного эпигенетического промерзания нефтегазоматеринских пластов и нефтегазоносных залежей, приводящего к доминированию метана во встречаемом газе;

б) миграции (просачиваний и перетоков) по проницаемым зонам и литологическим окнам в интервал криолитозны;

3) смешанный газ (биохимический + катагенетический). При выполнении условий последнего механизма образования и накопления в ММТ катагенетического газа, поступающая в приповерхностные слои, он обязательно (или с большой долей вероятности) смешивается с местным, биохимическим.

Очевидно, что газопроявления распространены по всей территории Ямбургского НГКМ (рис. 3) и представляют собой определенную угрозу обслуживанию скважин. Некоторые из них наблюдались в непосредственной

близости от ствола скважины, другие – на расстоянии нескольких метров. Первую ситуацию можно объяснить формированием зоны повышенной проницаемости вокруг стволов работающих скважин и просачиванием газа из глубины ММТ на поверхность вдоль контакта «цементное кольцо – оттаивающая порода», вторую – неглубоким залеганием источника внутримерзлотного газа, который также затронут ореолом оттаивания от работающей скважины. Источником таких газопоявлений может служить и внутримерзлотный газ, и катагенетический, мигрировавший из нижележащих слоев, но, очевидно, что основная причина газопоявлений – это оттаивание околоскважинного массива мерзлых пород и высвобождение газа, содержащегося в ММТ в свободной и гидратной формах (рис. 4).

На сегодняшний день не существует единой методики прогнозирования и изучения внутримерзлотных газовых скоплений, но есть методические наработки, которые позволяют хотя бы установить генезис и спрогнозировать распространение того или иного типа внутримерзлотного газа [9, 12].

В районе Ямбургского НГКМ газопоявления из интервала криолитозоны фиксировались еще при разбурировании территории центральной Ямбургской площади в середине 1980-х гг. [4], причем был установлен преимущественно местный, биохимический, генезис газов криолитозоны. На сегодняшний день большинство скважин эксплуатируются не одно десятилетие, что позволяет говорить о том, что они сформировали обширный ореол оттаивания мерзлых пород вокруг себя. Оттаивание должно было изменить прочностные и фильтрационно-

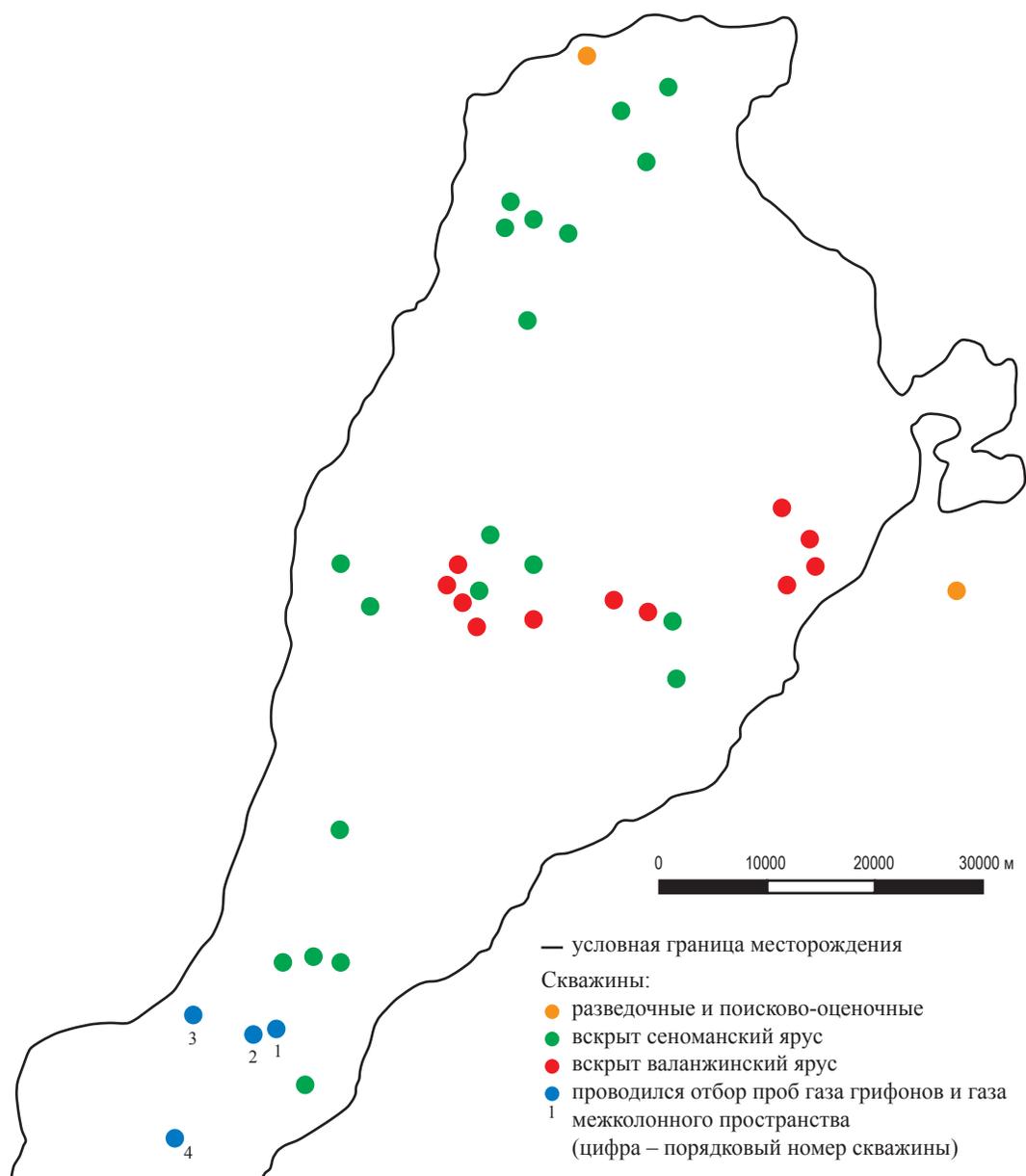


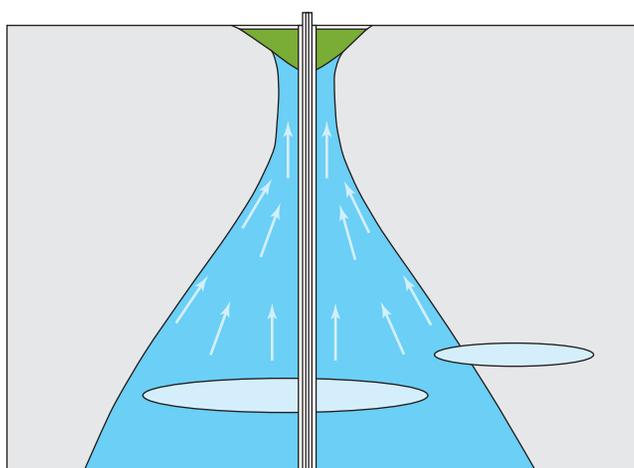
Рис. 3. Схема распространения зафиксированных газопроявлений (грифонов) на приустьевых участках скважин Ямбургского месторождения ([11] с изменениями)

емкостные параметры пород и могло привести к просачиванию сквозь интервал криолитозоны катагенетического (более глубинного) газа из верхних продуктивных горизонтов. Определить это возможно по изотопному составу углерода метана ($\delta^{13}\text{C}$) и компонентному соотношению $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ [13], так как по этим параметрам каждый газоносный горизонт имеет свои уникальные сигнатуры.

Исследование распространения заколонных газопроявлений проводилось в весенне-летний период: по причине таяния снега и заполнения водой воронок вокруг устьев скважин в них наблюдались выходы газа на поверхность

(рис. 5). Видно (см. красные контуры на фотографиях), что газопроявления фиксируются как вокруг кондуктора, так и на удалении в нескольких метрах от устья. Это может быть связано с просачиванием газа вдоль контакта «цементное кольцо – талая порода» (приколонные газопроявления) и с просачиванием газа из оттаявших пород в ореолах оттаивания на некотором расстоянии от ствола скважины (отдаленные газопроявления) [14].

С.А. Леоновым [9] описаны возможные причины и источники заколонных газопроявлений, но для точного их определения необходим лабораторный анализ компонентного



- ▬ скважина
- зона многолетнемерзлых пород
- ореол протаивания
- приустьевая воронка протаивания
- внутримерзлотные газовые и газ-газогидратные линзы-коллекторы

Рис. 4. Схема формирования потока внутримерзлотного газа при оттаивании ММТ вокруг работающей скважины [11]

и изотопного состава углеводородов газа грифонов. Так, на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова проведено определение изотопного (таблица) и компонентного составов (рис. 6) четырех газовых проб из околоустьевых грифонов и сравнительных проб газа из межколонного пространства газовых скважин [14]. Компонентный (молекулярный) состав газа характеризовался отношением содержания метана к суммарному содержанию этана и пропана. На диаграмму Бернарда $\delta^{13}\text{C} - C_1/(C_2+C_3)$ были нанесены примерные области известных из печатных источников компонентных составов биохимического [9], сеноманского и валанжинского [15] газов (см. рис. 6).

Согласно рис. 6 результаты определения изотопного состава газа из грифонов на скв. 1 и 2 соответствуют внутримерзлотному биохимическому газу (как это и наблюдалось при первых исследованиях газопроявлений на территории месторождения) [7, 8]. Однако изотопный состав углерода метана из заколонных газопроявлений на скв. 3 и 4 соответствует сеноманскому или туронскому газу [14], что позволяет заключить, что речь идет о просачивании глубинного (катагенетического) газа сквозь оттаявший контур мерзлых пород вокруг работающих эксплуатационных скважин.

Его вероятные источники – сеноман, турон или вышележащие породы нижнего палеогена, где газ идентичен сеноманскому, но может залежать в гидратной форме [6].

Что касается газа из межколонного пространства, то в скв. 2 и 4 его состав соответствует сеноманскому ($\delta^{13}\text{C}$ равняется $-51,5$ и $-50,5$ соответственно). Проба из скв. 3 оказалась непредставительной, а в межколонном пространстве скв. 1 отсутствовало давление. Стоит также отметить, что во всех пробах компонентный состав газа преимущественно метановый ($> 97\%$). Проявления из межколонного пространства могут быть обусловлены негерметичностью следующих элементов конструкции скважины:

- устьевой обвязки, эксплуатационной колонны (ЭК) (пропуски в резьбовых соединениях, муфтах ступенчатого цементирования, наличие коррозионных или механических повреждений) – миграция из затрубного пространства;
- цементного кольца за ЭК – миграция из продуктивного пласта и вышележащих газоносных горизонтов;
- кондуктора колонны, цементного кольца за кондуктором – миграция газа из надсеноманских газо- и гидратоносных горизонтов.

Полученные результаты обеспечивают методическую основу последующих исследований скважин с заколонными газовыделениями. Задача – установить критерии определения, в каком случае это малоизученное природное явление – внутримерзлотный газ [16], а в каком более глубинный газ (турон, тибейсалинская свита, сеноман/валанжин). Результаты таких исследований в дальнейшем позволят разработать рекомендации по прогнозированию вероятности газопоявлений на вводимых месторождениях (например, в акваториях Обской и Тазовской губ, Гыданском п-ове, месторождениях Парусовой группы), а также ныне действующих участках и месторождениях и, кроме того, выработать меры безопасности бурового и обслуживающего персонала.

Вместе с тем следует подчеркнуть, что генезис и распространение внутримерзлотных газовых и газ-газогидратных залежей в разрезе ММТ необходимо изучать для прогноза и устранения следующих явлений [3]:

- внезапных выбросов при бурении поисково-оценочных, разведочных, эксплуатационных скважин;



Фото: Н.Р. Аветов

Рис. 5. Заколонные газопроявления (грифоны)

Результаты исследования изотопного состава углерода метана в изученных пробах газа [14]

Скважина (см. рис. 3)	$\delta^{13}\text{C}$ метан, ‰	
	грифон	межколонное пространство
1	-70,6	В межколонном пространстве скважины газ отсутствует
2	-70,5	-51,5
3	-46,5	-
4	-44,4	-50,5

Примечание. $\delta^{13}\text{C}$ – отклонение изотопной сигнатуры $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ от сигнатуры стандартного образца. Минус здесь и на рис. 6 показывает, что значение $\delta^{13}\text{C}$ ниже сигнатуры стандартного образца.

- поглощений бурового и цементного растворов и кавернообразования при бурении;
- некачественного контакта цементного кольца с окружающими породами;
- загазованности воздуха на буровой площадке и площадке обслуживания, представляющей опасность для персонала буровых и газодобывающих предприятий;

- газопроявлений различной интенсивности в приустьевой зоне при эксплуатации скважин;
- межколонных давлений.

Заколонные газовыделения широко распространены на всей территории района исследования и присущи как газовым, так и газоконденсатным скважинам. Также их можно

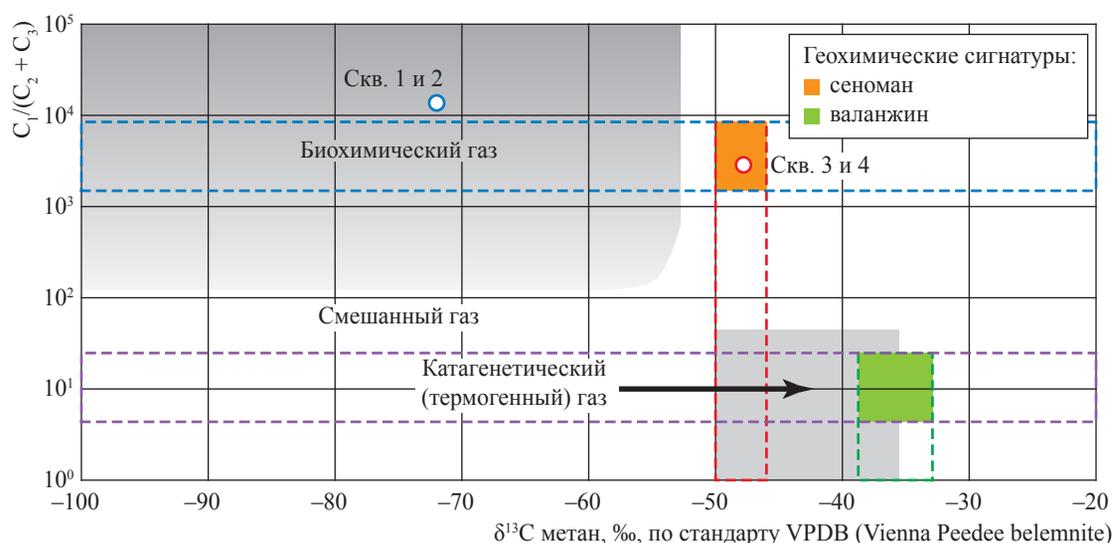


Рис. 6. Компонентный состав газа из отобранных проб в сопоставлении с изотопным составом углерода метана [13, 14] в этих пробах

наблюдать вокруг параметрических и разведочных скважин.

Возможны несколько причин газопроявлений вокруг скважин в период освоения месторождения, а именно: находящиеся в пределах мерзлых толщ углеводороды различного происхождения и мигрирующий по проницаемым зонам (разломам и трещинам) или литологическим окнам более глубокий катагенетический или смешанный газ; техническое состояние скважины. На основе собственных наблюдений, анализа информации из печатных источников и обработки имеющихся фактических данных о газовыделениях авторы

предполагают, что на территории района исследования имеет место повышенная концентрация неглубоких газовых и газогидратных скоплений.

Изотопный состав углерода метана показал, что газ в приустьевых газопроявлениях может иметь как местный биохимический, так и глубокий, катагенетический, генезис. Вероятные источники глубокого газа – отложения сеномана или вышележащие породы нижнего палеогена, где газ идентичен по компонентному составу сеноманскому, но способен залегать в гидратной форме.

Список литературы

1. Арэ Ф.Э. Проблема эмиссии глубинных газов в атмосферу / Ф.Э. Арэ // Криосфера Земли. – 1998. – Т. II. – № 4. – С. 42–50.
2. Бондарев В.Л. Газогеохимическая характеристика надсеноманских отложений полуострова Ямал (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения) / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 5. – С. 22–34.
3. Якушев В.С. Проблемы бурения и добычи в газонасыщенной вечной мерзлоте / В.С. Якушев // Oil&Gas Journal Russia. – 2017. – Январь-февраль. – С. 66–70.
4. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне / В.С. Якушев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.
5. Махонина Н.А. Газовые скопления в криолитозоне Заполярного НГКМ / Н.А. Махонина, Е.В. Перлова, В.С. Якушев и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. – № 1–2. – С. 43–46.
6. Якушев В.С. Признаки наличия регионального газоносного горизонта нового типа на севере Западной Сибири / В.С. Якушев, К.С. Басниев, Ф.А. Адзынова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 100–101.

7. Якушев В.С. Причины газовых выбросов в мерзлых породах Ямбургского ГКМ / В.С. Якушев, В.А. Истомин // Особенности освоения газовых скважин в сложных геокриологических условиях: сб. – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – С. 119–127.
8. Мельников П.И. О генерации углеводородов в толщах многолетнемерзлых пород / П.И. Мельников, В.П. Мельников, В.П. Царев и др. // Известия АН СССР. Сер. геологическая. – 1989. – № 2. – С. 118–128.
9. Леонов С.А. Перспективы гидратоносности надсеноманских отложений севера Западной Сибири: дис. ... к.г.-м.н. / С.А. Леонов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 124 с.
10. Якушев В.С. Генетические типы углеводородных газов в многолетнемерзлых толщах / В.С. Якушев // Криосфера Земли. – 2015. – Т. XIX. – № 3. – С. 71–76.
11. Аветов Н.Р. Распространение и особенности заколонных газопроявлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Р. Аветов, В.С. Якушев // Газовая промышленность. – 2017. – № 6. – С. 26–28.
12. Дворецкий П.И. Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири: обзорная инф. / П.И. Дворецкий, В.С. Гончаров, А.Д. Есиков и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 81 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
13. Whiticar M.J. Correlation of natural gases with their sources / M.J. Whiticar // The petroleum system – from source to trap / под ред. W.G. Dow. – Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994. – С. 261–283.
14. Аветов Н.Р. Некоторые особенности приустьевых газопроявлений из интервала криолитозоны на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Р. Аветов, Е.А. Краснова, В.С. Якушев // Газовая промышленность. – 2017. – № 8. – С. 44–47.
15. Российская газовая энциклопедия / под ред. Р.И. Вяхирева. – М.: Большая российская энциклопедия, 2004. – 527 с.
16. Якушев В.С. Многолетнемерзлые породы как коллектор газовых и газогидратных скоплений / В.С. Якушев, Е.В. Перлова, Е.М. Чувиллин и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 2. – С. 36–40.

About possible causes and nature of gas showing around gas and gas-condensate wells at the territory of Yamburg oil-and-gas-condensate field

N.R. Avetov^{1*}, E.A. Krasnova^{2,3}, V.S. Yakushev⁴

¹ Gazprom Dobycha Yamburg LLC, Bld. 9, Geologorazvedchikov street, Novyy Urengoy, Yamal-Nenets Autonomous District, 629306, Russian Federation

² Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye Gory, Moscow, GSP-1, 119991, Russian Federation

³ Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of Russian Academy of Sciences, Bld. 19, Kosygina street, Moscow, 119991, Russian Federation

⁴ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: n.avetov@mail.ru

Abstract. The article is dedicated to a problem of gas liberations from the permafrost depth interval in the wellhead area of gas and gas condensate wells in course of their operation at the territory of the oil, gas and condensate field. The authors review the types of hydrocarbon gases which exist in permafrost sections, as well as intrapermafrost gas flow formation mechanisms when permafrost rock thaws around working well.

The authors studied and presented unique facts and materials concerning with distribution of the named phenomena all over the territory of Yamburg field. On this basis a scheme of gas shows expansion was developed for the whole territory of the area being studied.

In the framework of the research, the authors selected samples of gas from liberations around four working wells. The isotopic compositions of methane carbon in each sample were studied at the Department of geology and geochemistry of fossil fuels of the Faculty of Geology of Moscow State University. The acquired results together with conclusions regarding the possible sources of permafrost gas around the studied wells are presented in the article.

Key words: gas showing, spring, permafrost sections (zone), gas samples, isotopic analysis, wells operation problems.

References

1. ARE, F.E. Problem of abyssal gases emission to atmosphere [Problema emissii glubinykh gazov v atmosferu]. *Kriosfera Zemli*. 1998, vol. II, no. 4, pp. 42–50. ISSN 1560-7496. (Russ.).
2. BONDAREV, V.L., M.Yu. MIROTVORSKIY, V.B. ZVEREVA et al. Gas-geochemical characteristic of the Yamal Peninsular over-Cenomanian sediments (on example of Bovanenkovo oil-and-gas-condensate field) [Gazogeokhimicheskaya kharakteristika nadsenomanskih otlozheniy poluostrova Yamal (na primere Bovanenkovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozheniy*. 2008, no. 5, pp. 22–34. ISSN 2413-5011. (Russ.).
3. YAKUSHEV, V.S. Issues of drilling and production in the gas-saturated permafrost [Problemy bureniya i dobychi v gazonasyshchennoy vechnoy merzlotte]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2017, January-February, pp. 66–70. ISSN 19958137. (Russ.).
4. YAKUSHEV, V.S. *Natural gas and gas hydrates in the cryolitic zone* [Prirodnyy gaz i gazovyye gidraty v kriolitozone]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2009. (Russ.).
5. MAKHONINA, N.A., Ye.V. PERLOVA, V.S. YAKUSHEV et al. Gas agglomerations in a cryolitic zone of Zapolyarnoye oil-and-gas-condensate field [Gazovyye skopleniya v kriolitozone Zapolyarnogo NGKM]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. 2008, no. 1–2, pp. 43–46. ISSN 2070-6820. (Russ.).
6. YAKUSHEV, V.S., K.S. BASNIYEV, F.A. ADZYNOVA et al. Attributes of a regional new-type gas-bearing horizon presence at north of Western Siberia [Priznaki nalichiya regionalnogo gazonosnogo gorizonta novogo tipa na severe Zapadnoy Sibiri]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014, no. 11, pp. 100–101. ISSN 0028-2448. (Russ.).
7. YAKUSHEV, V.S. and V.A. ISTOMIN. Reasons for gas emissions in the frozen rocks of Yamburg gas-condensate field [Prichiny gazovykh vybrosov v merzlykh porodakh Yamburgskogo GKM]. In: *Peculiarities in development of gas wells in complicated geocryologic conditions* [Osobennosti osvoyeniya gazovykh skvazhin v slozhnykh geokriologicheskikh usloviyakh]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 1987, pp. 119–127. (Russ.).
8. MELNIKOV, P.I., V.P. MELNIKOV, V.P. TSAREV et al. On generation of hydrocarbons in the thicknesses of the permafrost rocks [O generatsii uglevodorodov v tolshchakh mnogoletnemerzlykh porod]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologicheskaya*. 1989, no. 2, pp. 118–128. ISSN 0321-1703. (Russ.).
9. LEONOV, C.A. *Outlooks for hydrate-bearing of the over-Cenomanian sediments at north of Western Siberia* [Perspektivy gidratonosnosti nadsenomanskih otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri]. Candidate thesis (Physics and Mathematics). Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010. (Russ.).
10. YAKUSHEV, V.S. Genetic types of hydrocarbon gases in the permafrost thicknesses [Geneticheskiye tipy uglevodorodnykh gazov v mnogoletnemerzlykh tolshchakh]. *Kriosfera Zemli*. 2015, vol. XIX, no. 3, pp. 71–76. ISSN 1560-7496. (Russ.).
11. AVETOV, N.R. and V.S. YAKUSHEV. Distribution and properties of the behind-the-casing gas shows at Yamburg oil-and-gas-condensate field [Rasprostraneniye i osobennosti zakolonnnykh gazoproyavleniy na Yamburgskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii]. *Gazovaya promyshlennost*. 2017, no. 6, pp. 26–28. ISSN 0016-5581. (Russ.).
12. DVORETSKIY, P.I., V.S. GONCHAROV, A.D. YESIKOV et al. Isotopic structure of natural gases at north of Western Siberia [Izotopnyy sostav prirodnykh gazov severa Zapadnoy Sibiri]: review. *Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozheniy*. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
13. WHITICAR, M.J. Correlation of natural gases with their sources. In: DOW, W.G. (ed.). *The petroleum system – from source to trap*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994, pp. 261–283.
14. AVETOV, N.R., Ye.A. KRASNOVA, V.S. YAKUSHEV. Some features of the near-mouth gas shows from the cryolitic-zone interval at the territory of Yamburg oil-and-gas-condensate field [Nekotoryye osobennosti priustyevykh gazoproyavleniy iz interval kriolitozony na territorii Yamburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya promyshlennost*. 2017, no. 8, pp. 44–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
15. VYAKHIREV, R.I. (ed.). *Russian gas encyclopedia* [Rossiyskaya gazovaya entsiklopediya. Moscow: Bolshaya rossiyskaya entsiklopediya, 2004. (Russ.).
16. YAKUSHEV, V.S., Ye.V. PERLOVA, Ye.M. CHUVILIN et al. Permafrost rocks as a reservoir for gas and gas-hydrate agglomerations [Mnogoletnemerzlyye porody kak kollektor gazovykh i gazogidratnykh skopleniy]. *Gazovaya promyshlennost*. 2003, no. 2, pp. 36–40. ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 550.812.14

Исследование влияния трещиноватости на продуктивность скважин Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.Н. Крылов^{1*}, И.В. Чурикова¹, А.А. Чудина¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На Чаяндинском месторождении определяющую роль в формировании свойств пород-коллекторов играют особенности процесса осадконакопления. Однако трещиноватость разреза является существенным дополнительным фактором, отрицательно влияющим на добычные характеристики скважин, поскольку нарушения сплошности пород, как правило, «залечены» в результате гидротермальных и геомеханических процессов.

Предлагаемая в статье методика построения эффективной разломно-блоковой модели (ЭРБМ) тектонически сложно экранированных залежей с оценкой трещиноватости на базе данных пространственной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ-3D) наиболее полно учитывает специфические особенности Чаяндинского месторождения, связанные с продолжительными и разнонаправленными тектоническими воздействиями. Она в целом адаптирована для условий Восточной Сибири, осадочный разрез которой характеризуется повсеместным нарушением сплошности (целостности) пород, что поможет снизить риски неоднозначной геологической интерпретации и упростить планирование добычи в этом регионе.

Продемонстрированы дополнительные возможности использования сейсмической информации для оценки добычного потенциала перспективных территорий. Расчет зон условной сейсмической трещиноватости в виде поля непрерывных (плавных) количественных оценок позволяет использовать средства геостатистического анализа для уточнения распределения трещиноватости в пространстве и формирования оптимальных технологических моделей разработки.

На территории крупнейшего в Якутии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) определяющую роль в формировании пород-коллекторов и их свойств сыграли особенности процесса осадконакопления [1, 2]. Разработка залежей ведется в пределах выделенных по данным бурения и сейсморазведки песчаных тел с учетом их гипсометрии. Однако трещиноватость разреза также является существенным фактором, влияющим на добычные характеристики скважин.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана унифицированная методика построения разломно-блоковых моделей тектонически сложно экранированных залежей с оценкой трещиноватости пород по данным комплекса геофизических исследований. В основу методики положены опыт и теория формирования сейсмических эффективных (упрощенных) моделей, предназначенных для решения конкретных интерпретационных и промыслово-геологических задач [3–5].

Эффективная разломно-блоковая модель (ЭРБМ) формируется на базе результатов специальной обработки слайсов сейсмических атрибутов, рассчитанных по стратиграфическим поверхностям. Наряду с разработкой специальных алгоритмов интерпретационной обработки сейсмической информации (пространственная когерентная фильтрация, «умное осреднение» и т.д.) вводятся новые числовые характеристики геологической среды – объемные зоны дробления и трещиноватости. Ввод в модель в качестве отдельного параметра зон трещиноватости в виде поля непрерывных (плавных) количественных оценок условной (сейсмической) трещиноватости позволяет получить важную геолого-промысловую информацию, а также дополнительно использовать возможности геостатистики для уточнения распределения трещиноватости в пространстве и формирования оптимальных технологических моделей разработки месторождений.

Ключевые слова: эффективная модель, разлом, трещиноватость, дебит, сейсмический атрибут.

Методика наиболее полно учитывает специфические особенности Чаяндынского месторождения, связанные с длительной историей тектонического развития региона, что поможет освоению его уникальных запасов газа.

Построение ЗРБМ

Местоположение разломов и распространение связанной с ними трещиноватости пород должны в обязательном порядке учитываться при планировании добычи на месторождениях. Однако невозможно получить математически идентичные интерпретационные решения в части определения разломно-блокового строения геологической среды на основе данных, полученных различными геофизическими методами и с использованием разных интерпретационных технологий, при том, что тектонические разломы объективно существуют

в «единственном варианте» [5, 6]. Результат интерпретации определяется одновременным влиянием нескольких факторов, поэтому под согласованной моделью разломно-блокового строения геологической среды будем понимать модель, принципиально (на качественном уровне) соответствующую наиболее достоверным результатам интерпретации данных сейсморазведки в заданном спектральном диапазоне.

Даже при интерпретации данных пространственной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ-3D), считающихся наиболее информативными, нередки случаи, когда на основе одного и того же набора специальных сейсмических атрибутов разные интерпретаторы предлагают существенно отличные разломно-блоковые модели. На рис. 1 показано исходное поле сейсмических градиентов, наиболее чутко реагирующих

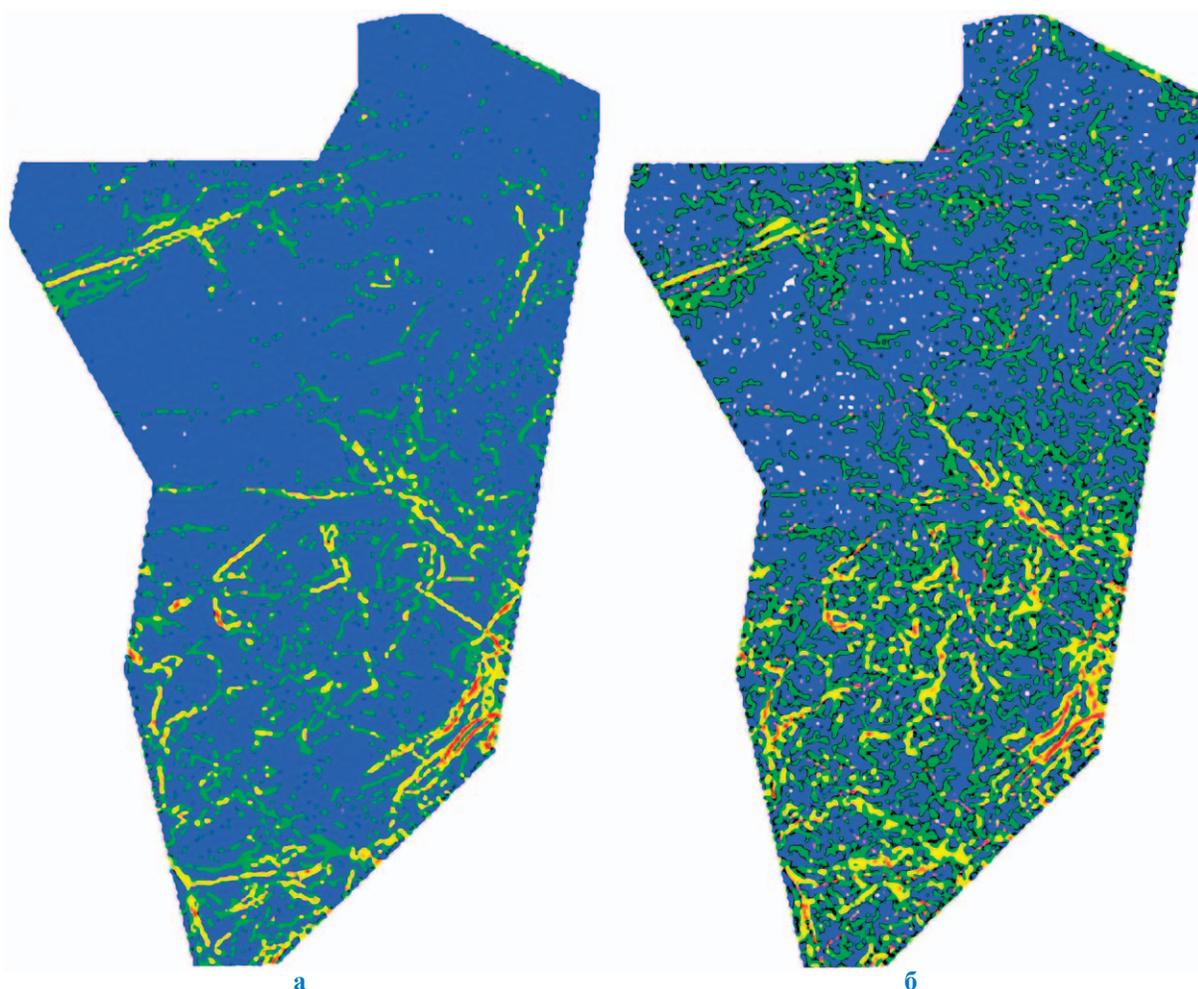


Рис. 1. Обширные области нарушения сплошности пород, выделяемые в исходном поле сейсмических атрибутов в виде многочисленных хаотически расположенных поверхностей смещения (разрыва): ботобинский (а) и талахский (б) горизонты Чаяндынского НГКМ (по данным ООО «Ингеосервис»; исходное поле сейсмических градиентов получено по данным МОГТ-3D)

на изменение характеристик сплошности (целостности пород) в пределах Чаяндинского НГКМ. Вариантов стандартной интерпретации даже при условии неизбежного упрощения и аппроксимации этого числового поля довольно много.

Таким образом, разработка технологии построения взаимно увязанных разломно-блоковых моделей среды различной детальности, согласованных по данным комплекса геофизических исследований, является актуальной задачей. Вероятная основа для построения таких моделей – эффективная модель, которая поможет снизить риски, связанные с неоднозначностью геологической интерпретации, и позволит легко адаптировать модель к новым данным бурения.

Эффективной будем называть предельно упрощенную модель, сформированную на основе данных с ограниченным частотным спектром, в целом согласующуюся с базовой геолого-геофизической информацией и пригодную для корректного решения поставленной задачи геологической интерпретации или проектирования разработки. В эффективной модели присутствуют только существенные необходимые элементы, малозначимые детали не сохраняются. Для построения эффективных моделей используется специальная обработка цифровых данных с целью аппроксимации разномасштабных неоднородностей и подавления случайных помех различной природы. Одной из базовых технологий такой обработки может служить так называемое «умное осреднение» [7].

Процедура формирования набора упрощенных эффективных моделей включает следующие пять этапов:

1) *увязку результатов предварительной интерпретации данных, полученных различными методами разведочной геофизики, выбор базового метода.* Основой информационной базы для выделения элементов ЭРБМ являются поверхностные слайсы сейсмических атрибутов куба данных МОГТ-3D. Анализ показал, что в пределах Чаяндинского НГКМ поле сейсмических градиентов наиболее детально отображает изменение характеристик сплошности. Использование одних лишь временных сейсмических разрезов для картирования разломов в пределах различных стратиграфических поверхностей неэффективно по следующим причинам: поверхностные слайсы сейсмических

атрибутов, как правило, имеют более широкий частотный спектр и более высокую детальность отображения специфических особенностей осадочного разреза, и, как следствие этого, появляются дополнительные возможности их интерпретационной обработки. Кроме того, горизонтальная ориентация слайсов облегчает выделение разломных поверхностей сложной формы и сопоставление полученных результатов с материалами гравии-магниторазведки, космической и геологической съемки. Временные сейсмические разрезы целесообразно использовать для контроля и уточнения границ разломов. В процессе построения согласованных разломно-блоковых моделей в первую очередь следует учитывать спектральные особенности геофизических полей. Сближение спектральных характеристик полей достигается путем их цифровой обработки;

2) *тестовую обработку базовых цифровых полей (слайсов), выбор базовых вариантов обработки.* При анализе результатов обработки данных, полученных базовым методом, должен соблюдаться принцип перехода от общего к частному: последовательная (пошаговая) детализация модели обеспечивается путем смещения спектра интерпретируемого поля в область высоких частот. По результатам визуального анализа выбирается базовый вариант аппроксимации (образы слайсов для последующего выделения эффективных разломов и блоков), обеспечивающий необходимую детальность модели и подавление помех, а также незначительных особенностей поля. Смещение спектра в область средних частот и удаление высокочастотных компонентов оптимально проводить на основе алгоритма «умного» осреднения, позволяющего подавить случайные помехи и выделить когерентные суммарные аномалии, интерпретируемые как эффективные разломы. Смещение спектра в область низких частот достигается за счет обычного сглаживания в больших окнах или путем комбинации сглаживания и «умного» осреднения [7]. В области низких частот наиболее отчетливо выделяются зоны различной трещиноватости (дробления) пород, интерпретируемые как эффективные блоки;

3) *увязку базовых вариантов обработки по глубине для разных геологических поверхностей с выделением элементов (блоков и разломов) ЭРБМ.* По существу, выполняются привязка выделенных разломов и блоков

«по вертикали» и построение объемной ЭРБМ в двух частотных модификациях на основе разломов и блоков (рис. 2). Привязка границ разломов и блоков показала, что в пределах продуктивного интервала Чаяндинского НГКМ (талахский (ТЛ), хамакинский и ботубинский (КВ) опорные горизонты) их поверхности квазивертикальны, что соответствует допущениям, принятым в действующей геологической модели месторождения. Отдельные поверхности имеют наклоны в интервале «талахский горизонт – поверхность фундамента». Увязка элементов ЭРБМ на уровне поверхности фундамента (Ф) затруднена в силу существенного изменения динамики поля атрибута;

4) *формирование единой ЭРБМ на основе двух частотных модификаций ЭРБМ и комплекса геолого-геофизической информации.* В рамках единой ЭРБМ комбинируют разломы среднечастотной модели и блоки низкочастотной модели (площадные зоны дробления и деструкции пород). Существует неоднозначность разделения зон дробления (нарушение сплошности породы на макроуровне) и зон трещиноватости (нарушение сплошности породы на микроуровне) в ЭРБМ. Критериями выделения зон дробления могут служить повышенные значения сейсмического атрибута, характеризующего сплошность породы, и признаки наличия множества мелких нарушений на сейсмических разрезах, установленные визуально.

Принцип комбинирования довольно прост. Поскольку выделенные зоны дробления пород (низкочастотная модель) представляют собой предварительную блоковую модель, остается лишь уточнить ее границы, используя эффективные разломы среднечастотной модели, с поправкой на уверенно выделяемые разломы в исходном поле базового атрибута. В тех случаях, когда линия эффективного разлома аппроксимирует зону дробления с хаотической ориентацией невыдержанных аномалий атрибута «градиент», границы не нуждаются в коррекции. Если же линии эффективного разлома являются результатом осреднения нескольких уверенно выделяемых разломов в исходном поле атрибута, положение границ уточняется интерпретатором вручную.

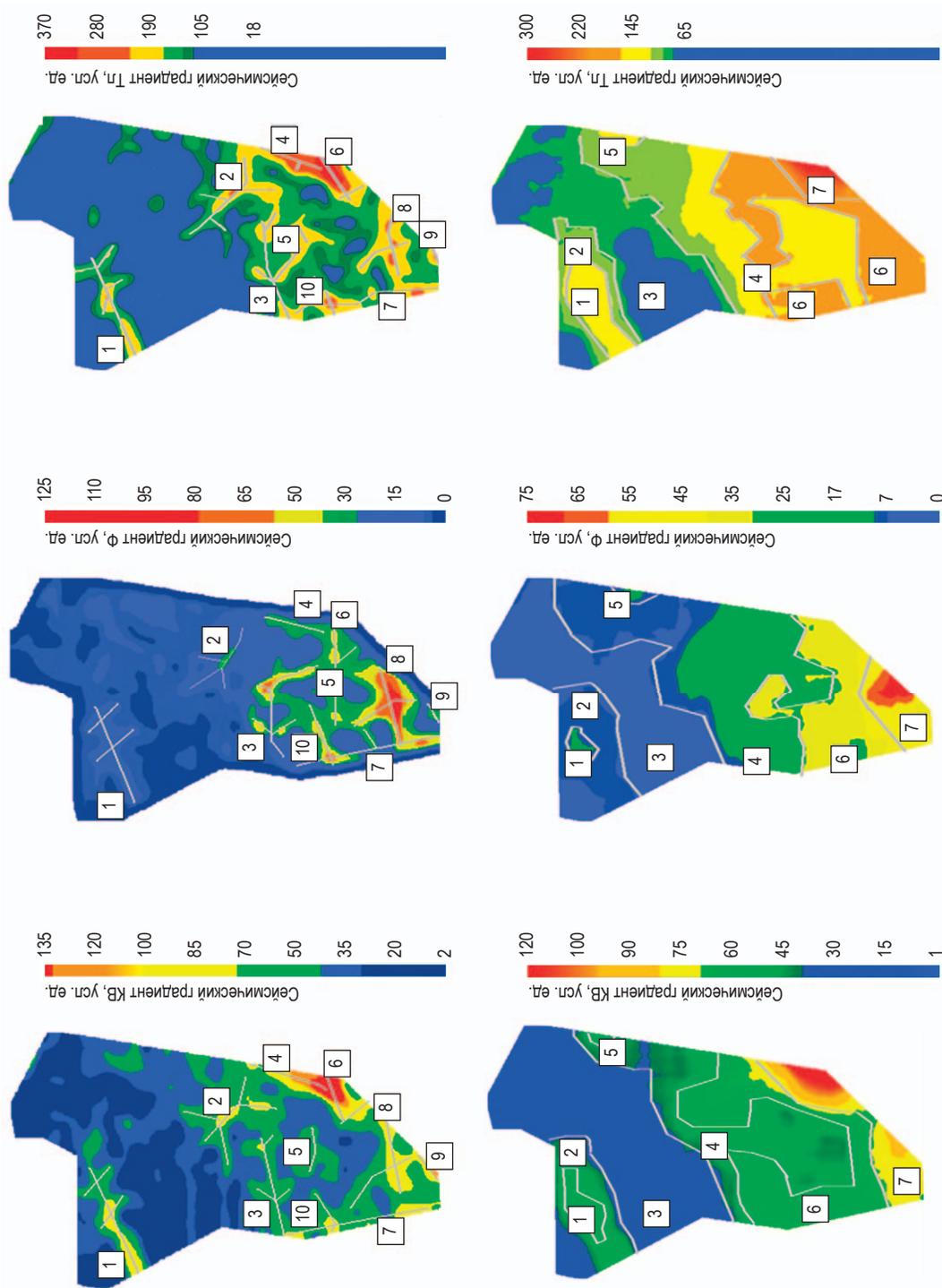
Границы блоков задаются прямыми линиями с учетом требования максимального упрощения модели. Затем, ориентируясь на исходную модель трещиноватости, качественно оценивают степень условной трещиноватости по вновь

образованным блокам единой ЭРБМ (рис. 3). Более корректный вариант: средствами стандартного программного обеспечения производится осреднение значений поля условной трещиноватости в пределах выделенных блоков. Оценка трещиноватости возможна по результатам специальной обработки сейсмических данных, полученных путем вычитания зеркальных отражений либо в результате расчета характеристик когерентности сейсмической записи;

5) *завершающий этап построения модели – увязку данных сейсморазведки и бурения, адаптацию ЭРБМ для решения практических задач.* Единая ЭРБМ является результатом эмпирического синтеза низкочастотной и среднечастотной моделей и представляет собой некоторый исходный упрощенный разломно-блоковый каркас, который уточняется и адаптируется для решения конкретной практической задачи.

Отметим, что исходная ЭРБМ в целом соответствует общегеологическим представлениям о строении Чаяндинского месторождения. Расположение зон дробления и повышенной трещиноватости, по всей видимости, обусловлено влиянием области сочленения трех суперблоков Сибирской платформы – Талаканского, Чаяндинского и Предпатомского. Коррекция блоковой модели (границ блоков) и ввод при необходимости дополнительных «технологических» разломов осуществляются, прежде всего, на основе данных бурения о контактах «газ – нефть – вода» и флюидонасыщенности коллекторов (рис. 4). При этом простейший вариант коррекции границ блоков – замена прямолинейных границ криволинейными.

Ввод в модель в качестве отдельного параметра зон трещиноватости в виде поля непрерывных (плавных) количественных оценок условной трещиноватости позволяет получить ценную геолого-промысловую информацию и использовать возможности геостатистики для формирования оптимальных технологических моделей разработки месторождений. Оптимальный вариант расчета эффективной трещиноватости ищется по максимуму корреляции (прямой или обратной) значений условной сейсмической трещиноватости с проницаемостью и сопутствующими характеристиками разреза (дебиты, давления и т.п.) по данным испытаний и геофизических исследований скважин, а также исследований керна. По сути, на этом этапе решается задача оптимизации. Можно оптимизировать как



1 номер эффективного разлома (см. верхний ряд) либо блока (см. нижний ряд)

Рис. 2. Увязка базовых вариантов ЭРБМ Чаиндинского НГКМ по глубине с выделением эффективных разломов (верхний ряд) и блоков (нижний ряд): базовые варианты обработки числового поля – «умное» осреднение (среднечастотная модель, размер окон – 17×21 значений) и обычное осреднение (низкочастотная модель, окно 30×30 значений); в качестве базового сейсмического атрибута выбраны сейсмические градиенты

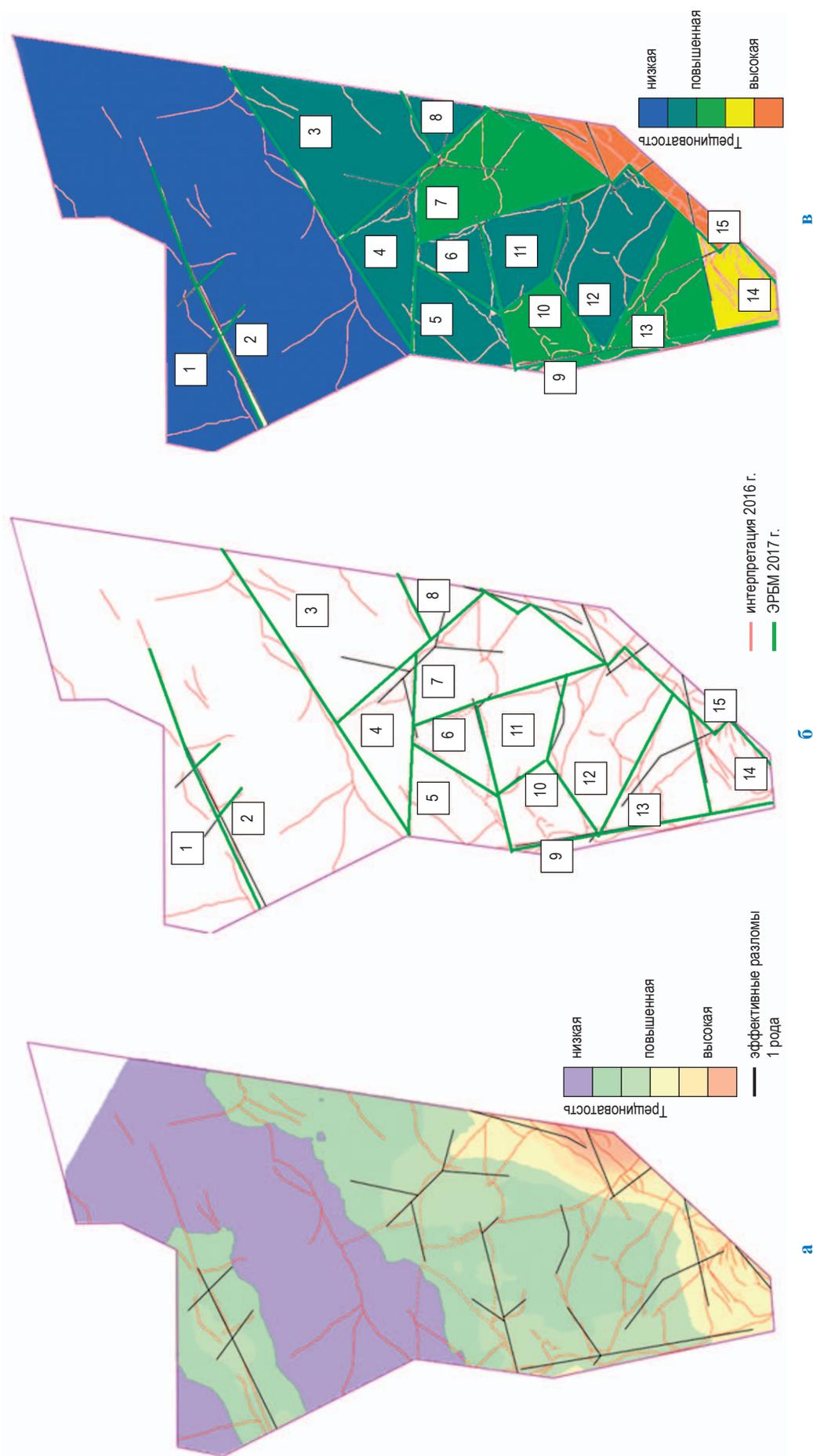


Рис. 3. Увязка основных элементов в рамках единой блоковой модели богубинского горизонта Чаандинского НКМ: а – исходная низкочастотная блоковая модель зон деструкции и трещиноватости; б – результат уточнения границ блоков (прономерованы здесь и далее на рис. 4) с использованием эффективных и уверенно выделенных разломов; в – единая ЭРБМ с параметром условной трещиноватости

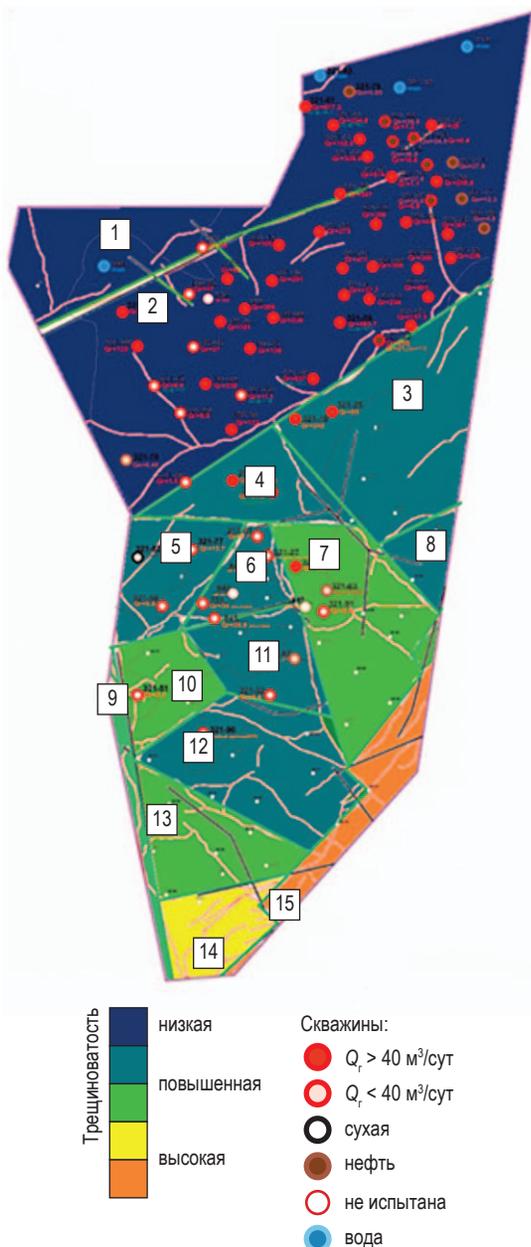


Рис. 4. Предварительная увязка ЭРБМ ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ с данными бурения: Q_r – начальный дебит газовой скважины

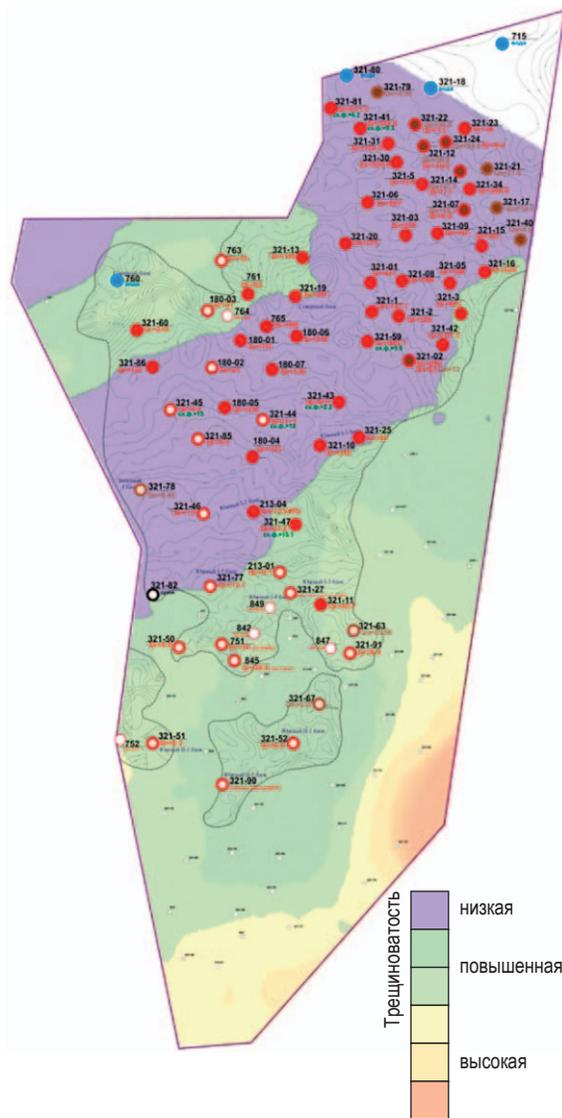


Рис. 5. Низкочастотная модель трещиноватости и данные бурения по ботубинскому горизонту Чаяндинского НГКМ: здесь и далее на рис. 8 и 12 обозначения скважин см. в экспликации к рис. 4

параметры фильтрации атрибутов, так и положение границ блоков модели в пределах геологически обоснованных ограничений.

Анализ распределения начальных дебитов газовых скважин в зависимости от прогнозных значений сейсмической трещиноватости

Исследуем влияние трещиноватости на продуктивность геологического разреза Чаяндинского НГКМ, так сказать, «в чистом виде» – без применения процедур оптимизации положения

границ – на основе исходных низкочастотных моделей условной сейсмической трещиноватости, полученных путем фильтрации слайсов сейсмического атрибута «градиент». Покажем, что помимо особенностей осадконакопления трещиноватость разреза также является существенным фактором, дополнительно влияющим на коллекторские свойства.

На рис. 5 представлены результаты сопоставления карты условной трещиноватости (низкочастотная модель) с полученными по данным

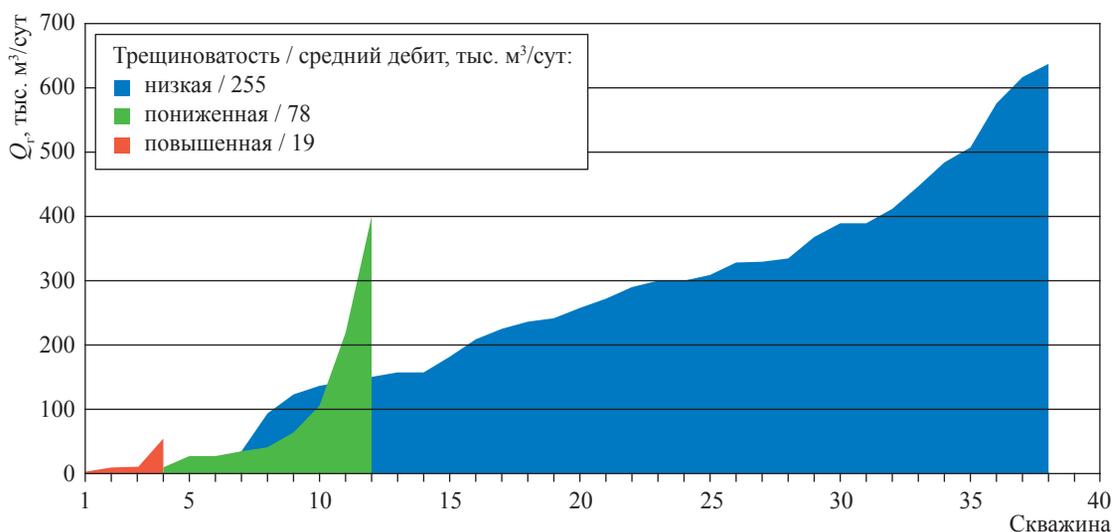


Рис. 6. Распределение начальных дебитов чисто газовых скважин по зонам низкой, пониженной и повышенной трещиноватости ботубинского горизонта Чайандинского НГКМ (см. рис. 5)

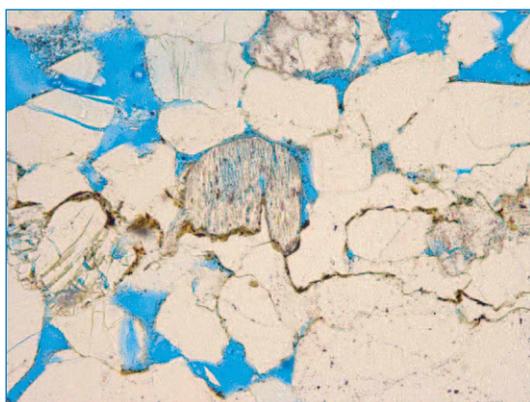


Рис. 7. Характерные поверхности уплотнения, связанные с трещиноватостью [8]: шлиф песчаника полевошпатово-кварцевого средне- и мелкозернистого (Чаяндинское НГКМ, скв. 321-40, ботубинский горизонт, глубина 1989,04 м)

бурения характеристиками продуктивности разреза (Q_r , тыс. м³/сут) по ботубинскому горизонту. Визуальная корреляция характеристик трещиноватости и продуктивности очевидна. Средние значения Q_r в пределах выделенных зон низкой, пониженной и повышенной трещиноватости составляют соответственно 255, 78 и 19 тыс. м³/сут (рис. 6). Этот результат не является неожиданным, поскольку в пределах Чайандинского НГКМ нарушения сплошности пород, как правило, «залечены» гидротермальными образованиями, внедрениями глинистого материала и мелких частиц «перетертой»

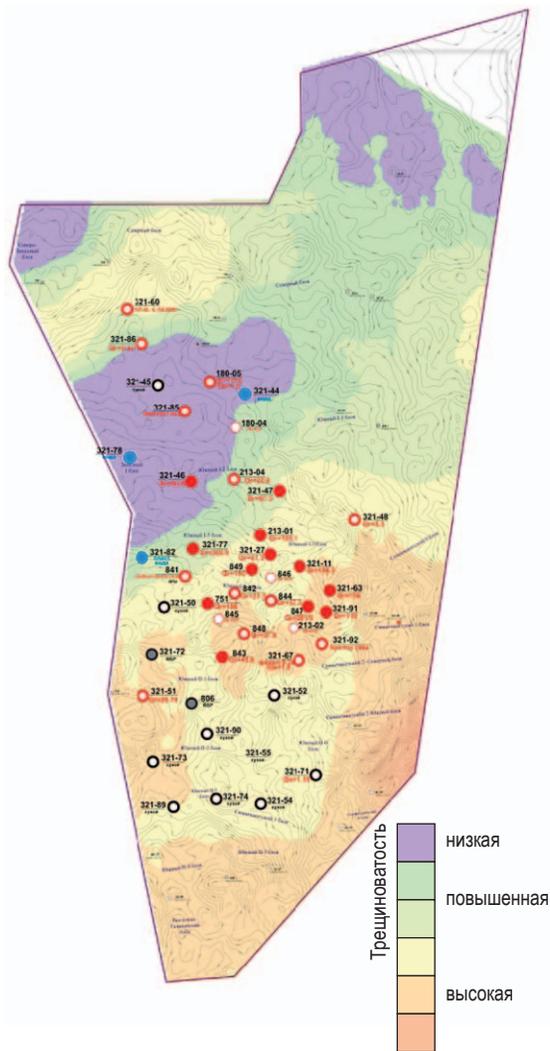


Рис. 8. Низкочастотная модель трещиноватости и данные бурения по талхаскому горизонту Чайандинского НГКМ

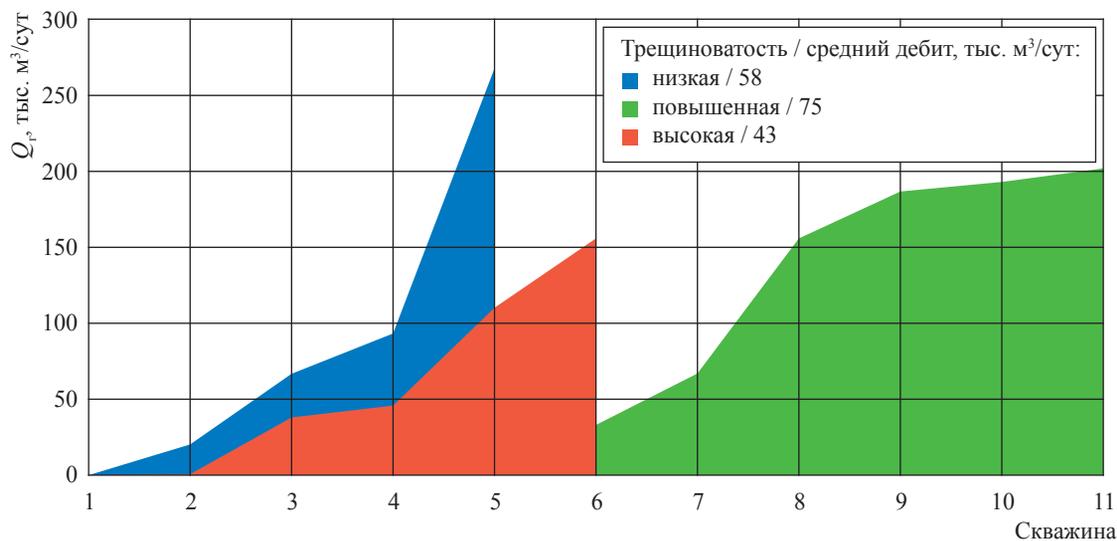


Рис. 9. Распределения начальных дебитов чисто газовых скважин по зонам низкой, пониженной и повышенной трещиноватости талахского горизонта Чайядинского НГКМ (см. рис. 8)

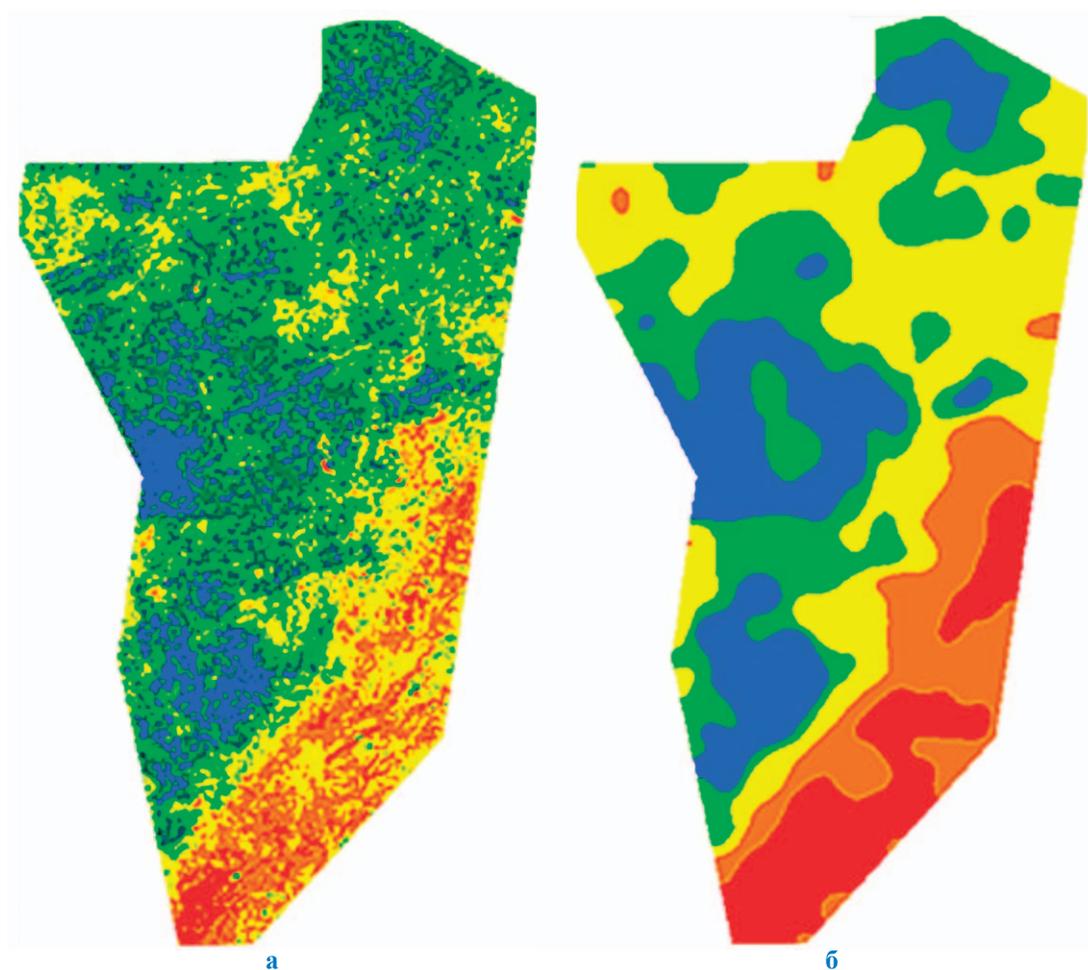


Рис. 10. Попытка прогноза типа флюидонасыщения для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ по соотношению A_p/A_s : а – карта аномалий до обработки (ООО «Ингеосервис»); б – карта аномалий после «умного» осреднения (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

породы. На фотографии шлифа (рис. 7) образца полевошпатово-кварцевого песчаника средне- и мелкозернистого средней сортировки видны характерные поверхности уплотнения [8].

Визуальная корреляция трещиноватости и продуктивности по талахскому горизонту Чаяндинского НГКМ уже не так очевидна (рис. 8). Средние дебиты в пределах этих зон составляют соответственно 58, 75 и 43 тыс. м³/сут (рис. 9). Но и в этом случае можно говорить о влиянии трещиноватости на характеристики продуктивности разреза (см. рис. 9).

Отметим, что трещиноватость талахского горизонта по значениям атрибута градиент в среднем более чем в два раза превышает трещиноватость ботубинского горизонта. Даже с учетом возможных поправок на сейсмоакустические характеристики этих отражающих горизонтов, влияющих помимо естественной трещиноватости на значения атрибута, более

высокая продуктивность коллекторов ботубинского горизонта отчасти может быть объяснена с позиций ЭРБМ (см. рис. 6 и 9).

К сожалению, плохая прослеживаемость отражений не позволила провести подобный анализ для хамакинского горизонта.

Анализ информативности сейсмических атрибутов

В силу ряда сейсмо-геологических причин Чаяндинское НГКМ считается сложным объектом с точки зрения проведения геостатистического анализа. Продемонстрируем это на конкретных примерах. Попытаемся выявить геостатистические зависимости между продуктивностью скважин ботубинского горизонта и двумя сейсмическими атрибутами – отношением амплитуд продольных (A_p) и поперечных (A_s) волн (1) и доминантной частотой записи (2). В соответствии с теорией сейсмической

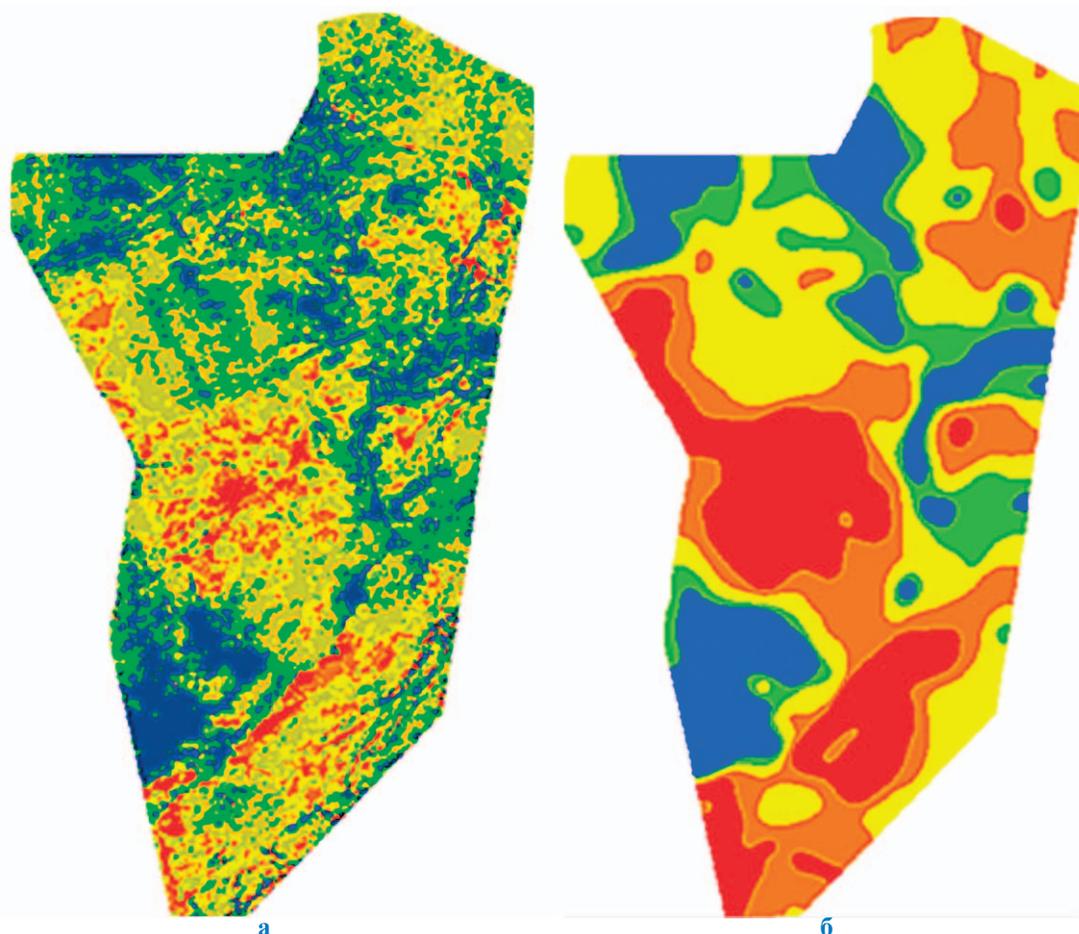


Рис. 11. Попытка прогноза типа слоистости разреза для ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ по доминантным частотам записи: а – карта аномалий до обработки (ООО «Ингеосервис»); б – карта аномалий после «умного» осреднения (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

интерпретации первый атрибут зависит от типа (либо отсутствия) флюидонасыщения, а второй в значительной степени определяется характером слоистости разреза, обусловленным обстановкой осадконакопления.

С целью более четкого выявления аномалий и подавления случайных помех числовые поля атрибутов обработаны по методике «умного» осреднения (размер окон – 17×21 значений) [7]. На рис. 10 и 11 хорошо видно, что после обработки слайсов аномалии приобрели четкие контуры, оставаясь в первоначальных границах. Однако даже такая эффективная процедура оптимизационной фильтрации, как «умное» осреднение, не позволила выявить геостатистическую связь между продуктивностью скважин ботубинского горизонта и названными

сейсмическими атрибутами (рис. 12). Видимая корреляция в обоих случаях отсутствует.

В целом выявленное наличие зависимости между начальными значениями Q_r и значениями условной трещиноватости на фоне отсутствия аналогичных зависимостей Q_r от других сейсмических атрибутов показывает, что влияние трещиноватости/дробления пород разреза на характеристики сейсмической записи превышает влияние «мешающих» факторов. Это может быть характерно для многих территорий Восточной Сибири, осадочный разрез которой продолжительное время подвергался разнонаправленным тектоническим воздействиям и характеризуется повсеместным нарушением сплошности (целостности) пород. В геологических условиях, когда

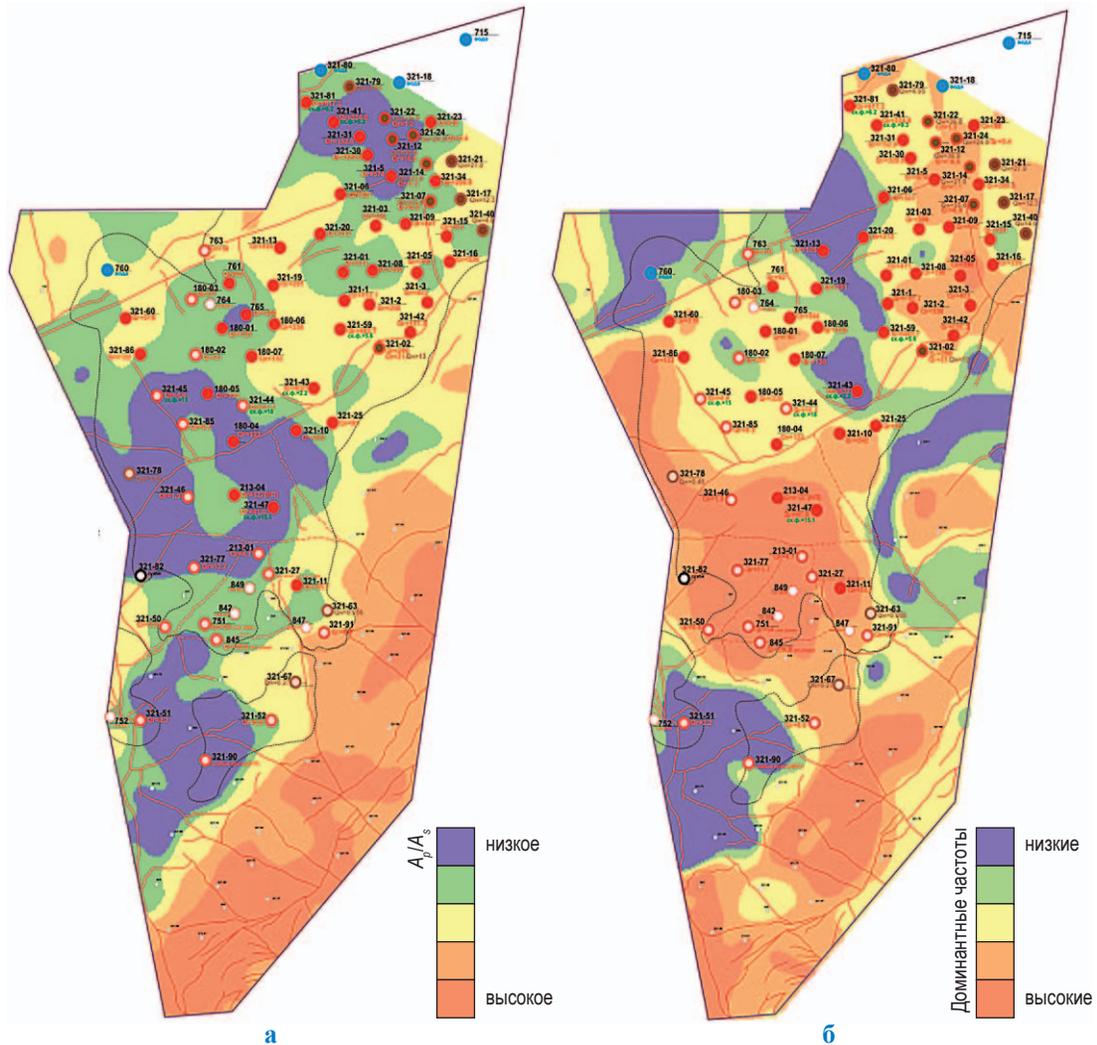


Рис. 12. Ботубинский горизонт Чайандинского НГКМ. Сопоставление данных бурения с картами распределения сейсмических атрибутов: а – соотношения амплитуд продольных и поперечных волн (см. рис. 10); б – доминантной частоты записи (см. рис. 11)

большинство сейсмических атрибутов оказались неинформативными, полученный результат особенно важен.

Таким образом, предложенная методика построения ЭРБМ осадочного разреза наиболее полно учитывает специфические особенности Чаяндинского месторождения, связанные с продолжительными и разнонаправленным тектоническими воздействиями. Будучи адаптированной для условий Восточной Сибири, методика поможет снизить риски неоднозначной геологической интерпретации и упростит планирование добычи в этом регионе.

Принципиально новым элементом ЭРБМ являются границы (зоны), описывающие обширные области нарушения сплошности пород, выделяемые в исходном 3D-поле сейсмических атрибутов в виде многочисленных хаотически расположенных поверхностей смещения (разрыва). Введение в модель зон трещиноватости в виде поля непрерывных (плавных) количественных оценок трещиноватости позволяет дополнительно использовать возможности геостатистики для уточнения распределения трещиноватости в пространстве и формирования оптимальных технологических моделей разработки месторождений.

На Чаяндинском НГКМ формирование пород-коллекторов и их свойства определяют особенности процесса осадконакопления [1, 2, 8]. Однако и трещиноватость разреза является существенным дополнительным фактором ухудшения добычных характеристик скважин. По всей видимости, наиболее крупные трещины здесь оказались «залечены» гидротермальными образованиями, внедрениями глинистого материала и мелких частиц «перетертой» породы.

Наличие зависимости между значениями условной (сейсмической) трещиноватости и начальными дебитами газовых скважин показывает, что влияние трещиноватости/дробления пород разреза на характеристики сейсмической записи превосходит влияние других факторов. Это обеспечивает дополнительные возможности использования сейсмической информации для решения задач проектирования разработки.

Список литературы

1. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.
2. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 145–160.
3. Гельчинский Б.Я. Метод эффективной сейсмической модели / Б.Я. Гельчинский, А.А. Белозеров, Н.И. Берденникова и др. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1975.
4. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987.
5. Крылов Д.Н. Детальный прогноз геологического разреза в сейсморазведке / Д.Н. Крылов. – М.: Недра, 2007.
6. Кожина Л.Ю. Определение современной геодинамической активности на Чаяндинском месторождении с использованием аэрокосмических данных / Л.Ю. Кожина, В.А. Черкасов, М.А. Ванярхо и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 732: спец. вып. – С. 18–21.
7. Крылов Д.Н. Использование технологии оптимизационного осреднения при решении задач интерпретации числовых характеристик геологической среды / Д.Н. Крылов // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 13–20. – doi: 10.18303/1813-4254-2016-4-13-20.
8. Рыжов А.Е. Структура порового пространства пород-коллекторов ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова, Д.М. Орлов // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. в 2-х ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. Ч. 1. – С. 162–174. – (Вести газовой науки).

Studying fracturing influence on Chayanda oil-gas-condensate field flow rates

D.N. Krylov^{1*}, I.V. Churikova¹, A.A. Chudina¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Sedimentation environments play a key role in reservoir properties distribution within Chayanda field (East Siberia, Russia). Nevertheless fracturing also has a negative influence on the flow rates of the wells since fracture volume is often healed by geo-mechanic and hydro-thermal processes.

In order to achieve interpretational stability and production model validity, effective fault modeling (EFM) technique is introduced on the base of 3D seismic information. The EFM technique meets specific geologic features of Chayanda field related to long-term multidirectional tectonic impact and highly disintegrated geologic section. New opportunities of production potential assessment using seismic interpretation are demonstrated. Fracturing model parameter represented by some continuous values of pseudo seismic fracturing is an additional opportunity for delineation of disintegration zones and reservoir model upgrade via geostatistics.

Keywords: effective model, fault, fracturing, gas flow rate, seismic attribute.

References

1. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV et al. State-of-art geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya nefti i gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the clastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. GELCHINSKIY, B.Ya., A.A. BELOZEROV, N.I. BERDENNIKOVA et al. *Effective Seismic Model method* [Metod effektivnoy seismicheskoy modeli]. Leningrad: Publishers of leningrad Univesity, 1975. (Russ.).
4. GOGONENKOV, G.N. *Studying detailed structure of sedimentation masses by seismic prospecting* [Izucheniye detalnogo stroyeniya osadochnykh tolshch seysmorazvedkoy]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
5. KRYLOV, D.N. *Detailed seismic forecast of a geological section* [Detalnyy prognoz geologicheskogo razreza v seysmorazvedke]. Moscow: Nedra, 2007. (Russ.).
6. KOZHINA, L.Yu., V.A. CHERKASOV, M.A. VANYARKHO et al. Estimation of modern geodynamic activity at Chayanda field using aerospace data [Opredeleniye sovremennoy geodinamicheskoy aktivnosti na Chayandinskom mestorozhdenii s ispolsovaniyem aerokosmicheskikh dannykh]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 732: spec. is., pp. 18–21. ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. KRYLOV, D.N. The use of optimized averaging technology for geodata interpretation [Ispolzovaniye tekhnologii optimizatsionnogo osredneniya pri reshenii zadach interpretatsii chislovykh kharakteristik geologicheskoy sredy]. *Tekhnologii seysmorazvedki*. 2016, no. 4, pp. 13–20. ISSN 1813-4254. (Russ.). Doi: 10.18303/1813-4254-2016-4-13-20.
8. RYZHOV, A.Ye., T.A. PERUNOVA, D.M. ORLOV. The structure of pore space of reservoir formations belonging to the Botuobinsky horizon of the Chayandinskoye field [Struktura porovogo prostranstva porod-kollektorov botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. In: *Vesti gazovoy nauki. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations: collected book in 2 pts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 1, pp. 162–174. (Russ.).

УДК 622.324(035)

Ремонт и эксплуатация скважин с применением газожидкостных и пенных систем

С.А. Мельников^{1*}, В.И. Нифантов¹, А.А. Сингуров², В.М. Пищухин¹, Ю.В. Каминская¹, С.А. Кузнецов¹, О.В. Макарьев³

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд., Российская Федерация, 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д. 35

³ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

газожидкостные пенные системы, ремонт и эксплуатация скважин, вынос вспененной жидкости с забоя скважины.

Тезисы. В статье рассмотрены вопросы движения газожидкостных систем (ГЖС) в стволе скважин. Показано, что в результате фазовых переходов при изменении термобарических условий происходят существенные изменения объема газовой фазы в системе, давления на забой и по стволу скважины. Неучет этих явлений может существенно осложнить технологический процесс в скважине, вызвать поглощение ГЖС и привести к газовому выбросу.

В отличие от обычных ГЖС пенные системы при движении сжимаются и расширяются без проскальзывания газовой фазы относительно жидкости. Интенсивное сжатие пенной системы происходит при изменении давления до 2,0...3,0 МПа в зависимости от температуры, состава пенообразующей жидкости, а также исходного газосодержания. Экспериментально авторами статьи доказано появление флуктуаций давления при сжатии пенной системы, что также необходимо учитывать при глушении, промывке и освоении скважин.

На основе проведенных исследований авторами разработаны технологии эксплуатации газовых скважин в условиях водопритока, когда на забой подается пенообразователь, который, смешиваясь с пластовой или конденсированной водой и газом из пласта, образует пену, имеющую пониженную плотность, но оказывающую эффект флотации.

В результате вспененная пластовая жидкость выносит на поверхность не только жидкую фазу, но и твердые частицы, которые накапливаются на забое из-за коррозии металла труб, разрушения цементного камня и горной породы призабойной зоны пласта.

Различные процессы ремонта и эксплуатации скважин проводятся в среде газожидкостных смесей, или газожидкостных систем (ГЖС). Глушение и промывка скважин, удаление накопленных на забое жидкости и твердых частиц породы, проводка боковых стволов, изоляция интервалов поглощения и укрепление неустойчивых горных пород призабойной зоны пласта (ПЗП), вторичное вскрытие продуктивных горизонтов перфорацией, освоение скважин и интенсификация притока углеводородов в условиях пониженных пластовых давлений осуществляются посредством закачки в скважину или образования в ней ГЖС. Для разработки технологии закачки ГЖС в скважину, а также обеспечения ее циркуляции используются различные методы исследований этих систем.

Так, подъем ГЖС по трубам вызывает конденсацию и испарение фаз, что приводит к изменению объема и давления ГЖС в скважине. Анализ научных публикаций на тему ремонта и эксплуатации скважин в зонах с различными термобарическими параметрами показал, что до последнего времени недостаточно внимания уделялось проблеме влияния фазовых переходов воды в ГЖС на рост давления, а также объема газовой фазы за счет приобщения к газу парообразной влаги.

Ремонт и эксплуатация глубоких скважин, как правило, сопровождаются повышением давления и температуры. Особые термобарические условия обуславливают высокую влагонасыщенность газа. В табл. 1 приведены результаты расчета соотношений газа-носителя и парообразной влаги при эксплуатации газовых залежей на разных глубинах [1, 2]. Данные табл. 1 свидетельствуют о том, что при выделении

газа из промывочной жидкости плотностью 1000 кг/м^3 в свободную фазу, например, на глубине 6 км в условиях давления (P), равного 59 МПа, и температуры (T), равной $147,8 \text{ }^\circ\text{C}$, его объем практически мгновенно возрастает на 12,2 %, а давление в газовой пачке, представленной парогазовой смесью, также быстро увеличится на 7,2 МПа. При выделении газа на глубине 5 км ($P = 49 \text{ МПа}$ и $T = 126 \text{ }^\circ\text{C}$) объем газовой пачки мгновенно возрастает на 6,5 %, давление же повысится на 3,2 МПа. Это существенно осложнит дальнейший ремонт и эксплуатацию скважины, а при неучете указанного явления может привести к интенсивному поглощению ГЖС, а затем газовому выбросу.

В качестве примера выполнена предварительная оценка возрастания объема газовой пачки, поступившей на глубине 3272 м в промывочную жидкость (пласт III₁₊₂ нефтегазоконденсатного месторождения Русский Хутор Северный) и растворившейся в ней, а затем выделившийся из нее на глубине 2000 м (табл. 2). Распределение давления по стволу скважины рассчитывалось для промывочной жидкости плотностью 1200 кг/м^3 ; T_y принималась равной $60 \text{ }^\circ\text{C}$ и по стволу скважины рассчитывалась

по температурному градиенту $0,0212 \text{ }^\circ\text{C}$ на 100 м [1].

Видно (см. табл. 2), что на глубине 2 км в 1 м^3 образовавшейся парогазовой смеси содержится $7,13 \text{ дм}^3$ парообразной влаги. По мере подъема промывочной жидкости выше 1 км происходит постепенное возрастание доли водяного пара в газовой пачке. Сравнительно резкое возрастание доли парообразной влаги в парогазовой смеси происходит с глубины 100 м и до устья.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о необходимости учитывать фазовые переходы воды при подземном капитальном ремонте глубоких скважин, в особенности в интервалах с высоким геотермическим градиентом [1, 2].

Сжимаемость и расширение пенных систем в скважине существенно отличаются от термодинамического поведения ГЖС. Вопросам экспериментального изучения сжимаемости двух- и трехфазных пен посвящены работы Б.В. Гулиева, В.Е. Шмелькова, Б.П. Минеева, Н.А. Демяненко и др. [3–8]. В основу этих исследований положено определение коэффициента (степени) сжимаемости пены σ_n по результатам

Таблица 1

Количественное соотношение метана и паров воды и их парциальные давления на различных глубинах при устьевой температуре $T_y = 20 \text{ }^\circ\text{C}$

Глубина, км	P , МПа	T , $^\circ\text{C}$	Молярная доля CH_4	Молярная доля H_2O (пар)	Парциальное давление, МПа	
					CH_4	H_2O
1	9,8	41,2	0,9986	0,0014	9,78	0,02
3	29,4	83,6	0,9873	0,0127	29,03	0,37
5	49	126,0	0,9348	0,0652	45,80	3,20
6	59	147,8	0,878	0,122	51,80	7,20

Таблица 2

Термобарические параметры и влагоемкость газа, движущегося по стволу скважины

Глубина, км	P , МПа	T , $^\circ\text{C}$	Влагоемкость газа	
			г/м^3	$\text{дм}^3/\text{м}^3$
0	0,01	60,0	673	900
0,02	0,24	60,42	65,2	87,1
0,04	0,47	60,85	33,6	44,9
0,06	0,71	61,27	23,0	30,7
0,08	0,94	61,70	17,75	23,7
0,1	1,18	62,12	13,84	18,5
0,2	2,35	64,24	8,39	11,21
0,4	4,71	68,48	4,66	6,22
1	11,77	81,20	4,30	5,74
2	23,54	102,40	5,34	7,13
3	35,32	123,60	–	–

изотермического сжатия постоянной ее массы, т.е. установление зависимости вида

$$\sigma_n = \frac{1}{V_n} \frac{\Delta V_n}{\Delta P}, \quad (1)$$

где V_n – исходный объем пены; ΔV_n – изменение (уменьшение) объема пены при увеличении давления сжатия на величину ΔP .

Б.В. Гулиев [3] вместо изменения объема пены предлагал оценивать изменение ее удельного веса, и в этом случае формула (1) принимает вид

$$\sigma_n = \frac{1}{\Delta P} \frac{\Delta \gamma}{\gamma}, \quad (2)$$

где γ – удельный вес объема пены; $\Delta \gamma$ – его изменение с ростом давления.

Б.П. Минеевым и Н.А. Демяненко [5] предложена формула, связывающая текущее изменение объема пены в зависимости от объема пенообразующей жидкости (ПОЖ) и степени аэрации (газосодержания) системы

$$V_n = \frac{(\alpha P_0 + P)V_{ж.}}{P}, \quad (3)$$

где $\alpha = 1$ – степень аэрации; P_0 и P – начальное и текущее значения давления в ГЖС соответственно; $V_{ж.}$ – объем ПОЖ, из которой образована пена.

Экспериментальные исследования показали, что при сжатии двухфазной пены до давлений 2,5...3,0 МПа происходит резкое снижение σ_n , а затем темп его изменения замедляется. С увеличением степени аэрации α коэффициент σ_n возрастает [3]. Из опытов Б.П. Минеева и Н.А. Демяненко следует, что интенсивное уменьшение объема двухфазной пены происходит при изменении давления от 0,098 до 2,0 МПа.

По данным В.Е. Шмелькова [4], σ_n трехфазной пены, у которой $2,1 \leq \alpha \leq 6,2$, существенно уменьшается при увеличении давления до 8,0...10,0 МПа. Затем кривая изменения κ_n выполаживается, и при давлениях выше 15,0 МПа изменение этого параметра пены становится незначительным. Установлено наличие гистерезисных изменений параметров термодинамического состояния пенной системы, проявляющихся в повышении давления и уменьшении температуры после резкого увеличения объема с постоянной исходной массой. В случае обратного воздействия происходит плавное снижение давления и рост

температуры пены. Причем флуктуации температуры и в том и в другом случае незначительные во времени, а изменения давления составляют около 30 % от первоначального перепада и происходят в течение трех-четырёх минут.

Перечисленные результаты экспериментальных исследований сжимаемости пенных систем объясняют ряд явлений, происходящих в скважине, заполненной пеной. Однако применение их для решения задачи моделирования взаимодействия пены с пористой средой вызывает большие затруднения, так как зависимость σ_n от термодинамических параметров, записанная формулами (1) или (2), имеет дифференциальную форму.

Для решения этой задачи потребовалось в широком диапазоне изменения давления и температуры экспериментально установить проявление гистерезисных явлений при многократном сжатии и расширении, а также оценить влияние температуры, твердой фазы и других факторов на изменение степени сжимаемости аэрированных жидкостей с добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) и пенных систем. Эксперименты проводились К.М. Тагировым, В.И. Нифантовым и др. на установке УГК-3 в «бомбе» равновесия PVT¹ – сосуде высокого давления и температуры – с изменением объема исследуемой системы [7, 8].

После заполнения «бомбы» PVT пеной термостатированием создавалась заданная температура и производился процесс сжатия трехфазной пены постоянной массы. В процессе изменения объема пены в «бомбе» PVT периодически фиксировалось давление. Плотность аэрированных и пенных систем в стандартных условиях изменялась в пределах 352...780 кг/м³. В качестве ПАВ в составе ПОЖ использовались сульфенол, а также полимер карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) и бентонитовая глина. Пенообразование осуществлялось методом В.А. Амияна и Н.П. Васильевой [9].

Приготовленная трехфазная пена загружалась в «бомбу» PVT и сжималась до давлений 23,42...23,89 МПа при температурах 293, 323, 328, 353, 363 К. Цикл сжатия и расширения пенной системы при постоянной температуре повторялся несколько раз в течение 3 сут. Начальный темп сжатия пенной системы

¹ PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

в «бомбе» PVT во всех случаях был постоянным и равнялся $16,7 \text{ см}^3/\text{с}$.

В процессе сжатия пенных систем замечено, что в момент остановки движения поршня статическое давление пены в течение некоторого времени изменялось. В начальный период сжатия установившееся статическое давление пены превышало динамическое, а при сжатии выше $1,19 \dots 3,1 \text{ МПа}$ наблюдалось незначительное снижение статического давления, которое возрастало при увеличении динамического давления свыше $7,0 \text{ МПа}$ [8].

Поскольку изменение давления после прекращения процесса сжатия происходило медленно, то для группировки данных использовалась скорость флуктуации давления $v_{\Delta P_i}$:

$$v_{\Delta P_i} = \frac{P_{\text{ст}_i} - \bar{P}}{t_i}, \quad (4)$$

где t_i – время восстановления давления до статического после остановки процесса сжатия пены в «бомбе» PVT; $v_{\Delta P_i}$ – статическое давление сжатой пены; \bar{P} – среднее динамическое давление в диапазоне ΔP_i .

С использованием величин $v_{\Delta P_i}$ и ΔP_i весь диапазон изменения давления при сжатии пенной системы был разбит на три характерных интервала. В первом интервале наблюдалось увеличение статического давления $P_{\text{ст}_i}$, во втором изменение $P_{\text{ст}_i}$ либо не наблюдалось, либо было незначительным, и в третьем интервале происходило заметное снижение $P_{\text{ст}_i}$ по отношению к \bar{P} . Средние значения давления в каждом j -том интервале P_{ij} , среднеквадратичное отклонение σ_i и коэффициент вариации k_{σ_i} определялись по известным формулам математической статистики.

По данным И.Г. Венецкого и Г.С. Кильдишева [10], $k_{\sigma_i} < 10 \%$ указывает на слабую изменчивость исследуемого признака. В рассматриваемом случае k_{σ_i} , характеризующий изменение давления при постоянном объеме пены после прекращения ее сжатия, не превышал $9,53 \%$. Следовательно, при неинтенсивном сжатии трехфазной пены с низкой степенью аэрации α до давлений $0,86 \dots 1,30 \text{ МПа}$ после остановки процесса сжатия происходит рост давления в системе, затем при сжатии до $2,1 \dots 3,1 \text{ МПа}$ дисперсия и коэффициент вариации признака стремятся к нулю, а при дальнейшем сжатии наблюдаются отрицательные флуктуации давления.

Для оценки влияния сжимаемости трехфазных пен с высокими значениями α также

проведен цикл экспериментальных исследований [8]. При многократном сжатии и расширении постоянной массы выбранных пенных систем характер изменения их термодинамических параметров оставался неизменным. Этот экспериментально установленный факт является чрезвычайно важным, так как позволяет существенно упростить интерпретацию и прогнозирование процесса взаимодействия пенного промывочного агента с ПЗП.

В качестве критерия подобия σ_n при моделировании сжимаемости пенных систем принята безразмерная величина, равная отношению произведения V_n на давление пены P_n в системе к произведению этих же величин в начальных (стандартных или нормальных) условиях, т.е.

$$\sigma_n = \frac{P_n V_n}{P_{n,0} V_{n,0}}. \quad (5)$$

Величина σ_n в ряде случаев используется для оценки степени сжимаемости газов. Предложено с помощью этой величины оценивать сжимаемость трехфазной пены [7, 8]. Степень сжимаемости пены в стволе скважины $\sigma_{n,c}$ удобнее определять по следующей формуле [8]:

$$\sigma_{n,c} = \frac{P_c \rho_{n,0}}{P_0 \rho_{n,c}}, \quad (6)$$

где $\rho_{n,0}$ и $\rho_{n,c}$ – плотность пены в нормальных и скважинных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$, соответственно; P_c – давление в стволе скважины на заданной глубине, Па.

Экспериментально установлено также, что интенсивное изменение объема пенной системы сопровождается изменением давления от $0,098$ до $2,0 \text{ МПа}$ (рис. 1). С ростом температуры сжимаемость системы изменяется, но на значениях σ_n (или $\sigma_{n,c}$) это сказывается незначительно.

Исследованию подверглись также трехфазные пены с высокими значениями α ($\alpha_1 = 40,4$; $\alpha_2 = 49,7$; $\alpha_3 = 89,5$; $\alpha_4 = 92,3$; $\alpha_5 = 135,1$) с добавкой и без добавки КМЦ (рис. 2) и двухфазные пены с добавкой КМЦ со значениями степени аэрации $\alpha'_1 = 15,5$; $\alpha'_2 = 58,1$; $\alpha'_3 = 104,8$. Пена сжималась под давлением в пределах $0 \dots 12,0 \text{ МПа}$ при температурах 303 и 333 К .

Для сравнения использовались результаты исследований сжимаемости двухфазной пены [5], а также промысловых исследований на скв. 62 Северо-Ставропольского газового месторождения [6, 8]. В процессе экспериментов

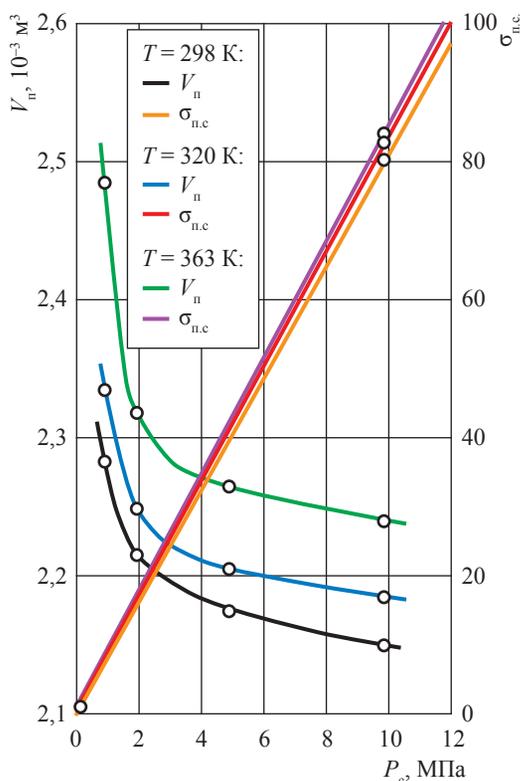


Рис. 1. Изменение объема и степени сжимаемости трехфазной пены при $\alpha \approx 2$ в зависимости от давления и температуры

не обнаружено флуктуации давления при сжатии исследуемых пенных систем со скоростью $1,0 \text{ см}^3/\text{с}$ в контейнере-разделителе экспериментальной установки УИПК-1М после остановки движения поршня.

Анализ полученных результатов показал, что в исследованном диапазоне изменения термодинамических параметров значения σ_n для пенных систем, имеющих $\alpha > 80$, близки к таковым для газа. С увеличением α на изменение величины σ_n существенное влияние оказывает температура сжатия. Причем влиянием температуры на величину σ_n в исследованном диапазоне изменения давления можно пренебречь для пенных систем, характеризующихся $\alpha < 20$. Таким образом, выполненные исследования позволили установить существенное отличие при сжатии и расширении трехфазных пен от обычных ГЖС, а также необходимость проведения дальнейших исследований в этом направлении.

Применение ПАВ для удаления жидкости с забоев скважин имеет ряд преимуществ, обеспечивая следующие возможности:

- эксплуатации скважин с низкими дебитами газа, при которых скорость газа

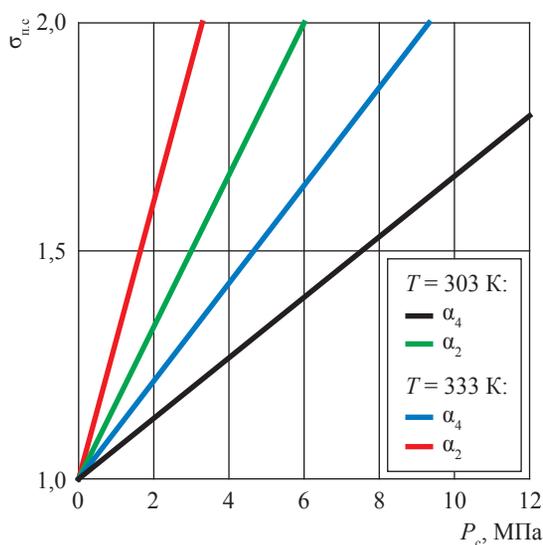


Рис. 2. Изменение степени сжимаемости трехфазной пены с добавкой КМЦ в зависимости от давления, степени аэрации и температуры

в эксплуатационной колонне находится в диапазоне $0,5 \dots 2 \text{ м/с}$;

- простой, доступной и малозатратной эксплуатации малодебитных скважин с наличием жидкости на забое;
- обработки скважины без изменения конструкции;
- поддержания стабильности работы скважины в ожидании перевода ее на другую технологию эксплуатации при водопрооявлениях;
- использования свободной для спуска глубинных приборов лифтовой колонны;
- применения традиционно используемого скважинного оборудования (за исключением автоматической системы подачи ПАВ в скважину).

Давление на забое скважины P_3 , при заполнении ее ГЖС, определяют согласно формуле²

$$P_3^2 = P_y^2 \left[\frac{T_y + aL}{T_y} \right]^{2S} + \frac{1,377 \lambda_{\text{ГЖС}} Z_{\text{cp}}^2 T_y^2 \bar{\rho}_v Q_{\text{ГЖС}}^2}{d_{\text{вн}}^5 [\rho_{\text{ГЖС}} \bar{\rho}_v - 29,27 Z_{\text{cp}} a]} \times \left[\left(\frac{T_y + aL}{T_y} \right)^{2S} - \left(\frac{T_y}{T_y} \right)^2 \right], \quad (7)$$

где P_y – давление на устье скважины, МПа; T_y , К; a – потери температуры ГЖС при ее движении

² См. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин; СТО Газпром 2-3.2-935-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием поверхностно-активных веществ.

от забоя до устья, K/m ; L – глубина забоя, m ; S – параметр, учитывающий вес ГЖС; $\lambda_{ГЖС}$ – коэффициент гидравлического сопротивления лифтовой колонны для ГЖС (определяется опытным путем); Z_{cp} – средний по длине коэффициент сжимаемости газа; $\bar{\rho}_в$ – относительная плотность газа по воздуху; $Q_{ГЖС}$ – расход ГЖС, тыс. $m^3/сут$; $d_{вн}$ – внутренний диаметр лифтовой колонны, m ; $\rho_{ГЖС}$ – плотность ГЖС, $кг/м^3$.

Графики, приведенные на рис. 3, показывают, что зависимость P_3 от дебита носит нелинейный характер и темп роста P_3 обусловлен

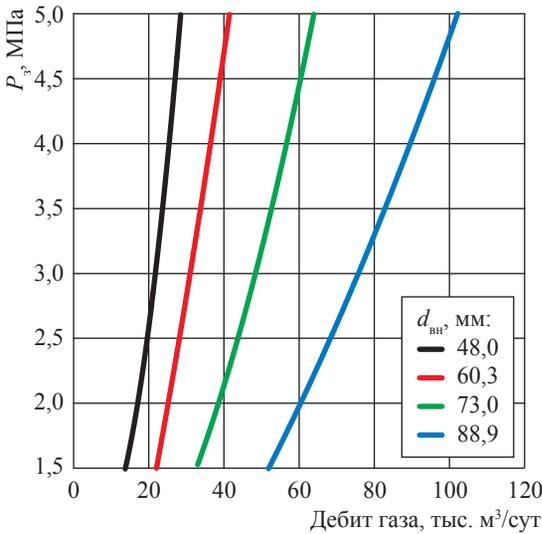


Рис. 3. Условия непрерывного выноса жидкости с забоя скважины при изменении дебита газа и забойного давления

диаметром лифта (в насосно-компрессорных трубах (НКТ) или эксплуатационной колонне).

Изменение давления в работающей скважине в зависимости от дебита газа на глубине верхних и нижних перфорационных отверстий показано на рис. 4. Длина вертикальной проекции участка кривой между точками Б и В равна 0,19 МПа, т.е. перепаду давления столба воды, скопившейся в фильтровой зоне между нижними отверстиями перфорации (см. В) и башмаком НКТ (см. Б). При перепаде давления 0,19 МПа для обсадной колонны 219 мм объем зоны между нижними отверстиями перфорации и башмаком НКТ составит 0,51 m^3 . Количество воды, находящейся в НКТ выше башмака, определяется в интервале между точками А и Б. В этом случае перепад давления, создаваемый столбом жидкости, составляет 0,1 МПа.

Количество ПАВ, подаваемого в скважину, определяется индивидуально в зависимости от параметров ее работы (расхода газа, темпа накопления жидкости). Необходимо оптимально дозировать подачу ПАВ в скважину. Единовременный избыточный ввод ПАВ замедляет вывод скважины на нормальный режим работы, так как при этом из-за превышения концентрацией ПАВ критической концентрации мицеллообразования образуется неустойчивая пена, создающая высокое сопротивление потоку газа в НКТ.

Периодичность обработки скважины ПАВ определяется исходя из времени максимального роста объема жидкости, скопившейся

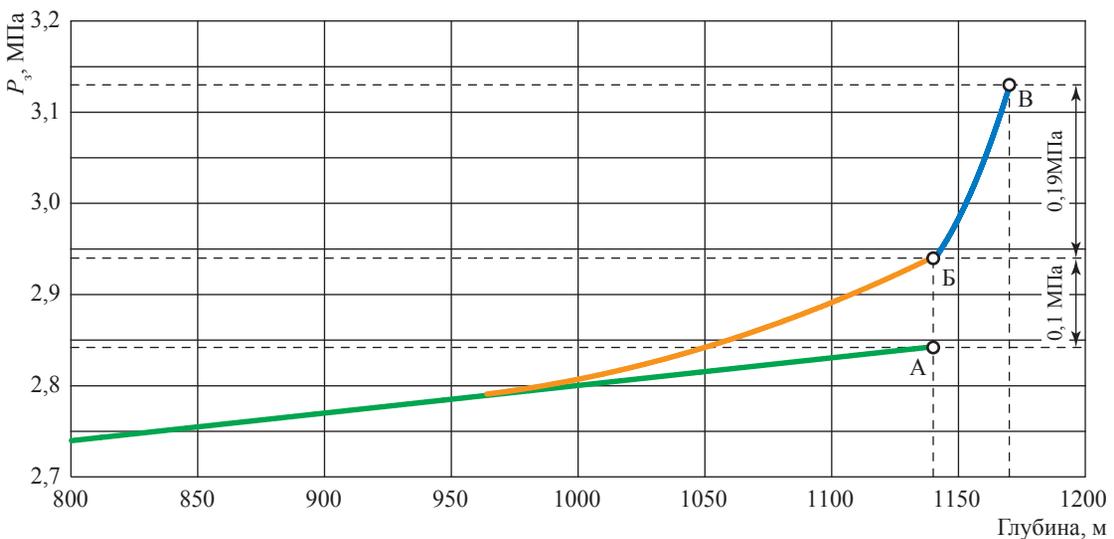


Рис. 4. Забойное давление в работающей скважине на глубине верхних и нижних отверстий перфорации

на забое. На основе проведенных исследований в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан СТО Газпром 2-3.2-935-2015², который предназначен для обоснования оптимального режима эксплуатации газовых скважин в условиях скопления жидкости (пластовой и конденсационной) на забое и в стволе скважины. Стандарт устанавливает требования к скважинному и внутрискважинному оборудованию, применяемому при эксплуатации скважин в условиях водопроявлений, типам, составам, свойствам и параметрам пенообразователей, технологическому режиму эксплуатации газовых скважин с использованием ПАВ, методам и средствам контроля параметров технологического процесса. Эффективность эксплуатации таких скважин достигается за счет снижения затрат на ремонт с привлечением дополнительного оборудования и агрегатов, получения дополнительной добычи газа благодаря продлению периода безводной эксплуатации и предотвращения экологического ущерба.

Таким образом, на основании проведенных исследований установлены закономерности изменения параметров ГЖС при ремонте и эксплуатации скважин. Показано, что в глубоких (более 3000 м) скважинах в результате межфазовых переходов воды происходят накопление жидкости на забое и возрастание объема газовой фазы, что приводит к мгновенному росту забойного давления и снижению дебита углеводородов.

Наличие пены в скважине существенно изменяет динамические процессы выноса жидкости и твердых частиц с забоев, а также параметры ГЖС при циркуляции и в статических условиях. Экспериментально доказано, что даже при высоких давлениях в системе (15,0...20,0 МПа и выше) не происходит полного растворения газа в пленке пены. При остановке циркуляции наблюдаются флуктуации давления в ту или другую сторону, которые также необходимо учитывать при обосновании перепада давления в системе скважина-пласт. На устойчивость пены существенное влияние оказывает концентрация ПАВ, которая для облегчения выноса жидкости и твердых частиц из скважины не должна превышать критической концентрации мицеллообразования.

Использование полученных результатов при выборе оптимальных параметров промывки в ходе ремонта газовых скважин

и технологического режима их эксплуатации позволит обеспечить проектные дебиты и увеличить межремонтный период работы.

Список литературы

1. Петренко В.И. Предварительная оценка влияния фазовых переходов воды на газопроявления при бурении / В.И. Петренко, В.И. Нифантов, В.Я. Зленко // Геология, бурение и разработка газовых месторождений: сб. науч. трудов ОАО «СевКавНИПИГаз». – Ставрополь: РИЦ ОАО «СевКавНИПИГаз», 2003. – Вып. 38. – С. 349–353.
2. Нифантов В.И. Исследование сжимаемости и растворимости газа в газожидкостных потоках и пенных системах / В.И. Нифантов, А.А. Сингуров, В.М. Пищухин и др. // Материалы IV Международной конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии к нанотехнологиям». – М.: Нефть и газ, 2014. – С. 201–206.
3. Гулиев Б.В. Исследование некоторых свойств двухфазной пены и применение ее при промывке песчаных пробок: дис. ... к.т.н. / Б.В. Гулиев. – Баку: АЗИ нефтехим, 1970. – 117 с.
4. Шмельков В.Е. Исследование и разработка технологии глушения газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений: дис. ... к.т.н. / В.Е. Шмельков. – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – 224 с.
5. Минеев Е.П. Исследование некоторых свойств пенных систем под давлением / Е.П. Минеев, Н.А. Демяненко // РНТС ВНИИОЭНГа. Сер. Бурение. – 1980. – № 8. – С. 19–21.
6. Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996. – 183 с.
7. Тагиров К.М. Определение степени сжимаемости трехфазной пены / К.М. Тагиров, З.К. Клименко, В.И. Нифантов и др. // ЭИ ВНИИЭГазпром. Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – 1980. – Вып. 24. – С. 12–15.
8. Нифантов В.И. Разработка и совершенствование технологии промывки скважины пеной при вскрытии газовых пластов с аномальными давлениями: дис. ... к.т.н. / В.И. Нифантов. – Уфа: УНИ, 1983. – 120 с.
9. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 380 с.
10. Венецкий И.Г. Теория вероятностей и математическая статистика / И.Г. Венецкий, Г.С. Кильдишев. – М.: Статистика, 1975. – 264 с.

Repair and operation of wells using gas-liquid and foam systems

S.A. Melnikov^{1*}, V.I. Nifantov¹, A.A. Singurov², V.M. Pishchukhin¹, Yu.V. Kaminskaya¹, S.A. Kuznetsov¹, O.V. Makaryev³

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Sakhalin Energy Investment Company Ltd, Bld. 35, Dzerzhinskogo street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693020, Russian Federation

³ Gazprom PJSC, BOX 1255, St.-Petersburg, 190000, Russian Federation

* E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article deals with the motion of gas-liquid systems (GLSs) in the wellbore. It is demonstrated that due to phase transitions at changing of the thermobaric conditions significant modification of gas-phase volume in the GLS, as well as bottom-hole and wellbore pressures occur. If this effect is not taken into account, the technological progress in the well can be substantially complicated, the loss of GLS may occur, which will lead to a gas kick.

Unlike common GLSs foam systems are being compressed when moving without slipping of the gas phase relative to the liquid. Intensive compression of foam systems occurs when pressure changes to 2.0–3.0 MPa, depending on the temperature and the composition of the foaming fluid and the initial gas content. The authors of the paper experimentally proved the appearance of pressure fluctuations during compression of a foam system, and this effect must be considered for killing, washing and exploration of wells.

Basing on the results of conducted studies the authors developed technologies for exploiting gas wells in conditions of bedded water inflow, when a foaming agent, being fed to the well bottom and mixed with native and condensed waters and native gas, generates a foam of reduced density but giving a flotation effect.

As a result, the foamed formation fluid brings to the surface both a liquid phase and solid particles, which accumulate at the well bottom due to corrosion of metal pipes and destruction of a cement stone and a rock in a well-bottom area of the formation.

Keywords: gas-liquid foam systems, repair and operation of wells, carry-over of foam liquid from a well bottom.

References

- PETRENKO, V.I., V.I. NIFANTOV, V.Ya. ZLENKO. *Draft estimation of water phase transitions impact to gas manifestations in course of drilling* [Predvaritel'naya otsenka vliyaniya fazovykh perekhodov vody na gazoproyavleniya pri burenii]. In: *Geology, drilling and development of gas wells* [Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh skvazhin]: collected proc. of SevKavNIPIgaz OJSC. Stavropol: SevKavNIPIgaz Publishers, 2003, is. 38, pp. 349–353. (Russ.).
- NIFANTOV, V.I., A.A. SINGUROV, V.M. PISHCHUKHIN et al. Research of gas compressibility and solubility in gas-liquid flows and foam systems [Issledovaniye szhimayemosti i rastvorimosti gaza v gazozhidkostnykh potokakh i pennykh sistemakh]. In: *NANOTECHOILGAS Proceedings*. Moscow: Neft i gaz, 2014, is. 5, pp. 201–206.
- GULIYEV, B.V. *Research of some properties of a double-phase foam and its application for washing of sand plugs* [Issledovaniye nekotorykh svoystv dvukhfaznoy peny i primeneniye eye pri promyvye peschanykh probok]. Candidate thesis (engineering), Institute of Oil and Chemistry named after M. Azizbekov, Baku, 1970. (Russ.).
- SHMELKOV, V.Ye. *Exploration and elaboration of procedure for gas well killing at closing of fields* [Issledovaniye i razrabotka tekhnologii glusheniya gazovykh skvazhin na zavershayushchey stadia razrabotki mestorozhdeniy]. Candidate thesis (engineering), VNIIGAZ, Moscow, 1977. (Russ.).
- MINEYEV, Ye.P. and N.A. DEMYANENKO. Studying few properties of pressurized foam systems [Issledovaniye nekotorykh svoystv pennykh system pod davleniyem]. *RNTS VNIIOENGA. "Drilling" Series* [Seriya "Bureniye"]. 1980, no. 8, pp. 19–21. (Russ.).
- TAGIROV, K.M., A.N. GNOYEVYKH, A.N. LOBKIN. *Exposing of productive oil-gas beds with abnormal pressures* [Vskrytiye produktivnykh neftegazovykh plastov s anomalnymi davleniyami]. Moscow: Nedra, 1996. (Russ.).
- TAGIROV, K.M., Z.K. KLIMENKO, V.I. NIFANTOV et al. Estimation of compressibility for a triple-phase foam [Opredeleniye stepeni szhimayemosti trekhfaznoy peny]. *EI VNIIEGazprom. "Geology, drilling and development of gas fields" Series* [Seriya "Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy"]. 1980, is. 24, pp. 12–15. (Russ.).
- NIFANTOV, V.I. *Development and perfection of a well foam-washing procedure aimed for application while exposing gas beds with abnormal pressure* [Razrabotka i sovershenstvovaniye tekhnologii promyvyki skvazhiny penoy pri vskrytii gazovykh plastov s anomalnymi davleniyami]. Candidate thesis (engineering). Ufa State Petroleum Technological University, 1983. (Russ.).
- AMIYAN, V.A. and N.P. VASILYEVA. *Exposure and development of oil-gas beds* [Vskrytiye i osvoyeniye neftegazovykh plastov]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
- VENETSKIY, I.G. and G.S. KILDYSHEV. *Probability theory and mathematical statistics* [Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika]. Moscow: Statistika, 1975. (Russ.).

УДК [552.1:53]:662.27

Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири

**Е.В. Мельникова¹, О.В. Ивченко^{1*}, Е.А. Пылёв¹, В.И. Нифантов¹,
В.М. Пищухин¹, М.В. Ивченко¹, И.В. Чурикова¹**

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: O_lvchenko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
освоение
и эксплуатация
скважин газовых
и газоконденсатных
месторождений,
ремонт скважин,
вскрытие
продуктивных
пластов.

Тезисы. Опыт освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений и подземных хранилищ газа России свидетельствует, что производительность названных скважин не всегда достигает проектных величин. На примере освоения разведочных скважин Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения показано, что в ряде случаев скважины либо не осваиваются совсем, либо вступают в эксплуатацию с дебитами значительно ниже потенциально возможных. Авторами статьи рекомендуются к применению новые способы повышения эффективности освоения низкопродуктивных сложнопостроенных коллекторов. Предложенные решения позволят увеличить первоначальную продуктивность низкодебитных скважин в несколько раз. В статье также обоснованы условия изменения дебита газа в зависимости от линейных запасов и скин-эффекта.

Установлено, кроме того, что напряженное состояние горных пород в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) возрастает не только по мере падения пластового давления при разработке залежи, но также при освоении, исследовании и эксплуатации скважин при повышенных депрессиях. Чем ниже забойное давление, тем выше напряженное состояние в ПЗП. Под действием дополнительного напряженного состояния основные фильтрационные каналы в высокопроницаемых пропластках ПЗП сжимаются. Эффективная пористость уменьшается, а насыщенность пластовой жидкостью возрастает.

Обоснованы границы изменения продуктивности скважин, в которых требуется проведение интенсификации притока углеводородов из пласта для получения проектных дебитов.

С целью повышения эффективности освоения и эксплуатации скважин необходимо для каждого конкретного случая устанавливать оптимальный диапазон изменения депрессии, при которой обеспечиваются проектный дебит и продуктивность без разрушения пласта-коллектора и других осложнений. Вместе с тем опыт разработки месторождений Крайнего Севера, Прикаспийской впадины и других нефтегазовых провинций РФ показал, что в 75 % скважин степень вовлечения в разработку вскрытой продуктивной толщи не превышает 50 %, а в скважинах, вскрывших валанжинские отложения месторождений Крайнего Севера, средняя степень освоения не превышает 33 %. Степень освоения трети скважин менее 20 %. Для обеспечения проектного дебита углеводородов (УВ) эксплуатация таких скважин происходит при повышенных депрессиях, что приводит к их преждевременному обводнению, разрушению коллектора в призабойной зоне пласта (ПЗП), дополнительным затратам на капитальный ремонт и выводу скважин в бездействующий фонд¹ [1–5 и др.].

Эффективность освоения скважин определяется как качеством вскрытия пластов и заканчивания скважин, так и петрофизическими характеристиками горных пород в ПЗП, а также физико-химическими свойствами насыщающих их пластовых флюидов. Для достижения высокой эффективности работ по вызову и интенсификации притока УВ необходимо учитывать изменение свойств горных пород в ПЗП и пластовых флюидов на разных этапах разработки месторождений и эксплуатации

¹ См. также ПР 51-31323949-2000. Методика оценки степени освоения газовых скважин и состояния их призабойной зоны / Р.М. Тер-Саркисов, М.Г. Гейхман, В.В. Кузнецов и др.; ОАО «Газпром»; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2000. – 31 с.; Справочник по испытанию скважин / М.Л. Карнаухов. – М.: Центр ЛитНефтегаз, 2008. – 376 с.

скважин. Значение депрессии при освоении скважин должно определяться с учетом постоянно изменяемых напряженного состояния ПЗП и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород пласта-коллектора, которые существенно отличаются от первоначальных значений.

Значение депрессии при опробовании, испытании и освоении скважин рекомендуется выбирать с учетом репрессии промывочной жидкости на пласт, глубины ее проникновения в ПЗП в размере до 50 % значения пластового давления, а также по критерию устойчивости горных пород, который определяется по результатам газогидродинамических исследований (ГДИ) [5–9 и др.]. Повышенные депрессии увеличивают сжимаемость пород в ПЗП, что затрудняет приток УВ в скважину. В процессе эксплуатации месторождения уменьшается пластовое давление, что также приводит к усилению напряженного состояния ПЗП, снижению продуктивности и дебитов скважин.

Авторами обобщена геолого-промысловая информация об освоении разведочных скважин Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) Восточной Сибири, которое характеризуется сложным геологическим строением и низкими термобарическими характеристиками (рис. 1 и 2). Площадь месторождения разделена тектоническими нарушениями на 16 гидродинамически изолированных блоков: один Северный; четыре (Юж I-1, Юж I-2, Юж I-3, Юж I-4) в составе укрупненного блока Южный-I; четыре (Юж II-1, Юж II-2, Юж II-3, Юж II-4) в составе укрупненного блока Южный-II; четыре (Сам-0, Сам-1, Сам-2, Сам-3, Сам-4) в составе укрупненного блока Саманчакитский; один Западный и один Восточно-Талаканский блок.

ЧНГКМ – многопластовое месторождение, включающее три продуктивных горизонта, ФЕС которых изменяются в широких пределах. Далее приведены геологическое строение и особенности горных пород соответствующих пластов-коллекторов.

Ботуобинский горизонт. Отложения представлены песчаниками преимущественно кварцевого состава с подчиненными прослоями алевролитов. В пределах месторождения ботуобинский горизонт разделен серией тектонических нарушений на пять крупных блоков – Северный, Западный, Южный-I, Южный-II и Саманчакитский, в которых выделены

14 самостоятельных залежей: 12 газоконденсатных и две нефтегазоконденсатные с нефтяной оторочкой. Начальное пластовое давление по залежи Саманчакитского блока – 13,1 МПа, по остальным залежам ботуобинского горизонта – 13,2 МПа; начальная пластовая температура составляет 9 °С.

По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) ботуобинского продуктивного горизонта:

- общие толщины пласта изменяются от 2,8 (скв. 321-60) до 26,2 м (скв. 321-07) при средней толщине 9,2 м;
- эффективные газонасыщенные толщины лежат в интервале от 0,6 (скв. 321-24) до 21,3 м (скв. 321-5) при средней толщине 6,3 м;
- эффективные нефтенасыщенные толщины лежат в интервале от 2 (скв. 321-31) до 13,1 м (скв. 321-22) при средней толщине 6,6 м.

По данным керновых исследований:

- пористость коллекторов (K_n) составляет 4,1...27,2 %;
- проницаемость ($K_{пр}$) изменяется в пределах 0,025...6263 мД.

Хамакинский горизонт. Отложения представлены неравномерным чередованием пластов песчаников, гравелитов, алевролитов с прослоями аргиллитов. Песчаники весьма разнообразны по литологическим свойствам. Горизонт разбит системой тектонических нарушений на шесть крупных блоков – Северный, Западный, Южный-I, Южный-II, Саманчакитский и Восточно-Талаканский. В каждом блоке выделены самостоятельные залежи (всего 16), ограниченные более мелкими тектоническими нарушениями: 11 – газоконденсатных, четыре – нефтегазоконденсатные (с нефтяными оторочками), одна – нефтяная. Начальное пластовое давление по залежам горизонта изменяется от 12,6 до 13 МПа; начальная пластовая температура составляет 10 °С.

По результатам интерпретации данных ГИС хамакинского продуктивного горизонта:

- общая толщина горизонта в среднем составляет 38,2 м при изменении от 3,6 (скв. 321-78) до 134,9 м (скв. 321-65);
- эффективные газонасыщенные толщины пласта достигают 10,7 м при изменении от 1 (скв. 213-01) до 47 м (скв. 321-91);
- эффективные нефтенасыщенные толщины лежат в интервале от 4,7 (скв. 321-93) до 14,3 м (скв. 274-01) при средней толщине 7,6 м.

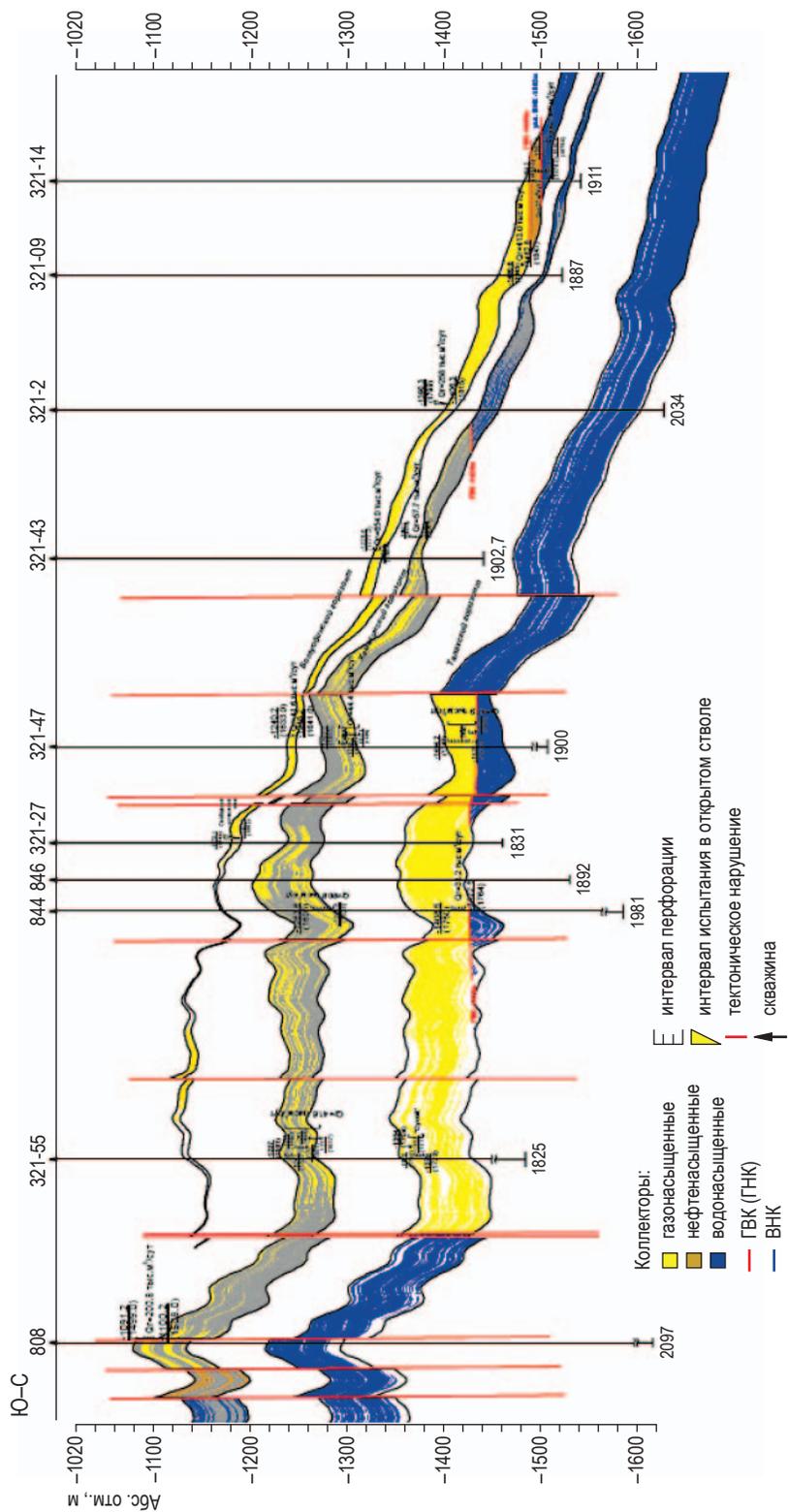


Рис. 1. Геологический профиль залегания продуктивных горизонтов ЧНПКМ.

Контакты: ГВК – газовойдой; ГНК – газонефтяной; ВНК – водонефтяной. Q_i – дебит газа

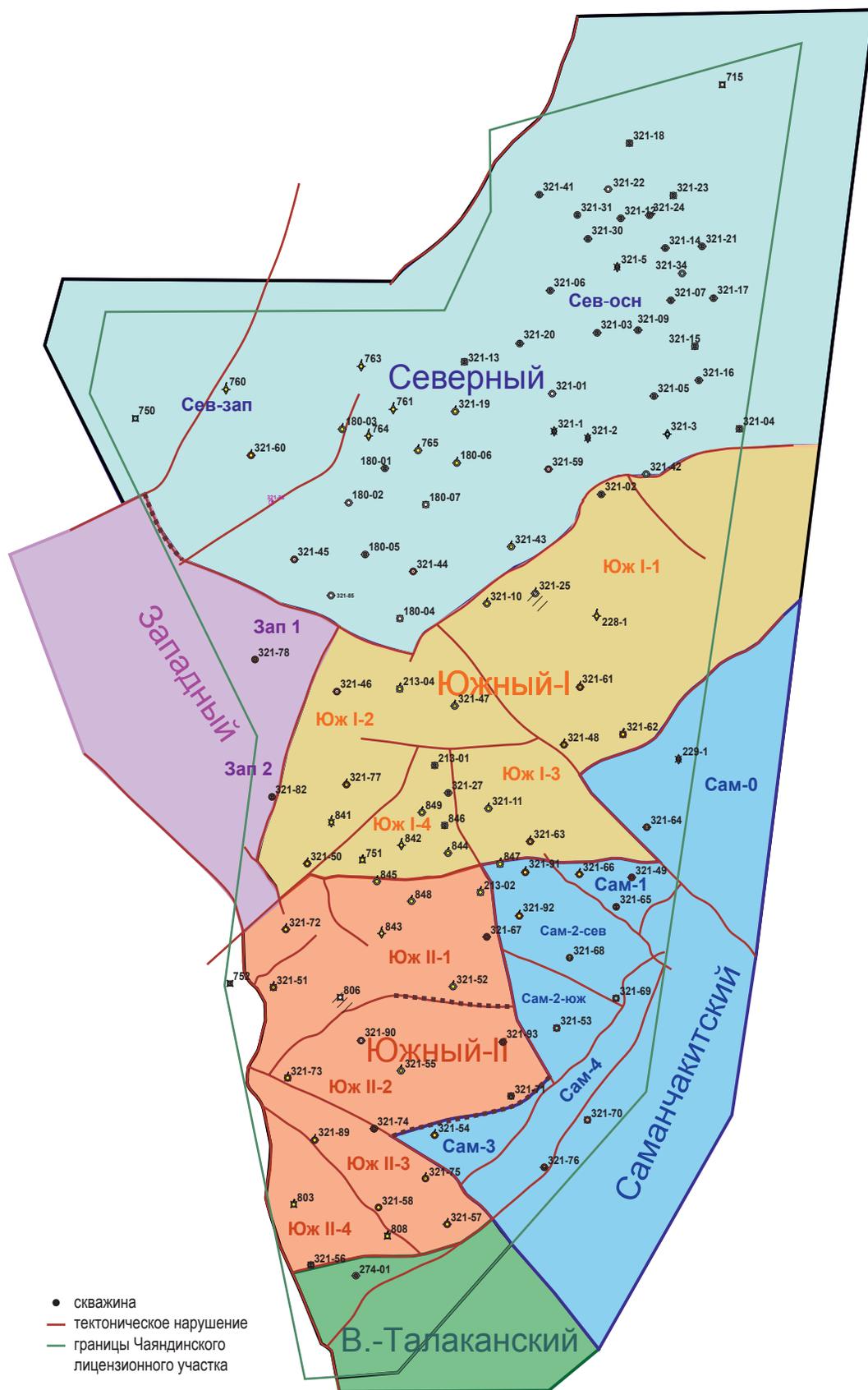


Рис. 2. Структурно-тектоническая схема Чаядинского НГКМ

По данным исследования керна:

- $K_n = 1,0 \dots 21 \%$;
- $K_{пр} = 1 \dots 6000$ мД.

Талахский горизонт литологически неоднороден, представлен неравномерным переслаиванием гравелитов, песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Отложения горизонта разбиты серией тектонических нарушений на четыре блока: Северный, Южный-I, Южный-II и Саманчакитский. В каждом из блоков более мелкие тектонические нарушения ограничивают самостоятельные залежи. Всего в продуктивном горизонте выделены 9 газоконденсатных залежей. Начальное пластовое давление по залежам горизонта изменяется от 12,6 до 13 МПа, начальная пластовая температура составляет 10 °С.

По результатам интерпретации данных ГИС талахского продуктивного горизонта:

- средняя общая толщина горизонта составляет 65,0 м при изменении от 29,8 (скв. 180-02) до 138,4 м (скв. 806);
- средняя эффективная газонасыщенная толщина – 21,5 м при изменении от 0,9 (скв. 321-67) до 48,5 м (скв. 321-27).

По данным исследований керового материала коллекторов талахского горизонта:

- $K_n = 3,0 \dots 16 \%$, редко достигая 20 %;
- $K_{пр}$ изменяется от 0 до 600 мД, в отдельных случаях до 1000 мД.

В табл. 1 приведены результаты освоения и пробной эксплуатации разведочных газовых скважин ботубинского горизонта ЧНГКМ. Продуктивные терригенные отложения ботубинского горизонта ЧНГКМ характеризуются неравномерной фациальной изменчивостью, которая связана с неоднородностью литологического состава, неравномерным засолением пород, большим диапазоном изменения ФЕС по площади и разрезу. Сложность геологического строения ЧНГКМ обусловлена также наличием тектонических нарушений и блоковым делением продуктивных горизонтов. Также необходимо отметить, что ни в одной из газоконденсатных залежей ботубинского горизонта разведочными скважинами не вскрыт ГВК. Пластовая вода данного горизонта опробована в девяти скважинах, расположенных в районе нефтяных оторочек, и в двух скважинах, находящихся за контуром продуктивности.

По результатам опробования и испытания скважины условно объединены в четыре группы исходя из коэффициента удельной

Таблица 1
Обобщенные результаты по разведочным скважинам, пробуренным в газовой зоне ЧНГКМ (ботубинский горизонт)

Скважины	количество, ед.	Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	Эффективная газонасыщенная толщина пласта ($h_{эф}$), м	ФЕС (среднее значение) по данным ГИС		$K_{пр}$, мД	по керну $K_{пр}$, мД	$K_{уп}$, тыс. м ³ / (МПа·сут·м)	Q_p , тыс. м ³ /сут	Депрессия на пласт ($\Delta P_{деп}$), МПа
				$K_{пр}$, мД	$K_{пв}$, %					
I	6	13...13,4	6,6...14,7	1,75...897,3 (64,7)	12,4...18,2 (15,6)	0,2...1658 (292,3)	33,6...209,9 (74,5)	232,5...507,0 (363,6)	0,2...1,1 (0,8)	
II	10	13,1...13,4	7,6...19,9	0,2...784,3 (210,3)	12,3...19,8 (15,2)	0,1...2025 (263,7)	10,8...22,3 (15,7)	181,0...447,0 (306,6)	1,1...2,4 (1,8)	
III	7	12,8...13,6	4,6...12,7	1,24...692 (53,9)	10,2...20,2 (13,3)	0,1...1015 (191,2)	5,5...9,1 (7,5)	41,6...291,0 (166,7)	0,94...3,5 (2,5)	
IV	7	12,9...13,4	1,6...21,5	0,52...1127 (65,7)	6,9...18,5 (12,3)	2,4...2238,6 (240,8)	0,03...3,7 (1,1)	2,2...186,0 (46,1)	2,7...11,4 (5,8)	

Примечание. В скобках указаны средние значения параметров.

продуктивности $K_{у.п}$, тыс. м³/(МПа·сут·м), и его среднего значения $\bar{K}_{у.п}$, тыс. м³/(МПа·сут·м), [1]:

- I группа (шесть скважин): 180-05, 321-01, 321-06, 321-3, 321-41, 321-43 ($209,9 \geq K_{у.п} \geq 33,6$; $\bar{K}_{у.п} = 74,5$);
- II группа (10 скважин): 765, 180-01, 321-03, 321-08, 321-09, 321-10, 321-15, 321-16, 321-20, 321-30 ($22,3 \geq K_{у.п} \geq 10,8$; $\bar{K}_{у.п} = 15,7$);
- III группа (семь скважин): 180-06, 321-05, 321-1, 321-11, 321-19, 321-47, 321-47 ($9,1 \geq K_{у.п} \geq 5,5$; $\bar{K}_{у.п} = 7,5$);
- IV группа (семь скважин): 180-02, 213-01, 321-25, 321-45, 321-5, 321-50, 321-52 ($3,7 \geq K_{у.п} \geq 0,03$; $\bar{K}_{у.п} = 1,1$).

Видно, что для скважин I–III групп при относительно одинаковых значениях $h_{эф}$ и меньших значениях $\Delta P_{деп}$ дебит Q_r выше, чем для скважин IV группы (см. табл. 1).

Установлена положительная тенденция влияния проницаемости на продуктивность. Так, в ПЗП самой низкопродуктивной скв. 321-45 ($K_{у.п} = 0,03$ тыс. м³/(МПа·сут·м)) $K_{пр} = 49$ мД, а в ПЗП высокопродуктивной скв. 321-30 ($K_{у.п} = 209,9$ тыс. м³/(МПа·сут·м)) $K_{пр} = 673,4$ мД (по керну).

В отношении скважин I и II групп отсутствует острая необходимость интенсификации, так как увеличение депрессии приводит к росту их дебита и продуктивности (за исключением скв 321-5). Например, с увеличением $\Delta P_{деп}$ в скв. 321-01 с 0,79 до 1,34 МПа значение Q_r увеличилось с 410,9 до 550 тыс. м³/сут.

В скважинах, где $K_{у.п} < 10$ тыс. м³/(МПа·сут·м), необходимо проводить интенсификацию как после заканчивания бурения, так и в процессе эксплуатации после длительного и сложного капитального ремонта либо вывода из консервации, когда скважины не выходят на режимные (проектные) параметры эксплуатации. Из рассмотренных разведочных скважин ЧНГКМ, условно отнесенных к III и IV группам по удельной продуктивности, 11 скважин находятся в консервации.

Анализ результатов опробования и ГДИ разведочных скважин ЧНГКМ (табл. 2 и 3) показал, что в большинстве из них притоки УВ либо не были получены, либо имели $Q_r < 100$ тыс. м³/сут.

Сопоставление максимальных дебитов газа, полученных при испытании в колонне, с линейными запасами, рассчитанными по данным ГИС, и значениями скин-фактора (коэффициента несовершенства скважины),

Таблица 2

Результаты опробования разведочных скважин в колонне: распределение скважин, ед., по максимальным дебитам газа с учетом депрессии на пласт, МПа

Продуктивный горизонт	Глубина залегания, м, и средние значения ФЕС	Q_r , тыс. м ³ /сут						Примечание
		0 («сухие» скважины)	< 100	100...200	200...300	300...400	> 400	
Ботубобинский	1473...1482 (скв. 751); 1979...1994 (скв. 321-23); $K_{пр} = 0,025...6263$ мД; $K_{п} = 4,1...27,2\%$	21	15 при $\Delta P_{деп} = 0,8...6,8$	3 при $\Delta P_{деп} = 1,1...3,1$	7 при $\Delta P_{деп} = 1,6...3,5$	7 при $\Delta P_{деп} = 1,2...2,0$	7 при $\Delta P_{деп} = 0,6...1,4$	Всего 60 скв.: 21 «сухая» (из них три с горизонтальным стволом); 15 низкопродуктивных; 17 с $100 \leq Q_r \leq 400$ тыс. м ³ /сут; 7 с $Q_r > 400$ тыс. м ³ /сут
Хамакинский	1353...1423 (скв. 817); 1881...1898 (скв. 321-20); $K_{пр} = 1...6000$ мД; $K_{п} = 1,0...21,0\%$	5	29 при $\Delta P_{деп} = 1,2...10,4$	6 при $\Delta P_{деп} = 2,7$	7 при $\Delta P_{деп} = 2,2...2,7$	1	4 при $\Delta P_{деп} = 1,5...2,0$	Всего 52 скв.: 5 «сухих»; 29 низкопродуктивных (из них две с горизонтальным стволом); 14 с $100 \leq Q_r \leq 400$ тыс. м ³ /сут (одна с горизонтальным стволом); 4 с $Q_r > 400$ тыс. м ³ /сут
Талахский	1547...1597 (скв. 752); 1885...1950 (скв. 228-1); $K_{пр} = 0...1000$ мД; $m = 3,0...16,0\%$	3	12 при $\Delta P_{деп} = 2,44...7,4$	4 при $\Delta P_{деп} = 2,11...6,0$	4 при $\Delta P_{деп} = 2,03...2,8$	—	—	Всего 23 скв.: 3 «сухие» (две с горизонтальным стволом); 12 низкопродуктивных; 8 с $100 \leq Q_r \leq 300$ тыс. м ³ /сут; скважин с $Q_r > 300$ тыс. м ³ /сут нет

Таблица 3

Результаты ГДИ разведочных скважин ЧНГКМ: распределение скважин, ед., по максимальным дебитам газа с учетом диаметра диафрагмы (D_d), мм

Продуктивный горизонт	Интервал перфорации, м (абсолютная отметка / глубина)	Q , тыс. м ³ /сут				
		«сухие»	< 100	100...200	200...300	> 300
Ботуобинский	1430,6...1493 / 1939...1918	7	7 при $D_d = 2,2...7,2$	2 при $D_d = 16,7$	0	3 при $D_d = 18,1...22,0$
Хамакинский	1507...1520 / 1903...2145	7	14 при $D_d = 2,0...10,0$	4 при $D_d = 9,0...12,0$	3 при $D_d = 12,0...16,0$	1 при $D_d = 22,0$
Талахский	1513...1651 / 1819...1820	15	5 при $D_d = 4,0...11,1$	–	1 при $D_d = 20,0$	–

определенными по данным ГДИ по горизонтам ЧНГКМ [10, с. 179, 184, 185], позволило установить, что при одинаковых линейных запасах на фоне снижения скин-эффекта дебиты скважин растут. Например:

1) *ботуобинский горизонт*. При практически равных линейных запасах в скв. 321-52 дебит газа составил 15,1 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 30), а в скв. 321-43 дебит составил 802 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 2,2). Построенные зависимости дебита газа от величины линейных запасов в зависимости от скин-фактора для ботуобинского и других горизонтов позволяют по данным ГИС прогнозировать возможные максимальные дебиты;

2) *хамакинский горизонт*. Вследствие проведения гидроразрыва пласта в скв. 321-75, где скин-фактор был низким (4,9), дебит вырос незначительно, а в скв. 321-58 с очевидно высоким скин-фактором он вырос с 4,08 до 303 тыс. м³/сут;

3) *талахский горизонт*. При практически равных линейных запасах в скв. 321-47 дебит газа составил 67,3 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 25,8), а в скв. 321-63 – 142 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 18,2).

Таким образом, на основе геолого-промышленного анализа результатов освоения, опробования, ГДИ и пробной эксплуатации разведочных скважин ЧНГКМ установлены:

- низкое качество вскрытия продуктивных горизонтов, характеризующееся высокими значениями скин-фактора (до 35...45);
- влияние ФЕС, их литолого-стратиграфической изменчивости на продуктивности скважин;
- необходимость разработки и внедрения новых эффективных методов и технологий освоения скважин и интенсификации при-токов УВ.

Список литературы

1. Нифантов В.И. Повышение продуктивности скважин: опыт, проблемы, перспективы / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Мельников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 242 с.
2. Гриценко А.И. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, А.Н. Шандрыгин и др. – М.: Недра, 1997. – 364 с.
3. Нифантов В.И. Особенности освоения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Мельников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 38 с.
4. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.
5. Ставкин Г.П. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией в пенной среде / Г.П. Ставкин, Р.А. Гасумов, О.П. Андреев. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 78 с.
6. Плотников А.А. Дифференциация запасов газа в неоднородных коллекторах / А.А. Плотников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – 290 с.
7. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика / В.Н. Николаевский. – М.: Недра, 1996. – 447 с.

8. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – 2013. – № 1 (12). – С. 145–160.
9. Рыжов А.Е. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / А.Е. Рыжов, А.И. Крутиков, Л.А. Рыжова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – 2013. – № 1 (12). – С. 161–173.
10. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 172–186.

Analyzing development and operation of gas and gas-condensate wells at the fields in Eastern Siberia

Ye.V. Melnikova¹, O.V. Ivchenko^{1*}, Ye.A. Pylev¹, V.I. Nifantov¹, V.M. Pishchukhin¹,
M.V. Ivchenko¹, I.V. Churikova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Practice in development and exploitation of gas and gas-condensate wells at the fields and underground gas storages of Russia evidences that performance of such a well doesn't always reach design value. On example of the Chayanda oil-gas-condensate field test wells it is shown that in a number of cases the wells either are not developed, or their operation starts from downshifted rates. Authors recommend several new ways to raise efficacy of development of low-productive complex reservoirs. These methods will increase initial productivity of low-rate wells several times. The paper also substantiates provisions for gas rate changing depending on the amount of linear reserves and the skin-factor.

Besides, it is found out that stress of rocks in a bottom-hole area increases not only with dropping of pore pressure in course of a deposit mining, but also during development, exploration and operation of wells in conditions of higher depression. The lower the bottom-hole pressure, the higher the stress in a bottom-hole area. Under the influence of the auxiliary stress the main filtering channels in the high-permeable interlayers of the bottom-hole area shrink up. The efficient porosity decreases, and saturation with the bedded liquid increases.

Also, the authors substantiate a range of productivity variations for wells which need intensification of hydrocarbon inflow from a bed to acquire the designed yields.

Keywords: development and operation of gas and gas-condensate wells, well repairing, exposure of productive beds.

References

1. NIFANTOV, V.I., Ye.V. MELNIKOVA, S.A. MELNIKOV. *Rising productivity of wells: experience, issues, outlooks* [Povysheniye produktivnosti skvazhin: opyt, problem, perspektivy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
2. GRITSENKO, A.I., R.M. TER-SARKISOV, A.N. SHANDRYGIN et al. *Methods for improvement of gas-condensate wells' productivity* [Metody povysheniya produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin]. Moscow: Nedra, 1997. (Russ.).
3. NIFANTOV, V.I., Ye.V. MELNIKOVA, S.A. MELNIKOV. *Peculiarities of oil and gas wells development under various mining-and-geological conditions* [Osobennosti osvoyeniya neftyanykh i gazovykh skvazhin v razlichnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. (Russ.).
4. VYAKHIREV, R.I., A.I. GRITSENKO, R.M. TER-SARKISOV. *Development and operation of gas fields* [Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002. (Russ.).
5. STAVKIN, G.P., R.A. GASUMOV, O.P. ANDREYEV. *Exposure of productive beds by perforation in foam medium* [Vskrytiye produktivnykh plastov perforatsiyev v pennoy srede]. Moscow: IRTs Gazprom, 2003. (Russ.).

6. PLOTNIKOV, A.A. *Differentiation of gas reserves in heterogenic reservoirs* [Differentsiatsiya zapasov gaza v neodnorodnykh kollektorakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003. (Russ.).
7. NIKOLAYEVSKIY, V.N. *Geomechanics and fluid dynamics* [Geomekhanika i flyuidodinamika]. Moscow: Nedra, 1996. (Russ.).
8. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of clastic Vendian reservoirs of Chayanda field [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 1(12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. RYZHOV, A.Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. RYZHOVA et al. Update of boundary between Lower Byuk and Upper Byuk subsuits of Chayanda oil-gas-condensate field with involvement of lithological, geological and geophysical criteria [Utochneniye polozheniya granitsy mezhdu nizhnebyukskoy i verkhnebyukskoy podsvitami Chayandinskogo NGKM s privilecheniyem litologicheskikh, promyslovo-geofizicheskikh i seysmicheskikh kriteriyev]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 1(12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 161–173. ISSN 2306-9849. (Russ.).
10. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 622.276.5:556.343+622.276.52

Методика выбора обводняющихся газовых скважин для применения газлифта

А.И. Ермолаев¹, В.В. Моисеев², В.И. Шулятиков^{3*}

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

² ООО «Газпром добыча Надым», Российская Федерация, 629736, ЯНАО, г. Надым, ул. Пионерская, д. 14

³ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Shulyatkov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Предложена методика выбора из заданного перечня обводняющихся газовых скважин тех, эксплуатацию которых целесообразно осуществлять с применением газлифта. В данном случае под газлифтом понимается нагнетание газа с поверхности в прискважинную зону с целью удаления жидкости (конденсационной влаги) с забоя газовой скважины. Закачка газа вызывает двойной эффект: во-первых, дебит газа становится больше минимально допустимого, при котором еще выполняются условия выноса жидкости с забоя скважин, и, во-вторых, закачиваемый с поверхности сухой газ, смешиваясь с пластовым газом, снижает его влагосодержание, что способствует уменьшению количества конденсационной влаги и, соответственно, препятствует ее накоплению на забое.

Предлагаемая методика состоит из алгоритмов формирования исходных параметров (прироста дебита по газу в результате применения газлифта и расхода газа нагнетания для каждой скважины из заданного перечня) и алгоритмов оптимального выбора скважин для эксплуатации с применением газлифта. Критерием оптимального выбора является максимум суммарного прироста дебита скважин при выполнении ограничения на суммарный расход газа нагнетания. С математической точки зрения оптимизационная задача, подлежащая решению, представляет собой задачу линейного целочисленного программирования. Искомые переменные в задаче – x_i (номер скважины $i = 1, 2, \dots, n$, где n – число скважин в заданном перечне) – могут принимать только два значения: 0 или 1. Если в результате решения задачи окажется, что $x_i = 1$, то это означает, что для i -й скважины целесообразно применять газлифт, и наоборот при $x_i = 0$. Решение сформулированной задачи может быть получено одним из известных методов дискретной оптимизации. Приведен пример применения методики к геолого-промысловым условиям, характерным для эксплуатации скважин газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

Постановка и математическая формулировка задачи

Разработка сеноманских и валанжинских залежей крупнейших месторождений природного газа России, находящихся в стадии падающей добычи, характеризуется рядом факторов, ограничивающих добычные возможности и, соответственно, существенно снижающих технико-экономические показатели деятельности газодобывающих предприятий. Среди таких факторов прежде всего следует отметить истощение запасов пластовой энергии, что ведет к снижению скорости газа в лифтовой колонне (ЛК) и последующему накоплению жидкости (в частности, конденсационной воды) на забое. В этих условиях работа скважин становится невозможной без проведения мероприятий по удалению воды.

Одним из способов удаления конденсационной жидкости с забоев газовых и газоконденсатных скважин является газлифт, суть которого заключается в нагнетании с поверхности в скважину дополнительного объема осушенного газа. Это вызывает двойной эффект: во-первых, дебит газа становится больше минимально допустимого, при котором еще выполняются условия выноса жидкости с забоя скважин, и, во-вторых, закачиваемый с поверхности сухой газ, смешиваясь с пластовым газом, снижает его влагосодержание. Это способствует уменьшению количества конденсационной влаги и, соответственно, препятствует ее накоплению на забое.

Однако, с другой стороны, реализация газлифта требует дополнительных затрат. Причем в различных геолого-промысловых условиях эксплуатации скважин

Ключевые слова:

газ, дебит, газлифт, оптимизация, скважина.

в результате применения газлифта будут достигаться различные приросты дебита скважин, которые, в свою очередь, станут обеспечиваться различными объемами дополнительных затрат. В связи с этим возникает задача выбора из заданного перечня скважин, эксплуатацию которых целесообразно вести с применением газлифта.

В зависимости от выбранных показателей эффективности и заданного набора ограничительных экономического и технологического характера указанной задаче можно придать различные формы. Далее приведена одна из возможных постановок задачи, в которой критерием оптимизации является максимум суммарного прироста дебитов скважин при использовании газлифта, а ограничением – суммарный расход газа, закачиваемого с поверхности в скважины.

Для математической формулировки задачи введем обозначения исходных параметров:

- n – число скважин, на которых предполагается использование газлифта;
- $i = 1, 2, \dots, n$ – номер скважины;
- Q – допустимый суммарный расход закачиваемого газа;
- ΔQ_i – прирост дебита i -й скважины по газу в результате применения газлифта;
- q_i – расход газа нагнетания на i -й скважине, т.е. объем газа, закачиваемого в i -ю скважину в единицу времени.

Введем обозначения искомым переменных: $x_i = 1$, если на i -й скважине целесообразно применение газлифта, и $x_i = 0$ в противном случае.

Теперь задача принимает вид модели линейного булева программирования:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Q_i x_i \rightarrow \max_x; \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i x_i \leq Q; \quad (2)$$

$$x_i \in \{0, 1\}, \bar{i} = \overline{1, n}. \quad (3)$$

Решение задачи (1)–(3) может быть получено без затруднений одним из методов дискретной оптимизации, например методом ветвей и границ [1].

Формирование исходной информации

Остановимся подробнее на вопросах формирования исходных данных задачи (1)–(3), т.е. параметров ΔQ_i и q_i . При их определении номера

скважин не имеют значения, поэтому, чтобы не загружать текст лишними символами, опустим их, т.е. будем оперировать параметрами q и ΔQ , соответствующими некоторой скважине, на которой предполагается использование газлифта.

Пусть q_{\min} , тыс. м³/сут – минимально допустимый дебит газа, обеспечивающий вынос всей жидкости с забоя скважины (критический дебит), который можно определить по формуле¹

$$q_{\min} = 86,4 v_{\min} (\sigma, \rho_{ж.з}, \rho_{г.з}) \frac{\pi d^2 P_3 z_c T_c}{4 P_c z_3 T_3}, \quad (4)$$

$$\text{где } v_{\min} (\sigma, \rho_{ж.з}, \rho_{г.з}) = 3,3 \left[\frac{g \sigma \rho_{ж.з}^2}{\rho_{г.з}^2 (\rho_{ж.з} - \rho_{г.з})} \right]^{1/4}, \quad (5)$$

минимально допустимая скорость газового потока, необходимая для выноса всей жидкости из скважины, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; σ – поверхностное натяжение жидкости при заданной температуре, Н/м; $\rho_{ж.з}$ и $\rho_{г.з}$ – плотности жидкости и газа на забое, кг/м³, соответственно; P_3 и T_3 – забойное давление, МПа, и температура на забое, К, соответственно; P_c и T_c – давление, МПа, и температура, К, в стандартных условиях соответственно; z_3 и z_c – коэффициент сверхсжимаемости (z -фактор) на забое и при стандартных условиях соответственно; d – внутренний диаметр лифтовой колонны, м.

При заданной забойной температуре с приемлемой для инженерных расчетов точностью минимально допустимый дебит газа может быть представлен зависимостью от забойного давления следующего вида:

$$q_{\min} = \delta \sqrt{P_3}. \quad (6)$$

Оценку коэффициента δ в формуле (6) можно получить на основе графиков. В СТО Газпром 2-2.3-1016-2015² для температуры на забое $t_3 = 30$ °С и различных диаметров ЛК с использованием формул (4) и (5) построены зависимости забойного давления от минимального дебита. Применяя метод наименьших

¹ См. СТО Газпром 2-2.3-935-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием поверхностно-активных веществ / Газпром ВНИИГАЗ [разраб.]. – М.: Газпром экспо, 2016. – 53 с.

² См. Приложение А к СТО Газпром 2-2.3-1016-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием газлифта / Газпром ВНИИГАЗ [разраб.]. – М.: Газпром экспо, 2015. – 28 с.

квадратов [2] для аппроксимации этих зависимостей функцией (6), получим, в частности, что для диаметра ЛК 114 мм $\delta \approx 44,25$ тыс. м³/ (сут·МПа^{1/2}), т.е. $q_{\text{мин}} \approx 44,25 \cdot (P_3)^{1/2}$.

Для определения влагосодержания газа (W) можно воспользоваться аналитической зависимостью влагосодержания природного газа от температуры при различной величине давления и относительной плотности газа, равной 0,6:

$$W_{0,6} = \frac{A}{145P} + B, \quad (7)$$

где P, T – давление, МПа, и температура, К, в рабочих условиях соответственно; $P_{\text{н.п}}$ – давление насыщенного пара воды при данной температуре, МПа [3]. Определить $A, B, P_{\text{н.п}}$ в зависимости от температуры ($233 \text{ К} \leq T \leq 383 \text{ К}$) можно по справочным данным [3, см. табл. 19, 20].

Для расчета влагосодержания газа с другой относительной плотностью вводятся поправки на соленость воды (C_c) и отклонение относительной плотности газа от значения 0,6 (C_p) [3]:

$$W = W_{0,6} C_c C_p,$$

где

$$C_p = 10^{-7} t^2 - 1,1 \cdot 10^{-3} t \rho_0 - 0,079 \rho_0^2 + 0,73 \cdot 10^{-3} t + 0,156 \rho_0 + 0,927;$$

$$C_c = 1 - 0,00492S - 0,00017672S^2;$$

t – температура, °С; ρ_0 – относительная плотность газа; S – минерализация (соленость) воды, % масс. [4].

Для оценки объема жидкости (V), м³, скопившейся в скважине без пакера, рекомендует-ся формула¹

$$V = \frac{10^5}{\rho_{\text{ж}}} F_{\text{ЛК}} (P_{\text{зат}} - P_{\text{буф}}) + F_{\text{э.к}} (L_{\text{н.о}} - L_{\text{ЛК}}), \quad (8)$$

где $F_{\text{ЛК}}$ – площадь внутреннего сечения ЛК, м²; $F_{\text{э.к}}$ – площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны, м²; $P_{\text{зат}}$ – давление в затрубном пространстве, МПа; $P_{\text{буф}}$ – давление на буфере, МПа; $L_{\text{н.о}}$ – глубина нижних отверстий перфорации, м; $L_{\text{ЛК}}$ – глубина спуска ЛК, м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность скопившейся жидкости, кг/м³.

Если через h обозначить высоту столба жидкости, скопившейся в скважине, то исходя из формулы (8), можно получить, что

$$h = \frac{10^5}{\rho_{\text{ж}}} (P_{\text{зат}} - P_{\text{буф}}) + L_{\text{н.о}} - L_{\text{ЛК}}. \quad (9)$$

Таким образом, зная объем скопившейся в скважине жидкости и конструктивные параметры скважины (диаметры ЛК и эксплуатационной колонны и т.п.), с использованием формул (8), (9) можно оценить высоту столба жидкости на забое.

Перейдем к определению расхода газа, необходимого для применения газлифта. С этой целью введем обозначения:

- q_p – рабочий дебит скважины до применения газлифта, когда в скважине скапливается жидкости (скважина эксплуатируется с накоплением жидкости), тыс. м³/сут;
- q_b – расход газа нагнетания, необходимый для выноса всей жидкости с забоя скважины, тыс. м³/сут;
- q_o – расход газа нагнетания, необходимый для полной осушки газа, поступающего из пласта в скважину, тыс. м³/сут;
- $W_{\text{пл}}$ – влагосодержание газа в пластовых условиях, кг/тыс. м³;
- W_y – влагосодержание газа в устьевых условиях, кг/тыс. м³;
- W_3 – влагосодержание закачиваемого газа, кг/тыс. м³.

Оценить q_b можно по формуле

$$q_b = q_{\text{мин}} - q_p > 0. \quad (10)$$

Для оценки q_o требуется определить несколько дополнительных параметров:

- количество конденсационной жидкости в скважине, кг/сут,

$$Q_{\text{ж.конд}} = (W_{\text{пл}} - W_y) q_p, \quad (11)$$

- количество жидкости, которое может испарить закачиваемый газ, кг/сут,

$$Q_{\text{ж.исп}} = (W_{\text{пл}} - W_y - W_3) q_o. \quad (12)$$

Чтобы вся сконденсированная жидкость была испарена закачиваемым газом, должно выполняться условие: $Q_{\text{ж.конд}} = Q_{\text{ж.исп}}$ или

$$(W_{\text{пл}} - W_y) q_p = (W_{\text{пл}} - W_y - W_3) q_o.$$

Таким образом, с учетом последнего равенства, а также соотношений (11) и (12) необходимый дебит закачиваемого газа можно определить по формуле

$$q_o = \frac{W_{\text{пл}} - W_y}{W_{\text{пл}} - W_y - W_3} q_p. \quad (13)$$

Если через q обозначить расход газа нагнетания при использовании газлифта, т.е. дебит газа, обеспечивающий либо вынос жидкости с забоя скважины, либо полную осушку газа, поступающего из пласта в скважину (и в том, и в другом случае вода не скапливается на забое), то

$$q = \min\{q_b, q_o\}. \quad (14)$$

Пусть q^* – дебит скважины при заданных геолого-промысловых и термобарических условиях, когда в скважине не скапливается конденсационная вода (скважина эксплуатируется без накопления жидкости), и $q^* \geq q_p$. Тогда прирост дебита при использовании газлифта (ΔQ) будет вычисляться по формуле

$$\Delta Q = q^* - q_p. \quad (15)$$

По определению, q_p – рабочий дебит скважины при ее эксплуатации с накоплением жидкости на забое, а q^* – наоборот, рабочий дебит скважины при ее эксплуатации без накопления жидкости на забое. Пусть P_3 – забойное давление, соответствующее q_p , а P^* – забойное давление, соответствующее q^* . Тогда

$$P^* = P_3 - \rho_{ж}gh. \quad (16)$$

Если эксплуатация скважины ведется без применения газлифта, то $h > 0$. При условии применения газлифта $h \rightarrow 0$.

Допустим, известно значение пластового давления – $P_{пл}$, а коэффициентом фильтрационного сопротивления в двучленной формуле притока газа к скважине можно пренебречь. Так как рассматривается ситуация с проблемными скважинами, имеющими небольшие дебиты, то такое упрощение не вызовет существенных ошибок. Другими словами, предполагается, что приток газа к скважине при ее эксплуатации без применения газлифта газа осуществляется по линейному закону:

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = Aq_p. \quad (17)$$

Тогда уравнение притока газа к скважине при ее эксплуатации с применением газлифта примет вид

$$P_{пл}^2 - (P^*)^2 = Aq^*. \quad (18)$$

Из формул (9), (15)–(18) следует, что

$$\Delta Q = \frac{\rho_{ж}gh}{A} (2\sqrt{P_{пл}^2 - Aq^*} + \rho_{ж}gh) \quad (19)$$

или

$$\Delta Q = \frac{\rho_{ж}gh}{A} (2\sqrt{P_{пл}^2 - Aq_p} - \rho_{ж}gh). \quad (20)$$

Таким образом, исходные данные для решения задачи (1)–(3), т.е. параметры q_i и ΔQ_i , $i = 1, 2, \dots, n$, определяются, соответственно, по формулам (14) и (19) (или (20)).

Пример решения задачи выбора скважин для газлифта

Проиллюстрируем применение модели (1)–(3) упрощенным примером для $n = 10$. В качестве исходной информации использовались средне-суточные значения дебитов q_p , характерные для скважин сеноманской залежи Медвежьего газоконденсатного месторождения (ГКМ), оборудованных ЛК диаметром 0,114 м, эксплуатация которых осложнена накоплением жидкости на забое (табл. 1).

Пусть $P_{пл} = 1,7$ МПа; $A = 0,0195$ МПа²/тыс. м³/сут, $\rho_{ж} = 1010$ кг/м³, $t_3 = 30$ °С (значения, характерные для геолого-промысловых условий Медвежьего ГКМ). Предположим также, что для всех скважин $h = 15$ м и $q_{vi} < q_{oi}$. Тогда из соотношения (14) следует, что $q_i = q_{vi}$, т.е. расход газа нагнетания при использовании газлифта равняется расходу, необходимому для полного выноса жидкости с забоя скважин.

По формуле (17) определим P_{3i} значения P_3 для каждой скважины (P_{3i}). Как отмечалось, для диаметра ЛК, равного 114 мм, и $T_3 = 30$ °С коэффициент $\delta \approx 44,25$ тыс. м³/(сут·МПа^{1/2}), т.е. $q_{мин_i} = 44,25(P_{3i})^{1/2}$ (см. формулу (6)). Вычисленные значения P_{3i} и $q_{мин_i}$, а также значения $q_i = q_{vi} = q_{мин_i}$, q_{pi} (см. формулу (10)) приведены в табл. 2.

Для приведенных исходных данных по формуле (20) рассчитаем ΔQ_i – прирост дебита при применении газлифта (см. табл. 2).

Используя исходные данные табл. 2, получим оптимальное решение задачи (1)–(3) (табл. 3) при различных значениях Q_k допустимого суммарного расхода газа на нагнетание (см. правую часть ограничения (2)). Значения Q_k будем задавать по формуле

$$Q_k = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^{10} q_i, \quad (21)$$

Таблица 1

Среднесуточные дебиты скважин

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$q_{p,i}$, тыс. м ³ /сут	9	16	22	25	29	33	38	40	44	47

Таблица 2

Исходные данные

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{3,i}$, МПа, по формуле (17)	1,65	1,60	1,57	1,55	1,52	1,50	1,47	1,45	1,42	1,40
$q_{мин,i}$, тыс. м ³ /сут, по формуле (6)	56,84	55,97	55,44	55,09	54,55	54,19	53,65	53,28	52,73	52,35
q_i , тыс. м ³ /сут, по формуле (10)	47,84	39,97	33,44	30,09	25,55	21,19	15,65	13,28	8,73	5,35
ΔQ_i , тыс. м ³ /сут, по формуле (20)	24,00	23,23	22,78	22,47	22,02	21,71	21,25	20,95	20,49	20,19

Таблица 3

Результаты решения задачи (1)–(3)

k	Q_k , тыс. м ³ /сут	i									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	241,09	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	120,54	–	–	–	+	+	+	+	+	+	+
8	30,14	–	–	–	–	–	–	–	+	+	+

Примечание: «+» – газлифт применяется; «–» – газлифт не применяется.

где $k \in \{1, 2, 8\}$, т.е. в качестве Q используется доля от суммарного необходимого объема закачки газа (100, 50, 12,5 %), который требуется для обеспечения на всех скважинах условия выноса жидкости с забоя.

Предложенную модель выбора скважин-кандидатов можно без затруднений дополнить ограничением на суммарные затраты, связанные с реализацией газлифта как способа удаления конденсационной жидкости из газовых скважин.

Разработанные алгоритмы оценки эффективности применения газлифта на газовых скважинах в совокупности со стандартными методами дискретного программирования, позволяющими решить поставленную задачу оптимизации, можно рассматривать в качестве методики подбора скважин из заданного перечня для их эксплуатации с применением газлифта, которая направлена на повышение рентабельности эксплуатации обводняющихся газовых скважин.

Список литературы

1. Сигал И.Х. Введение в прикладное дискретное программирование: модели и вычислительные алгоритмы / И.Х. Сигал, А.П. Иванова. – М.: Физматлит, 2003. – 240 с.
2. Бахвалов Н.С. Численные методы / Н.С. Бахвалов. – М.: Наука, 1973. – 631 с.
3. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
4. Создание математического обеспечения для достоверных оперативных инженерных оценок свойств пластовых флюидов при ограниченной исходной геолого-промысловой информации: отчет о НИР № 2194-0700-10-2. Этап 1: Разработка методики расчета свойств пластовых флюидов при ограниченной геолого-промысловой информации. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 102 с.

A method for selection of watered gas wells aimed at application of gas-lift

A.I. Yermolayev¹, V.V. Moiseyev², V.I. Shulyatikov^{3*}

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 1, Estate 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Nadym LLC, Bld. 14, Pionerskaya street, Nadym, Yamal-Nenets Autonomous District, 629736, Russian Federation

³ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Shulyatikov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. A pattern is suggested for selecting from a given list those watered gas wells which are right for gas-lift operation. In this particular case the gas-lift means discharge of dry gas from surface to a well-bore zone in order to remove liquid (condensed moisture) from the gas-well bottom. Gas injection has a double effect: first of all, the gas flow rate exceeds a minimal margin matching conditions of liquid carry-over from a well bottom; secondly, the injected dry gas mixes with a native one and reduces its dryness thus promoting lessening of condensed moisture and preventing its accumulation at the well bottom.

The suggested procedure consists of the algorithms for input data generation (namely: gas rate increment due to gas-lift, and a flow rate of injected gas per each well from the list), and the algorithms optimizing selection of wells for operation together with gas-lift. Criterion of an optimal choice is a maximal total increment of wells' flow rate in case the limitation of the total flow rate of the injected gas is fulfilled. From the mathematical point of view the task of optimization comes to a problem of the linear integer programming. The desired variables x_i (where $i = 1, 2, \dots, n$ is a serial number of a well, and n is the quantity of wells within a given list) can have only one of two values: 0 or 1. When $x_i = 1$, the i^{th} well suits the gas-lift, and vice versa if $x_i = 0$. Solution of the formulated problem may be gotten using one of the known methods of discrete optimization.

The paper includes an example of the procedure application for real conditions of gas production at the fields of the Nadym-Pur-Taz region.

Keywords: gas, well flow rate, gas-lift, optimization, well.

References

1. SIGAL, I.Kh. and A.P. IVANOVA. *Introduction to applied discrete programming: models and algorithms* [Vvedeniye v prikladnoye diskretnoye programmirovaniye: model ii vychislitelnyye algoritmy]. Moscow: Fizmatlit, 2003. (Russ.).
2. BAKHVALOV, N.S. *Numerical methods* [Chislennyye metody]. Moscow: Nauka, 1973. (Russ.).
3. GRITSENKO, A.I., Z.S. ALIYEV, O.M. YERMILOV et al. *Guidance for well exploration* [Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin]. Moscow: Nauka, 1995. (Russ.).
4. GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND GAS (NATIONAL RESEARCH UNIVERSITY). Development of procedure for calculating bedded fluids' properties in case of limited initial field geological data [Razrabotka metodiki rascheta svoystv plastovykh fluidov pri ogranichennoy geologo-promyslovoy informatsii]. In: *Creation of mathware for trusted real-time engineering estimation of bedded fluids' properties in case of limited initial field geological data* [Sozdaniye matematicheskogo obespecheniya dlya dostovernykh operativnykh otsenok svoystv plastovykh fluidov pri ogranichennoy iskhodnoy geologo-promyslovoy informatsii]: research report no. 2194-0700-10-2. Moscow, 2014, stage 1. (Russ.).

УДК 622.324.:532.5

Методика подготовки исходных данных о свойствах флюидов для гидродинамических расчетов скважин газоконденсатных месторождений

Д.В. Изюмченко¹, О.В. Бузинова¹, О.В. Николаев¹, К.Н. Гужов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Количество и свойства поступающей в процессе эксплуатации в скважину углеводородной жидкости влияют на потери давления в стволе и таким образом определяют как рабочий, так и предельный режим работы скважины. В статье предложен универсальный метод аппроксимации термодинамических параметров газоконденсатных смесей, основанный на использовании относительных величин давления в качестве аргументов. Метод позволяет получать с приемлемой для практики точностью исходные данные, необходимые для гидродинамических расчетов технологических режимов работы скважин, в продукции которых присутствует жидкость. В качестве иллюстрации приведен пример полиномиальной аппроксимации жидкостного фактора, рассчитанного с помощью программы Schlumberger PVTi для пластовой смеси Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

Предложенным способом можно оценить термодинамические параметры в процессе движения пластового газа в эксплуатационных скважинах и промысловых системах на всех этапах разработки газоконденсатных месторождений.

Как известно, наличие жидкости в продукции газовых скважин оказывает влияние как на рабочие, так и на предельные режимы их работы. Подобное влияние может наблюдаться на протяжении всего периода разработки, хотя на этапе постоянной добычи обычно не возникает проблем, связанных с неполным выносом жидкой фазы, поскольку пластовое давление велико и перепад давления между пластом и входом в установку комплексной подготовки газа (УКПГ) достаточен для обеспечения полноценного движения всех компонентов газожидкостной смеси по всем элементам тракта «пласт – скважина – шлейф – УКПГ».

По мере снижения пластового давления, особенно в случаях неравномерного по площади залежи дренирования, часть скважин, объединенных общей УКПГ, могут по условиям функционирования выйти за пределы диапазона устойчивой эксплуатации и начать «задавливаться» жидкостью, вероятным проявлением чего служат снижение дебита и возникновение пульсирующих режимов с последующей полной остановкой процесса эксплуатации. Поэтому учет наличия жидкости в продукции при прогнозировании поведения скважин актуален практически с самого момента появления жидкости в стволе и на забое.

Для расчета гидродинамических характеристик двухфазных потоков в скважинах необходима информация о количестве и свойствах поступающей в ствол жидкости и газа [1–3]. В общем случае в скважинах на разных этапах эксплуатации могут присутствовать жидкости как пластового происхождения (углеводородный конденсат, конденсационная и пластовая вода), так и поступающие с поверхности (технические жидкости и метанол). Далее в статье рассматривается методика подготовки исходных данных о свойствах газовой и жидкой фаз в условиях выпадения конденсата в пласте, на забое и в стволе скважины для последующего использования в гидродинамических расчетах режимов эксплуатации промысловых систем.

Расчетная модель потерь давления в двухфазных потоках оперирует такими параметрами, как плотности газовой и жидкой фаз и расход поступающей в скважину жидкости [1–3], которые в газоконденсатных скважинах зависят от изменяющихся во времени и пространстве термобарических условий пласта либо от конструкции ствола

Ключевые слова: газоконденсатная смесь, двухфазный поток, потери давления, аппроксимация термодинамических параметров, промысловая система, гидродинамический расчет технологических режимов работы.

скважины. Непосредственное использование программных комплексов, предназначенных для расчета фазовых равновесий, делает процедуру гидродинамических расчетов неоправданно громоздкой, требующей наличия соответствующего программного обеспечения и специфической квалификации персонала, а также значительных затрат машинного времени. Поэтому возникает задача составления упрощенной схемы расчета свойств флюидов, приемлемой для совместного использования с существующими гидродинамическими моделями.

При создании простого в практическом применении алгоритма расчета свойств флюидов необходимо учитывать, что по мере выработки залежи пластовое давление уменьшается, вследствие чего:

1) состав поступающей на забой продукции может изменяться благодаря выпадению в пласте жидкой фракции и

2) диапазон давлений, при которых требуется расчет свойств флюидов в скважине, смещается в меньшую сторону.

Эти два обстоятельства приводят к идее создания расчетной модели свойств флюидов, оперирующей не абсолютными, а относительными значениями давлений. Для отдельно взятого месторождения такая модель может быть сформирована на основе информации о термодинамических свойствах флюидов, полученной с использованием специализированных программ.

Предлагается следующий алгоритм создания такой модели. Обозначим подлежащую определению величину буквой X (это может быть жидкостной фактор, плотность газовой или жидкой фаз и т.д.). Будем искать зависимость X от термодинамических параметров рассматриваемой системы в полиномиальной форме:

$$X = \sum_{i=0}^m a_i(t_y, \bar{P}_3) \bar{P}_y^i, \quad (1)$$

где t_y – устьевая температура, меняющаяся по стволу скважины; безразмерная величина \bar{P}_y определяется соотношением текущих значений устьевого (P_y) и забойного давлений (P_3):

$$\bar{P}_y = \frac{P_y}{P_3}; \quad (2)$$

приведенное забойное давление \bar{P}_3 определяется отношением P_3 к его начальной величине $P_{3, \text{макс}} = 25$ МПа, принятой для нормирования:

$$\bar{P}_3 = \frac{P_3}{P_{3, \text{макс}}}; \quad (3)$$

коэффициенты $a_i(t, \bar{P}_3)$ многочлена (1) задаются полиномиальной зависимостью

$$a_i(t, \bar{P}_3) = \sum_{j=0}^n b_{ij}(\bar{P}_3) t^j. \quad (4)$$

Коэффициенты $b_{ij}(\bar{P}_3)$ многочлена (4) также задаются полиномиальной зависимостью

$$b_{ij}(\bar{P}_3) = \sum_{k=0}^l c_{ijk} \bar{P}_3^k, \quad (5)$$

где коэффициенты c_{ijk} полинома (5) должны быть предварительно определены по результатам термодинамических расчетов свойств флюидов и будут выступать в качестве исходных данных для расчета искомой величины X по алгоритму (1)–(5).

Проиллюстрируем алгоритм создания матрицы c_{ijk} для расчета жидкостного фактора $W_{\text{ж}}$ на примере Ковыктинского ГКМ. В табл. 1 приведены данные о начальном составе пластового флюида Ковыктинского ГКМ, которые использовались в качестве исходных в термодинамических расчетах дифференциальной и контактной конденсации средствами программы Schlumberger PVTi [2, 4, 5].

На первом этапе расчетами дифференциальной конденсации определялись составы газовой фазы пластовой системы при пластовой температуре для ряда значений P_3 , а именно: 25, 20 и 15 МПа.

На втором этапе для каждого из фиксированных составов и термобарических условий, принимаемых за исходные, расчетами контактной конденсации определялись составы и свойства газовой и жидкой фаз и жидкостной фактор в зависимости от давления в диапазоне от текущего P_3 до P_y и температуры в диапазоне от $t_{\text{пл}}$ до t_y . Устьевые давления задавались значениями от $P_{3, \text{макс}}$ и ниже с шагом 5,0 МПа, t_y – рядом значений: 56, 46, 36, 25 и 15 °С. В результате получены следующие расчетные величины: S – объемная доля жидкой фазы, выпадающей при изменении термобарических параметров от забойных (P_3, t_3) до устьевых (P_y, t_y); z_y – коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы при устьевых условиях; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы.

По полученным данным рассчитывался жидкостный фактор, $\text{см}^3/\text{м}^3$,

$$W_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{г.ст}}} = \frac{SP_{\text{ст}} z_y t_y}{(1-S)t_{\text{ст}} P_y} \cdot 10^6, \quad (6)$$

где $V_{\text{ж}} = V_{\text{ж}}(P_3, t_3; P_y, t_y)$ – объем жидкой фазы, выпадающей при изменении термобарических

Таблица 1

Расчетный начальный состав пластового флюида газоконденсатного месторождения

Компонент	Содержание, % мол.	Температура кипения, К	Молекулярная масса, г/моль	Плотность при температуре 20 °С и давлении 1 атм (ρ_1^{20}), г/м ³
CH ₄	90,5	111,7	16,043	0,425
C ₂ H ₆	4,59	184,5	30,07	0,548
C ₃ H ₈	1,08	231,1	44,097	0,582
iC ₄ H ₁₀	0,24	261,3	58,124	0,557
nC ₄ H ₁₀	0,36	272,7	58,124	0,579
iC ₅ H ₁₂	0,22	301,0	72,151	0,620
nC ₅ H ₁₂	0,16	309,2	72,151	0,626
F ₆	0,27	350,98	95,599	0,68
F ₇	0,18	381,69	110,0	0,71
F ₈	0,14	397,03	115,0	0,74
F ₉	0,11	420,04	125,0	0,77
F ₁₀	0,33	533,01	176,0	0,92
N ₂	1,55	77,40	28,013	0,804
CO ₂	0,02	194,70	44,010	0,777
He	0,21	4,215	4,0	0,000178
H ₂	0,04	20,03	2,016	0,71
Содержание C ₅₊ , % мол.				1,4
Конденсатогазовый фактор, г/м ³ на пластовый газ				66,1
Давление начала конденсации, МПа				25,5
Пластовая температура $t_{пл}$, °С				56

Таблица 2

Значения \bar{P}_y при разных значениях P_y и P_3

P_y , МПа	\bar{P}_y		
	$P_3 = 25$ МПа	$P_3 = 20$ МПа	$P_3 = 15$ МПа
25	1		
20	0,8	1	
15	0,6	0,75	1
10	0,4	0,5	0,67
7,5	0,3	0,38	0,5
5	0,2	0,25	0,3

Таблица 3

Значения \bar{P}_3 при разных абсолютных значениях P_3

P_3 , МПа	\bar{P}_3
25	1
20	0,8
15	0,6

параметров от забойных до устьевых; $V_{г.ст}$ – объем газовой фазы, приведенный к стандартным термобарическим условиям ($P_{ст}$, $t_{ст}$).

На основе данных о плотностях фаз и $W_{ж}$ методом наименьших квадратов подобраны корреляционные полиномы (1), (4), (5) второй степени, т.е. $m = n = l = 2$. Отметим, что повышение степени полиномов может

несколько улучшить качество аппроксимации, но при этом одновременно в геометрической прогрессии увеличится количество полиномиальных коэффициентов, что сделает расчетную схему более громоздкой. С учетом ограниченной точности как исходной информации, так и алгоритмов расчета свойств жидкой фазы, вторая степень аппроксимирующих

Таблица 4

Расчетные значения $\rho_{ж}, z_y, S, W_{ж}$ при $P_3 = 25$ МПа

P_{y3} МПа	$t_y = 56^\circ\text{C}$				$t_y = 46^\circ\text{C}$				$t_y = 36^\circ\text{C}$				$t_y = 25^\circ\text{C}$				$t_y = 15^\circ\text{C}$			
	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$
25	640,56	0,89	0,0000	000,000	639,62	0,87	0,0009	003,41	638,03	0,85	0,0015	05,41	635,85	0,84	0,0018	06,15	632,82	0,82	0,0015	004,81
20	659,45	0,86	0,0069	033,390	657,41	0,84	0,0083	038,11	654,63	0,82	0,0096	41,66	651,28	0,79	0,0109	44,53	647,14	0,76	0,0120	045,65
15	675,70	0,85	0,0106	067,910	671,60	0,83	0,0124	075,29	666,40	0,80	0,0144	82,46	660,28	0,78	0,0165	88,63	652,75	0,74	0,0190	094,40
10	693,19	0,87	0,0127	125,128	687,46	0,85	0,0150	140,96	680,59	0,83	0,0178	158,72	672,65	0,81	0,0210	176,87	662,56	0,78	0,0250	196,36

Таблица 5

Расчетные значения $\rho_{ж}, z_y, S, W_{ж}$ при $P_3 = 20$ МПа

P_{y3} МПа	$t_y = 56^\circ\text{C}$				$t_y = 46^\circ\text{C}$				$t_y = 36^\circ\text{C}$				$t_y = 25^\circ\text{C}$				$t_y = 15^\circ\text{C}$			
	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$
20	659,69	0,86	0,0000	00,00	657,27	0,84	0,0006	002,74	654,16	0,84	0,0011	004,86	647,37	0,79	0,0016	006,43	646,07	0,76	0,0018	006,78
15	673,99	0,85	0,0030	019,08	668,55	0,83	0,0039	023,47	661,71	0,83	0,0049	028,59	652,84	0,77	0,0062	032,68	644,06	0,74	0,0074	036,26
10	687,21	0,87	0,0047	045,97	678,12	0,85	0,0061	056,76	667,65	0,85	0,0080	072,24	655,18	0,80	0,0107	088,48	643,12	0,78	0,0137	106,18
5	713,92	0,92	0,0053	110,10	705,97	0,91	0,0070	139,76	698,15	0,91	0,0093	180,29	689,79	0,89	0,0123	224,52	681,88	0,87	0,0154	268,17

Таблица 6

Расчетные значения $\rho_{ж}, z_y, S, W_{ж}$ при $P_3 = 15$ МПа

P_{y3} МПа	$t_y = 56^\circ\text{C}$				$t_y = 46^\circ\text{C}$				$t_y = 36^\circ\text{C}$				$t_y = 25^\circ\text{C}$				$t_y = 15^\circ\text{C}$			
	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$	$\rho_{ж}, \text{г/м}^3$	z_y	$S, \text{д.ед.}$	$W_{ж}, \text{см}^3/\text{м}^3$
15	676,67	0,85	0,0000	00,06	670,89	0,83	0,0003	01,80	663,33	0,80	0,0006	03,39	653,17	0,77	0,0011	005,77	642,91	0,74	0,0015	007,30
10	687,01	0,87	0,0010	09,75	674,15	0,85	0,0015	13,89	658,18	0,83	0,0025	21,90	639,94	0,80	0,0042	034,45	624,37	0,78	0,0064	049,14
7,5	694,68	0,89	0,0013	17,34	680,12	0,87	0,0021	26,74	665,41	0,86	0,0035	42,44	651,45	0,84	0,0058	066,40	639,76	0,82	0,0084	090,84
5	709,71	0,92	0,0014	28,96	696,28	0,91	0,0024	47,68	684,67	0,90	0,0040	76,18	674,52	0,89	0,0063	114,24	665,97	0,87	0,0088	152,13

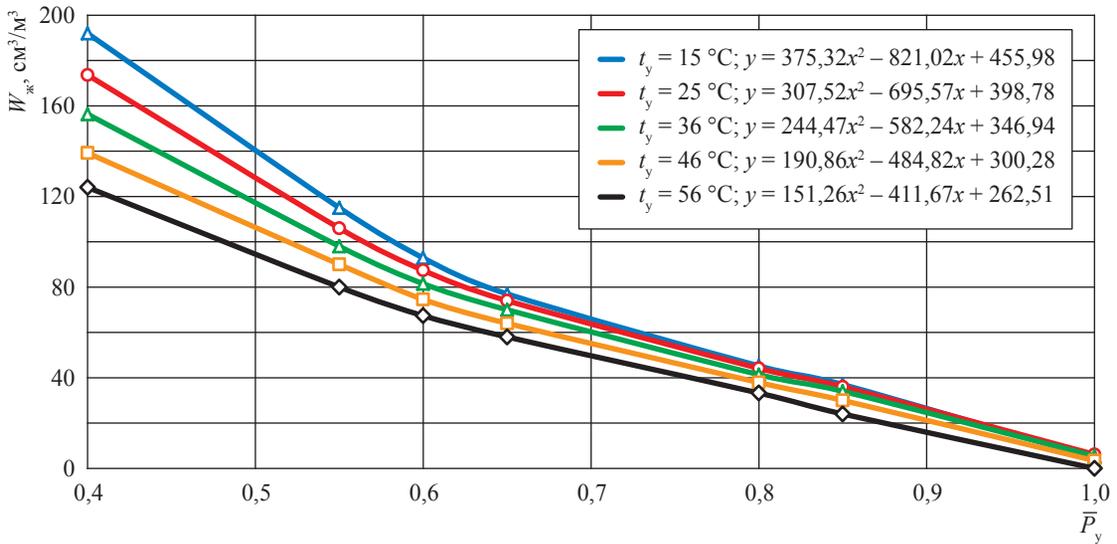


Рис. 1. Зависимости $W_{ж}(\bar{P}_y)$ при $P_3 = 25$ МПа (см. табл. 4)

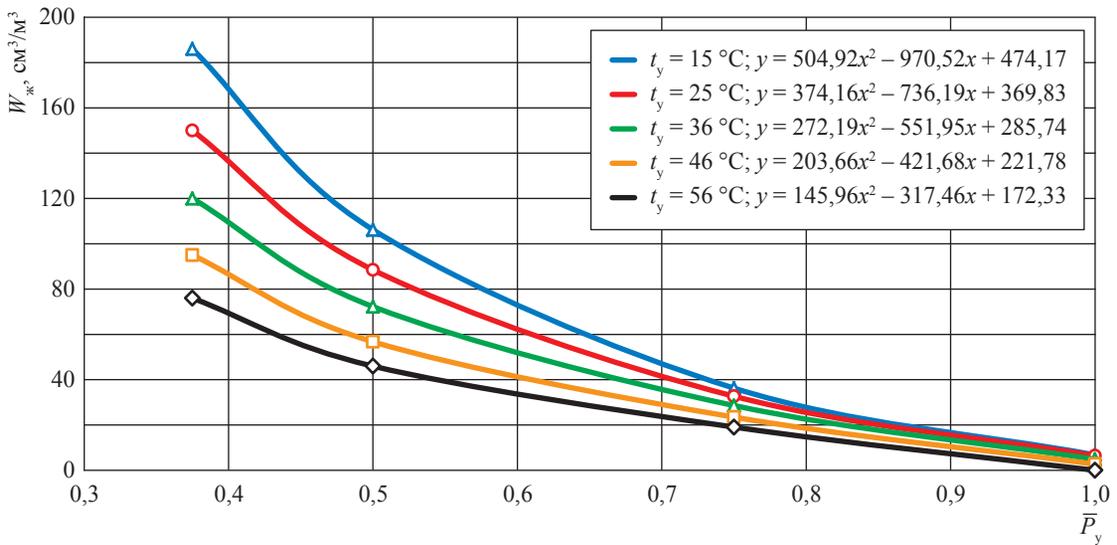


Рис. 2. Зависимости $W_{ж}(\bar{P}_y)$ при $P_3 = 20$ МПа (см. табл. 5)

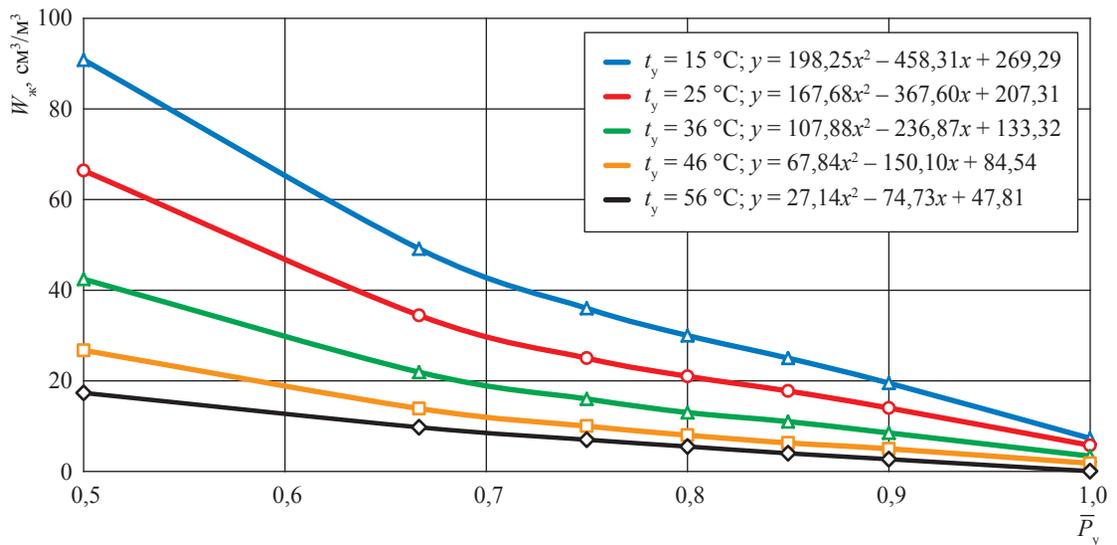


Рис. 3. Зависимости $W_{ж}(\bar{P}_y)$ при $P_3 = 15$ МПа (см. табл. 6)

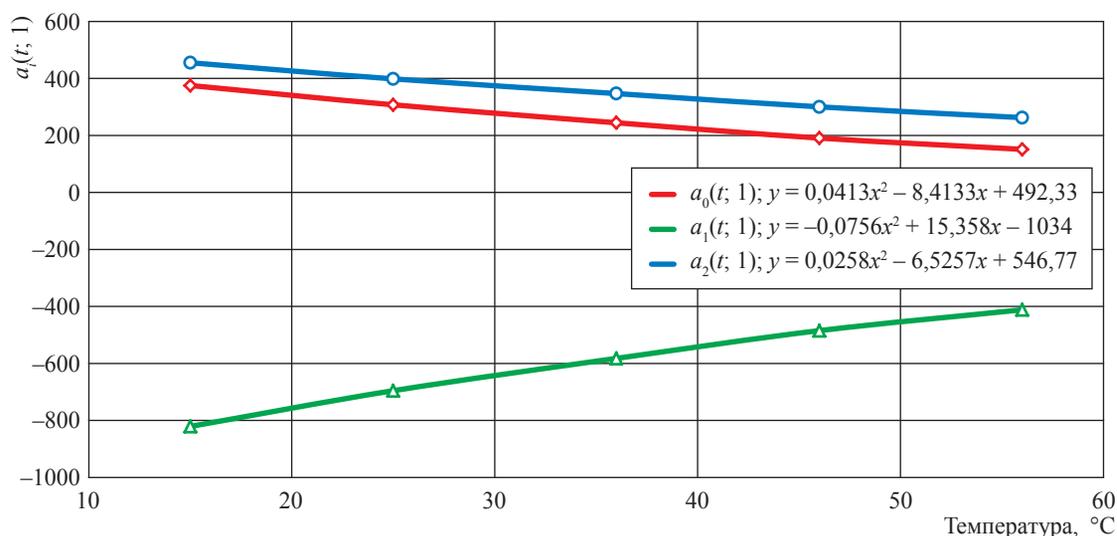


Рис. 4. Полиномиальные коэффициенты $a_i(t; 1)$ в зависимости от температуры t

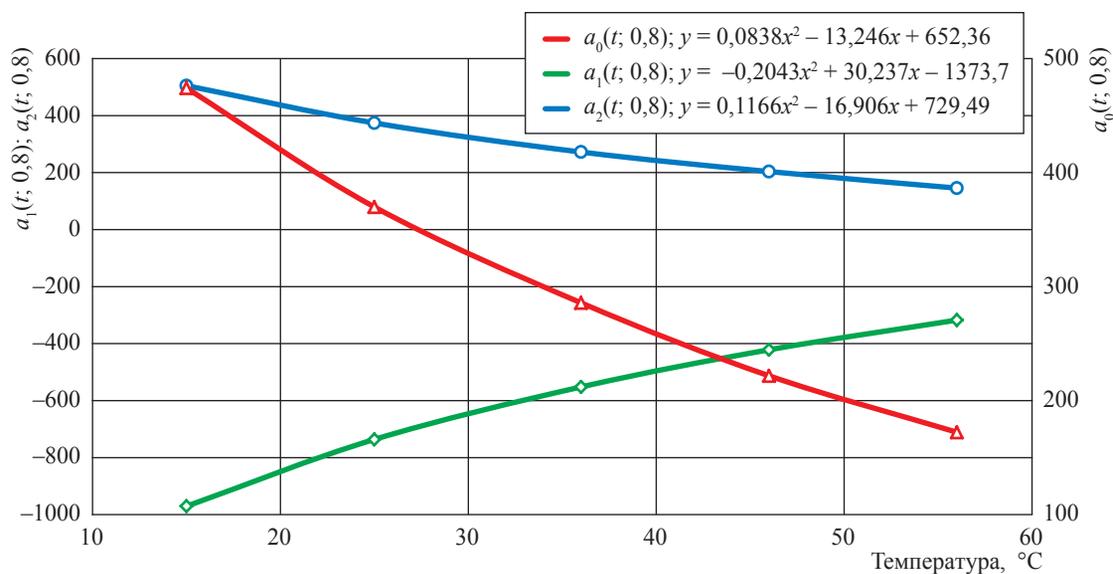


Рис. 5. Полиномиальные коэффициенты $a_i(t; 0,8)$ в зависимости от температуры

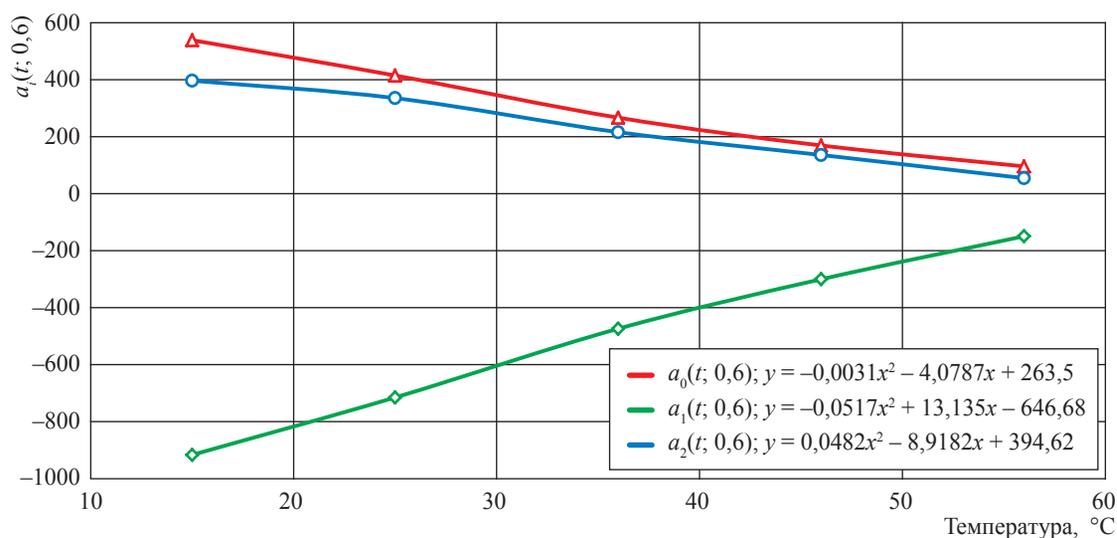


Рис. 6. Полиномиальные коэффициенты $a_i(t; 0,6)$ в зависимости от температуры

полиномов, по мнению авторов, является оптимальной. В отличие от описанной ранее методики [2], в данном случае в качестве аргументов полиномов использованы относительные (приведенные) значения давлений, что позволило упростить схему расчетов искомых величин и сделать ее единообразной для всех этапов разработки месторождения.

Согласно принятым ранее определениям в табл. 2 представлены диапазоны значений P_y и \bar{P}_y при различных значениях P_3 (см. формулу (2)), а в табл. 3 отображено соответствие значений \bar{P}_3 абсолютным значениям P_3 (см. формулу (4)). Массив значений $\rho_{ж}, z_y, S, W_{ж}$, рассчитанных с помощью программы Schlumberger PVTi, представлен в табл. 4–6.

На рис. 1–3 изображены графические зависимости $W_{ж}(\bar{P}_y)$, построенные по данным табл. 4–6. Полученные кривые аппроксимированы квадратичными зависимостями, уравнения которых приведены в легендах графиков.

В табл. 7 приведены 45 коэффициентов 15 полиномов (см. формулу (1), рис. 1–3), отражающих зависимости жидкостного фактора от приведенного устьевого давления при фиксированных значениях t_y и P_3 .

Воспользуемся тем обстоятельством, что коэффициенты полинома (1) $a_i(t, \bar{P}_3)$ гладко и монотонно зависят от температуры, причем соответствующие зависимости хорошо аппроксимируются полиномами 2-й степени (рис. 4–6).

Коэффициенты полинома (4) сгруппированы в табл. 8 в три матрицы (по количеству коэффициентов квадратичного полинома (1)) размерностью 3×3 (первое число соответствует количеству принятых значений P_3 , второе – количеству коэффициентов квадратичного полинома (4)).

Далее зависимости $b_{ij}(\bar{P}_3)$, построенные по данным табл. 8, аналогичным образом аппроксимированы полиномами 2-й степени,

коэффициенты которых C_{ijk} (см. формулу (5)) представлены в табл. 9.

Таким образом, табл. 9 является итоговой: она содержит 27 чисел-коэффициентов C_{ijk} , которые станут исходными данными для алгоритма расчета $W_{ж}$ в продукции скважин на всех этапах разработки Ковыктинского НГКМ. Названный алгоритм состоит из следующих шагов:

- 1) задаются исходные данные $P_{3, \text{макс}}, P_3, P_y, t_y$;
- 2) по соотношениям (2) и (3) рассчитываются \bar{P}_3 и \bar{P}_y ;
- 3) по соотношению (5) с использованием соответствующих коэффициентов C_{ijk} из табл. 9 рассчитываются девять коэффициентов $b_{ij}(\bar{P}_3)$;
- 4) по соотношению (4) рассчитываются три коэффициента $a_i(t, \bar{P}_3)$;
- 5) по соотношению (1) рассчитывается искомая величина $W_{ж}$.

В качестве примера проиллюстрируем расчет $W_{ж}$ для условий: $P_{3, \text{макс}} = 25,0$ МПа; $P_3 = 15$ МПа; $P_y = 7,5$ МПа; $t_y = 36$ °С.

1. В соответствии с формулами (2) и (3) $\bar{P}_y = 7,5/15 = 0,5$; $\bar{P}_3 = 15/25 = 0,6$.

2. По данным табл. 9 и соотношению (5) рассчитываем девять полиномиальных коэффициентов $b_{ij}(\bar{P}_3)$, зависящих от \bar{P}_3 :

$$1) b_{00} = c_{002}(\bar{P}_3)^2 + c_{001}\bar{P}_3 + c_{000} = -2,4375 \cdot 0,6^2 + 4,011 \cdot 0,6 - 1,5322 = -0,0031,$$

$$b_{01} = c_{012}(\bar{P}_3)^2 + c_{011}\bar{P}_3 + c_{010} = 266,5 \cdot 0,6^2 - 437,24 \cdot 0,6 + 162,32 = -4,084,$$

$$b_{02} = c_{022}(\bar{P}_3)^2 + c_{021}\bar{P}_3 + c_{020} = -8789 \cdot 0,6^2 + 14635 \cdot 0,6 - 5353,4 = 263,56;$$

$$2) b_{10} = c_{102}(\bar{P}_3)^2 + c_{101}\bar{P}_3 + c_{100} = 5,4063 \cdot 0,6^2 - 8,3318 \cdot 0,6 + 3,0011 = -0,05171,$$

$$b_{11} = c_{112}(\bar{P}_3)^2 + c_{111}\bar{P}_3 + c_{110} = -399,76 \cdot 0,6^2 + 645,18 \cdot 0,6 - 230,06 = 13,1344,$$

$$b_{12} = c_{122}(\bar{P}_3)^2 + c_{121}\bar{P}_3 + c_{120} = 13334 \cdot 0,6^2 - 22303 \cdot 0,6 + 7934,7 = -646,86;$$

$$3) b_{20} = c_{202}(\bar{P}_3)^2 + c_{201}\bar{P}_3 + c_{200} = -1,17 \cdot 0,6^2 + 1,816 \cdot 0,6 - 0,6202 = 0,0482,$$

$$b_{21} = c_{212}(\bar{P}_3)^2 + c_{211}\bar{P}_3 + c_{210} = 138,1 \cdot 0,6^2 - 214,98 \cdot 0,6 + 70,354 = -8,918,$$

Таблица 7

Коэффициенты полинома (1) для разных значений температуры и P_3

$t_y, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_3 = 25 \text{ МПа}$			$P_3 = 20 \text{ МПа}$			$P_3 = 15 \text{ МПа}$		
	$a_2(t, 1)$	$a_1(t, 1)$	$a_0(t, 1)$	$a_2(t, 0,8)$	$a_1(t, 0,8)$	$a_0(t, 0,8)$	$a_2(t, 0,6)$	$a_1(t, 0,6)$	$a_0(t, 0,6)$
56	151,26	-411,67	262,51	145,6	-317,46	172,23	27,14	-74,731	47,81
46	190,86	-484,82	300,28	203,66	-421,68	221,78	67,84	-150,1	84,54
36	244,47	-582,24	346,94	272,19	-551,95	285,74	107,88	-236,87	133,32
25	307,52	-695,57	398,52	374,16	-736,19	369,83	167,68	-357,6	207,31
15	375,32	-821,02	455,08	504,92	-970,52	474,17	198,25	-458,31	269,29

Таблица 8

Матрицы коэффициентов $b_{ij}(\bar{P}_3)$ полинома (4)

\bar{P}_3	b_{00}	b_{01}	b_{02}	b_{10}	b_{11}	b_{12}	b_{20}	b_{21}	b_{22}
1	0,0413	-8,4133	492,33	0,0756	15,358	-1034	0,0258	-6,5257	546,77
0,8	0,1166	-16,906	729,49	-0,2043	30,237	-1373,7	0,0838	-13,246	652,36
0,6	-0,0031	-4,0787	263,5	-0,0517	13,135	-646,68	0,0482	-8,9182	394,62

Таблица 9

Матрица коэффициентов C_{ijk} полинома (5)

i	0			1			2			
	j	0	1	2	0	1	2	0	1	2
k										
0		-2,4375	266,5	-8789	5,4063	-399,76	13334	-1,17	138,1	-4541,6
1		4,011	-437,24	14635	-8,3318	645,18	-22303	1,816	-214,98	7647
2		-1,5322	162,32	-5353,4	3,0011	-230,06	7934,7	-0,6202	70,354	-2558,6

$$b_{22} = c_{222}(\bar{P}_3)^2 + c_{221}\bar{P}_3 + c_{220} = -4541,6 \cdot 0,6^2 + 7647 \cdot 0,6 - 2558,6 = 394,624.$$

3. По соотношению (4) определяем три полиномиальных коэффициента $a_i(t)$, зависящих от t_y :

$$a_0 = b_{02}t_y^2 + b_{01}t_y + b_{00} = -0,0031 \cdot 36^2 - 4,084 \cdot 36 + 263,56 = 112,52;$$

$$a_1 = b_{12}t_y^2 + b_{11}t_y + b_{10} = -0,0517 \cdot 36^2 + 13,134 \cdot 36 - 646,86 = -241,04;$$

$$a_2 = b_{22}t_y^2 + b_{21}t_y + b_{20} = 0,0482 \cdot 36^2 - 8,918 \times 36 + 394,624 = 136,04.$$

4. По соотношению (1) для актуального значения \bar{P}_y определяем значение $W_{ж}$, см³/м³:

$$W_{ж} = a_2(t)\bar{P}_y^2 + a_1(t)\bar{P}_y + a_0(t) = 112,52 \cdot 0,5^2 - 241,04 \cdot 0,5 + 136,04 = 43,65.$$

Оценка относительной погрешности расчетного значения $W_{ж}$ по сравнению с исходным значением (см. табл. 6) составляет

$$\delta = ((43,65 - 42,44) / 42,44) \cdot 100 = 2,85 \%$$

Таким образом, в рассмотренном примере относительная погрешность расчетов жидкостного фактора не превышает 3 %, что свидетельствует о приемлемой точности предлагаемого метода аппроксимации. Аналогичный алгоритм расчета используется для формирования матрицы коэффициентов полиномиальных формул плотностей фаз.

При расчете характеристик флюидов другого газоконденсатного месторождения необходимо по исходному составу пластовой смеси и начальным термобарическим условиям произвести процедуры расчетов дифференциальной и контактной конденсации с получением параметров, отраженных в табл. 4–6.

Таким образом:

- предложена методика подготовки исходных данных о свойствах фаз газоконденсатных смесей для гидродинамических расчетов скважин и промысловых систем, работающих с жидкостью в продукции, основанная на полиномиальных аппроксимациях термодинамических параметров с использованием относительных значений давления в качестве аргумента. Методика проиллюстрирована на примере полиномиальной аппроксимации жидкостного фактора, рассчитанного с помощью программы Schlumberger PVTi для пластовой смеси Ковыктинского ГКМ;

- предложенная методика может быть использована для оценки термодинамических параметров пластовой смеси в эксплуатационных скважинах и промысловых системах на всех этапах разработки газоконденсатных месторождений.

Список литературы

1. Кирсанов С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 50–55.
2. Федулов Д.М. Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф» / Д.М. Федулов, В.А. Истомин, О.В. Николаев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30). – С. 132–138.
3. Бузинов С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах с высоким содержанием углеводородного конденсата / С.Н. Бузинов, О.В. Бузинова // Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 85–87. – (Вести газовой науки).
4. Гужов Н.А. Методы аппроксимации свойств высокомолекулярных фракций при моделировании состава природных углеводородных смесей / Н.А. Гужов, О.В. Бузинова // Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований: сб. науч. трудов. – М.: Газпром: Газпром ВНИИГАЗ, 2005. – С. 179–192.
5. Николаев В.А. Исследование термогидродинамических процессов в прискважинной зоне нефтегазоконденсатного пласта / В.А. Николаев, О.В. Бузинова, В.И. Лапшин и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 212–221.

Procedure for preparation of initial data on fluids' properties for hydrodynamic testing of wells at gas-condensate fields

D.V. Izyumchenko¹, O.V. Buzinova¹, O.V. Nikolayev¹, K.N. Guzhov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Quantity and properties of a hydrocarbon fluid entering a well in course of its operation affect pressure losses in a well column and thereby determine both working and limiting behavior of the well. In this paper a universal method for approximation of thermodynamic parameters of gas-condensate mixtures is suggested. It is based on application of the relative pressure values as arguments of functions and affords to get practically tolerable initial data necessary for hydrodynamic calculations of operational regimes for liquid-producing wells. There is an example of polynomial approximation of the liquid factor calculated for a bedded mixture of Kovykta gas-condensate field using the Schlumberger PVTi program.

The suggested method suits for estimation of thermodynamic parameters in course of native gas travelling within the production wells and field systems at all the stages of gas-condensate field development.

Keywords: gas-condensate mixture, two-phase flow, pressure losses, approximation of thermodynamic parameters, field system, hydrodynamic calculation of operation regimes.

References

1. KIRSANOV, S.A., V.N. GORDEYEV, O.V. NIKOLAYEV et al. Empiric hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows in gas wells at a late stage of field development [Empiricheskaya gidrodinamicheskaya model vertikalnykh gazozhidkostnykh potokov v gazovykh skvazhinakh na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya promyshlennost*. 2017, no. 4 (751), pp. 50–55. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. FEDULOV, D.M., V.A. ISTOMIN, O.V. NIKOLAYEV, P.A. MOISEYKIN. Changes in behavior of a volatile hydrocarbon condensate, when a gas-condensate field fluid moves in a “reservoir – well – tail pipeline” system [Izmeneniye svoystv nestabilnogo uglevodородного конденсата pri dvizhenii fluida gazokondensatnykh mestorozhdeniy v sisteme “plast – skvazhina – shleyf”]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical

- papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 132–138. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. BUZINOV, S.N. and O.V. BUZINOVA. Estimation of pressure losses in gas wells with high concentration of hydrocarbon condensate [Расчет потер давлении в газovykh скважинах с высоким содержанием углеводородного конденсата]. In: *Application of mathematical modeling and information methods to solve gas industry problems* [Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012, pp. 85–87. (Russ.).
 4. GUZHOV, N.A. and O.V. BUZINOVA. Methods for approximation of high-molecular fractions' properties at modelling compositions of natural hydrocarbon mixtures [Методы аппроксимации свойств высокомолекулярных фракций при моделировании состава природных углеводородных смесей]. In: *State of art and outlooks for development of gas-condensate and thermodynamic research* [Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom and Gazprom VNIIGAZ, 2005, pp. 179–192. (Russ.).
 5. NIKOLAYEV, V.A., O.V. BUZINOVA, V.I. LAPSHIN et al. Studying thermal hydrodynamic processes in a well-bore zone of an oil-gas-condensate layer [Исследование термодинамических процессов в прискважинной зоне нефtegазоконденсатного пласта]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Разработка месторождений углеводородов]: collected sc. papers. Moscow: Gazprom and Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 212–221. (Russ.).

УДК 622.279.32::532.5.013

Влияние жидкости в продукции на технологические параметры эксплуатации горизонтальных газовых скважин

К.Н. Гужов^{1*}, О.В. Николаев¹, А.В. Егорьчев¹, О.В. Бузинова¹,
И.В. Стоноженко¹, С.А. Хохлов¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Основное преимущество использования горизонтальных скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений – высокая производительность таких скважин на фоне снижения риска прорыва подстилающих вод и разрушения пород призабойной зоны. Режимы работы горизонтальных скважин рассчитываются по соотношениям гидродинамики однофазных потоков, однако присутствие жидкости в продукции может существенно исказить реальные параметры режимов эксплуатации по сравнению с сухими скважинами.

В статье рассматривается влияние жидкой фазы в продукции на эксплуатационные характеристики скважин с субгоризонтальным окончанием. Предложена методика расчета предельных и рабочих режимов эксплуатации горизонтальных скважин, учитывающая наличие жидкости в продукции. Разработан новый подход к оптимизации конструкции забоя горизонтальных скважин. Показано, что жидкость оказывает влияние на режимы эксплуатации скважин на всех этапах разработки месторождений, но на стадии падающей добычи это влияние становится определяющим. Расчеты основаны на результатах экспериментальных исследований газожидкостных потоков, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на специализированном стенде.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений все большее распространение получают горизонтальные скважины, основным преимуществом которых является высокая производительность при снижении факторов риска прорыва подстилающих вод и разрушения пород призабойной зоны. Существующие методы расчета режима работы таких скважин основаны на соотношениях гидродинамики однофазных потоков, однако наличие жидкости в продукции может вносить существенные коррективы в реальные параметры режимов эксплуатации по сравнению со скважинами, в продукции которых отсутствует жидкость.

В статье рассмотрено влияние жидкости на субгоризонтальном участке скважины на режим ее эксплуатации с учетом результатов экспериментальных исследований течения газожидкостных смесей в наклонных трубах, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2005–2016 гг. Для анализа работы горизонтальной скважины в качестве зоны дренирования принят горизонтальный полосообразный пласт (рис. 1). Ось субгоризонтального участка расположена в вертикальной плоскости симметрии пласта. Газоносный пласт считается однородным по пористости и однородно-анизотропным по проницаемости.

Для учета влияния жидкости на работу горизонтальной скважины разобьем пласт и субгоризонтальный участок на N сегментов (рис. 2). Поскольку в продукции скважины присутствует жидкая фаза, предполагается, что при определенных режимах эксплуатации часть субгоризонтального ствола, наиболее удаленная от башмака лифтовой трубы, может быть заполнена стекающей под действием гравитации жидкостью. Расчет характеристики скважины начинается с режима, при котором весь вскрытый интервал заполнен жидкостью и, соответственно, дебит скважины равен нулю. При этом давление на пятке скважины равно пластовому, а давление вдоль субгоризонтального участка соответствует гидростатическому весу столба жидкости. Последовательным перебором (в сторону снижения) значений давления на носке скважины рассчитываются режимы работы скважины. При этом приток

Ключевые слова: горизонтальная скважина, перепад давления, режим течения, газожидкостный поток.

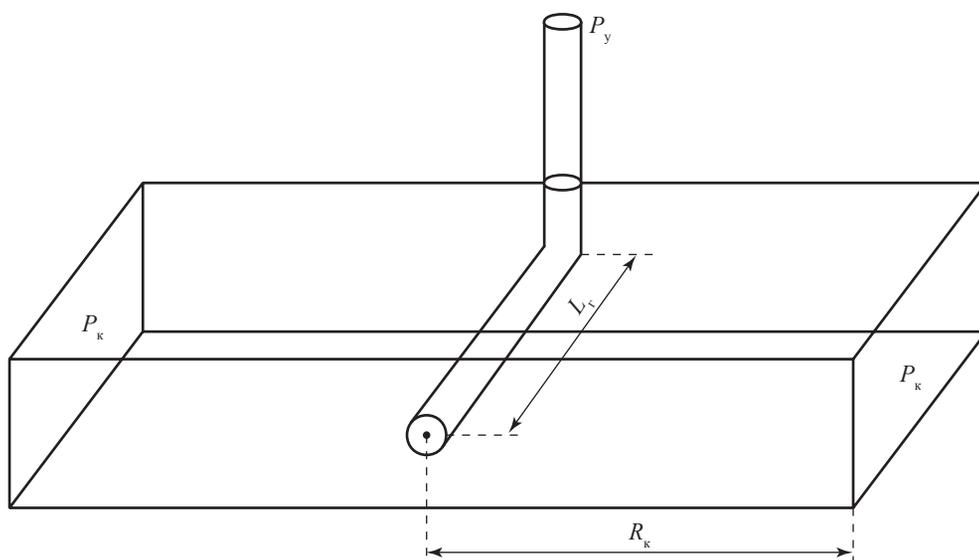


Рис. 1. Схематическое изображение горизонтальной скважины с полным вскрытием пласта: L_r – длина горизонтального участка ствола; R_k – радиус контура питания; P_y – давление на устье скважины; P_k – давление на контуре питания

газа в n -ю ячейку вычисляется по двучленной формуле

$$P_{к_n}^2 - P_r^2 = a_r Q_{п_n} N + b_r Q_{п_n}^2 N^2, \quad (1)$$

где P_k, P_r – значения давления на контуре и субгоризонтальном участке, МПа, соответственно; $Q_{п_n}$ – скорость притока газа из пласта, $10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$; a_r, b_r , $\text{МПа}^2 \cdot \text{сут}/10^3 \text{ м}^3$, $(\text{МПа} \cdot \text{сут})^2/(10^3 \text{ м}^3)^2$ – фильтрационные коэффициенты, вычисляемые по формулам фильтрационного потока к горизонтальному стволу скважины [1, с. 22–24].

Скорость газовой фазы в n -м сегменте ($Q_{с_n}$) рассчитывается как сумма скоростей притока газа из пласта и газа, поступившего из предыдущего сегмента:

$$Q_{с_n} = Q_{с_{n-1}} + Q_{п_n}. \quad (2)$$

Для расчета потерь давления вдоль вскрытого участка субгоризонтального ствола будем использовать эмпирические корреляции, разработанные по результатам экспериментальных исследований субгоризонтальных газожидкостных потоков [2]. Для восходящих течений газожидкостных смесей в трубах с углом наклона α (см. рис. 2) от 0° до 10° к горизонту характеристика потока имеет типичную форму (рис. 3): правая ветвь графика относится к расслоенному режиму течения, ле-

вая – к вспененному. Рис. 3 построен в следующих координатах:

- безразмерная величина потерь давления на трение

$$i = \frac{\Delta p_{\text{тр}}}{\rho_{\text{ж}} g \Delta L}, \quad (3)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ – потери давления на трение, Па; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; ΔL – длина трубы, м;

- модифицированный параметр Фруда

$$\text{Fr}^* = \frac{\rho_r u^2}{\rho_{\text{ж}} g d}, \quad (4)$$

где ρ_r – плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$; u – скорость потока, $\text{м}/\text{с}$; d – диаметр трубы, м.

На рис. 3 отражены характерные точки кривой $(\text{Fr}_{\text{мин}}^*, i_0)$, $(\text{Fr}_{\text{мин}}^*, i_1)$ и $(0, i(0))$. Во всех проведенных экспериментах переход от одного режима к другому характеризуется скачкообразным изменением потерь давления $\Delta i = i_1 - i_0$, величина которого зависит от диаметра трубы и угла ее наклона. Для правой ветви графика характерно течение жидкости тонким ручейком по дну трубы в пределах всего диапазона реализованных величин ее расхода; эксперименты показали, что в этом режиме течения присутствие жидкости настолько незначительно уменьшает площадь поперечного сечения трубы, что потери давления i с достаточной

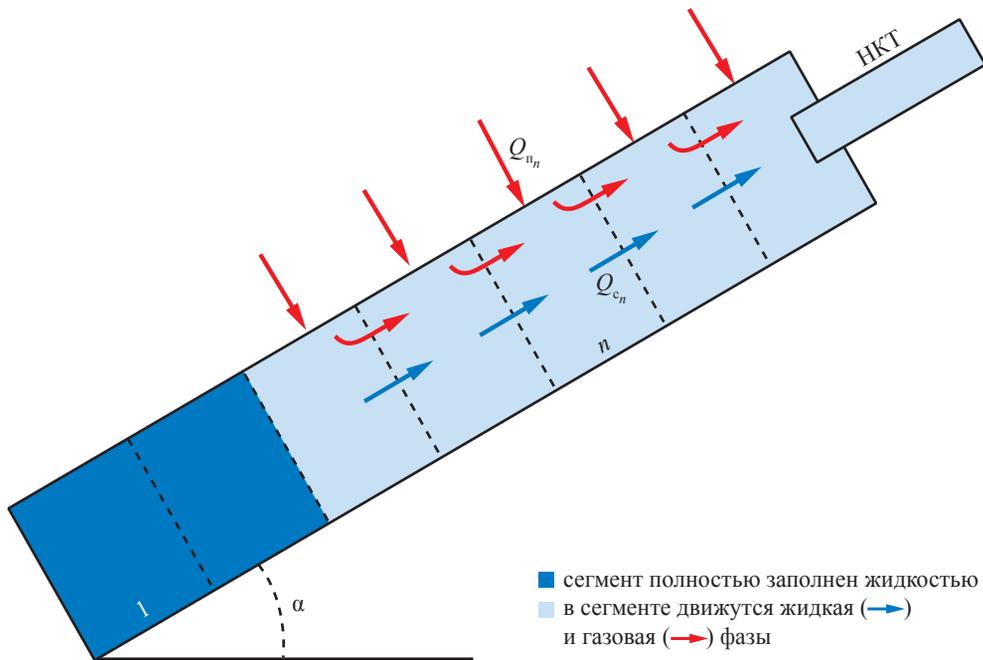


Рис. 2. Схема расчета притока и движения газожидкостного потока по субгоризонтальному участку ствола скважины: НКТ – насосно-компрессорная труба

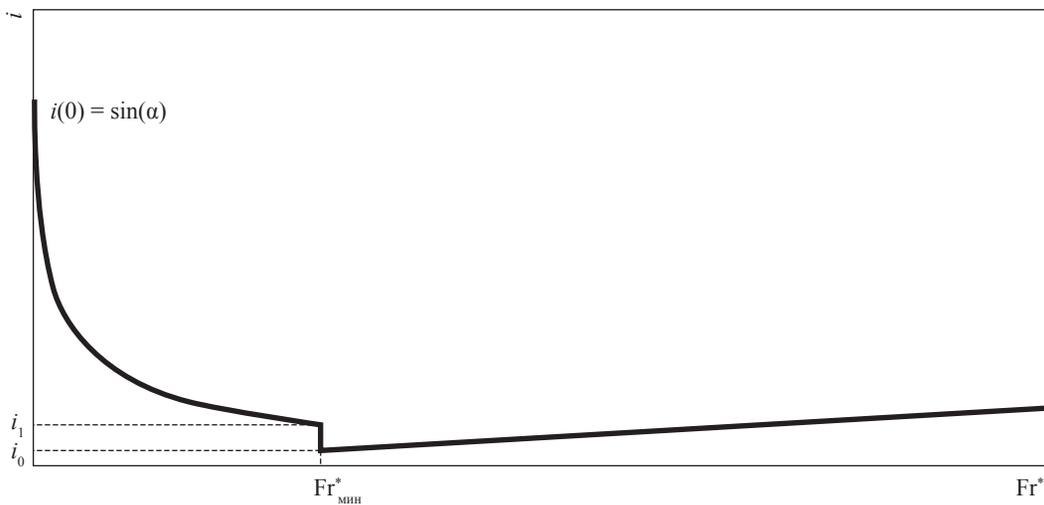


Рис. 3. Типичная конфигурация характеристики субгоризонтального газожидкостного потока с выделением характерных точек

точностью можно рассчитать по уравнению Дарси – Вейсбаха для однофазного потока:

$$\frac{\Delta p_{тр}}{\Delta L} = \frac{\lambda \rho_l u^2}{2 d}, \tag{5}$$

где λ – коэффициент потерь на трение по длине.

В терминах используемых безразмерных параметров соотношение (5) имеет вид

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^*. \tag{6}$$

Согласно экспериментальным данным величина $Fr^*_{мин}$, соответствующая смене режима потока (см. рис. 3), выражается соотношением

$$Fr^*_{мин} = a e^{-bd}, \tag{7}$$

где коэффициент a зависит от угла наклона трубы α и расхода жидкости $q_{ж}$, а коэффициент b – только от расхода жидкости:

$$a = 0,0928 \alpha^{2/3} q_{ж}^{0,0913}; \tag{8}$$

$$b = \frac{0,0864}{q_{ж}^{0,245}}$$

Величина скачка потерь давления при $Fr^* = Fr_{мин}^*$, определяемая разностью $\Delta i = i_1 - i_0$, рассчитывается по эмпирической корреляции

$$\Delta i = 0,00185 (1 - e^{-0,15\beta})d \quad (9)$$

и в свою очередь позволяет рассчитать ординату второй характерной точки ($Fr_{мин}^*$, i_1):

$$i_1 = \frac{\lambda}{2} Fr_{мин}^* + \Delta i. \quad (10)$$

Зависимость $i(Fr^*)$ для левой ветви (при $Fr^* < Fr_{мин}^*$) аппроксимирована экспонентой

$$i = \sin \alpha e^{-C \cdot Fr^{0,333}}, \quad (11)$$

где вспомогательный коэффициент C определяется по эмпирической формуле

$$C = \frac{-\ln \frac{i_1}{\sin \alpha}}{Fr_{мин}^{0,333}}. \quad (12)$$

Выражение (11) определяет также третью характерную точку (0, $i(0)$) при $Fr^* = 0$:

$$i(0) = \sin \alpha. \quad (13)$$

В итоге размерная величина потерь давления в участке субгоризонтального ствола рассчитывается по формуле

$$\Delta p = i \rho_{ж} g \Delta L + \rho_{г} g \Delta L \sin \alpha. \quad (14)$$

Все размерные переменные в уравнении (6–14) выражены в единицах СИ, т.е. $[\Delta p] = \text{Па}$.

В качестве иллюстрации использования модели (6)–(14) рассмотрим расчет для скв. 106.3 Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) (длина и диаметр вскрытого субгоризонтального участка ствола соответственно равны 880 и 0,178 м; пластовое давление $P_{пл}$ на глубине 3296,4 м составляет 25,45 МПа), на базе которой в 2006 г. проводились исследования в трех стационарных режимах.

На рис. 4 представлены зависимости устьевого (P_y) и забойного (P_z) давлений от дебита (Q), построенные по результатам исследований. Гидродинамические расчеты вскрытого интервала проведены по описанной ранее модели (см. уравнения (1)–(14)), расчеты двухфазных потоков в стволе – по модели, разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [3]. Предельному режиму устойчивой работы скважины (точка 1, в которой выполняется условие

$\frac{\partial Q}{\partial P_y} = 0$) соответствуют максимальное устье-

вое давление $P_{у.макс} = 18,937$ МПа и минимальный дебит $Q_{мин} = 343$ тыс. м³/сут. На этом же рисунке представлена зависимость доли работающего интервала от дебита. Рис. 4 показывает, что вскрытый интервал работает полностью при дебите, превышающем 225 тыс. м³/сут. Эту величину ($Q_{кр.з}$) предложено называть «критическим дебитом по условиям на забое» [3]. В рассматриваемых условиях работы скважины $Q_{мин} > Q_{кр.зоб}$, т.е. при любом

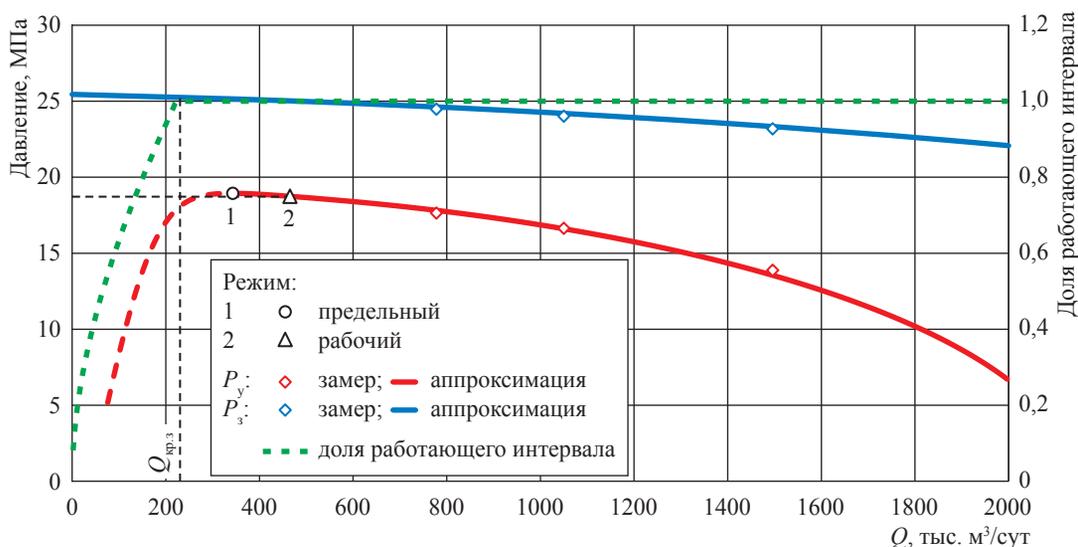


Рис. 4. Гидродинамическая характеристика скв. 106.3 Ковыктинского ГКМ при начальном $P_{пл} = 25,45$ МПа

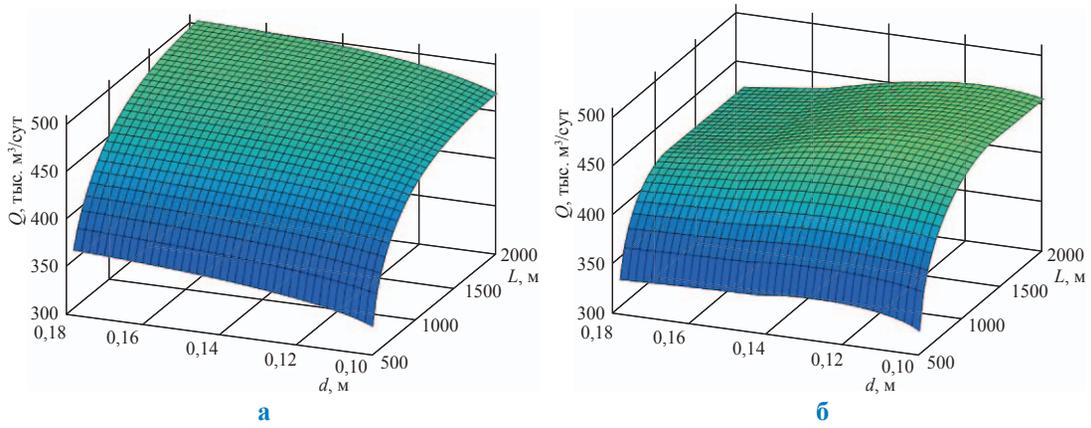


Рис. 5. Зависимость дебита (при $P_y = 18,8$ МПа) от диаметра d и длины L вскрытого участка ствола скв. 106.3 Ковыктинского ГКМ в случаях однофазной, газ, (а) и двухфазной (б) продукции

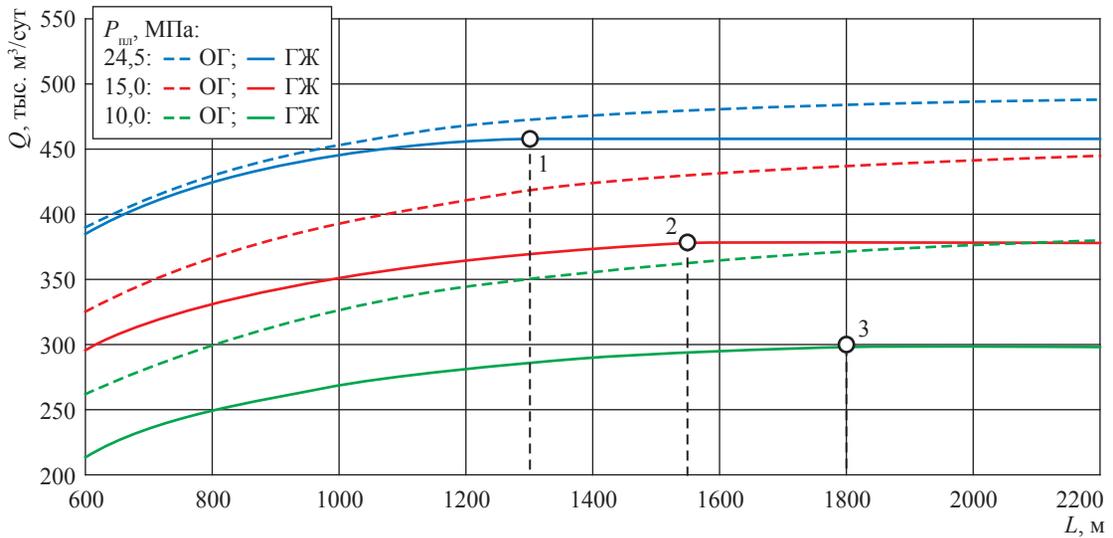


Рис. 6. Зависимость дебита от длины вскрытого участка ствола скважины диаметром $d = 0,12$ м: ОГ – однофазный газовый поток; ГЖ – газожидкостный поток

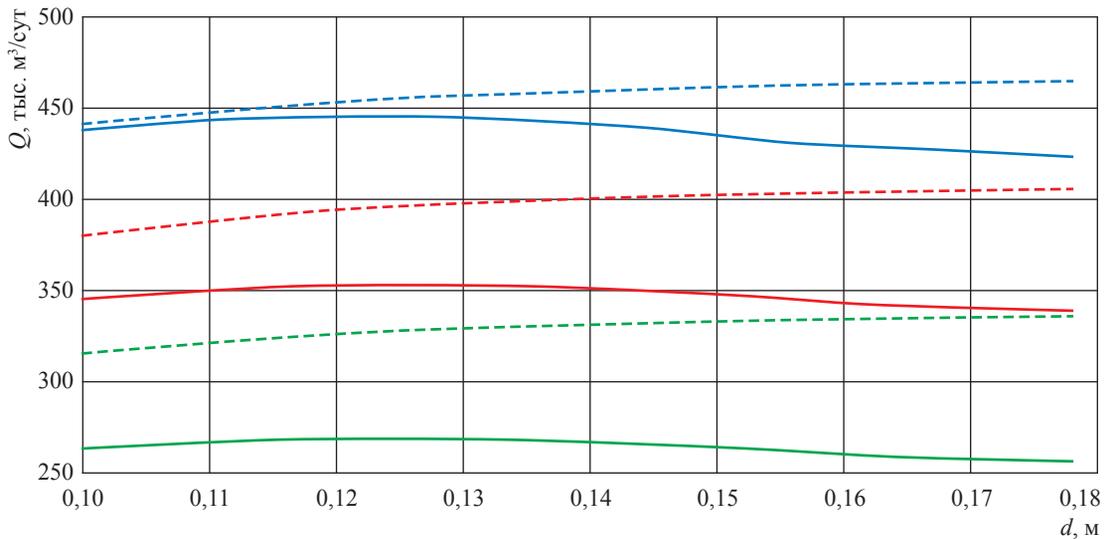


Рис. 7. Зависимость дебита от диаметра вскрытого участка ствола скважины длиной $L = 1000$ м: см. экспликацию к рис. 6

режиме эксплуатации скважины газ поступает в ствол вдоль всей длины вскрытого интервала. Однако так происходит не всегда [3].

Для оценки влияния конструкции горизонтальной скважины на технологические параметры ее работы проведены серии расчетов, результаты которых показаны на рис. 5–9. При заданных основных параметрах конструкции скв. 106.3 Ковыктинского ГКМ (глубине забоя, диаметре лифтовой колонны) варьировались длина и диаметр субгоризонтального участка ствола скважины.

На рис. 5 видно, что наличие жидкости приводит к ограничению длины работающего интервала L , которая зависит от его диаметра. Так, при начальном $P_{\text{пл}}$ длина работающего вскрытого интервала варьирует в пределах 850...1250 м в зависимости от d . Это связано с тем обстоятельством, что при достаточно малых скоростях газа вскрытый участок ствола частично заполнен жидкостью, причем на носке скважины давление устанавливается выше пластового вследствие действия закона гидростатики. При этом приток газа осуществляется только в вышележащий незаполненный жидкостью участок вскрытого интервала.

В случае однофазной продукции с ростом L дебит монотонно увеличивается (см. рис. 6), что соответствует выводам других исследователей [5–8]. В то же время при наличии жидкости увеличение L приводит к возрастанию Q только до определенного предела, после которого рост Q прекращается (см. точки 1, 2 и 3). По мере снижения пластового давления несколько увеличивается L (до 1800 м при $P_{\text{пл}} = 10,0$ МПа). Очевидно, рассмотренное явление ограничения длины работающего интервала в газовой скважине по причине наличия жидкости в продукции приводит к возникновению дополнительных требований к конструкции скважины, базирующихся на закономерностях газожидкостной гидродинамики. В частности, скапливание жидкости во вскрытом участке делает нецелесообразным бурение ствола длиннее максимального работающего интервала. Отметим, что применительно к чисто газовой скважине такого жесткого ограничения на длину субгоризонтального ствола не существует.

Диаметр вскрытого интервала также оказывает влияние на технологические параметры работы скважины, причем в случаях однофазного и двухфазного потоков это влияние существенно различается (см. рис. 7). В случае

однофазного потока увеличение d однозначно улучшает гидродинамическую характеристику скважины. В то же время при наличии жидкости увеличение d субгоризонтального участка ствола, с одной стороны, улучшает фильтрационные свойства пласта, а с другой стороны, приводит к уменьшению локальных скоростей газожидкостного потока в стволе, что ухудшает динамику жидкой фазы и усиливает тенденцию накапливания жидкости. Конфликт этих двух факторов приводит к возникновению максимума на зависимости рабочего дебита Q от d . Следовательно, с точки зрения рационального использования упругой энергии пластового газа существует оптимальный диаметр вскрытого участка субгоризонтального ствола. Расчеты, проведенные при различных значениях $P_{\text{пл}}$, показали, что для условий скв. 106.3 Ковыктинского ГКМ оптимальный диаметр вскрытого участка ствола равен 0,13...0,14 м (см. рис. 7). Заметим при этом, что в рассмотренных условиях при варьировании диаметра Q колеблется незначительно – в пределах $\pm 5\%$. Тем не менее в условиях завершающей стадии этот фактор может оказаться весьма существенным.

Как и следовало ожидать, с увеличением угла наклона к горизонту максимальная длина субгоризонтального участка ствола уменьшается. Поскольку углы наклона субгоризонтальных окончаний реальных скважин, как правило, несколько изменяются в продольном направлении, в ряде случаев это изменение

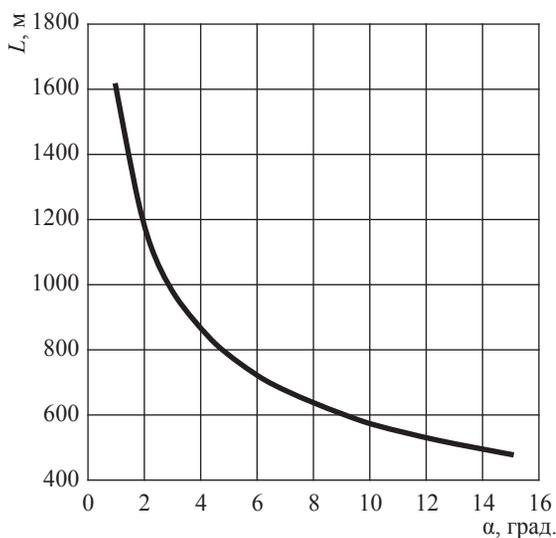


Рис. 8. Зависимость максимальной длины работающего интервала от угла наклона субгоризонтального участка ствола

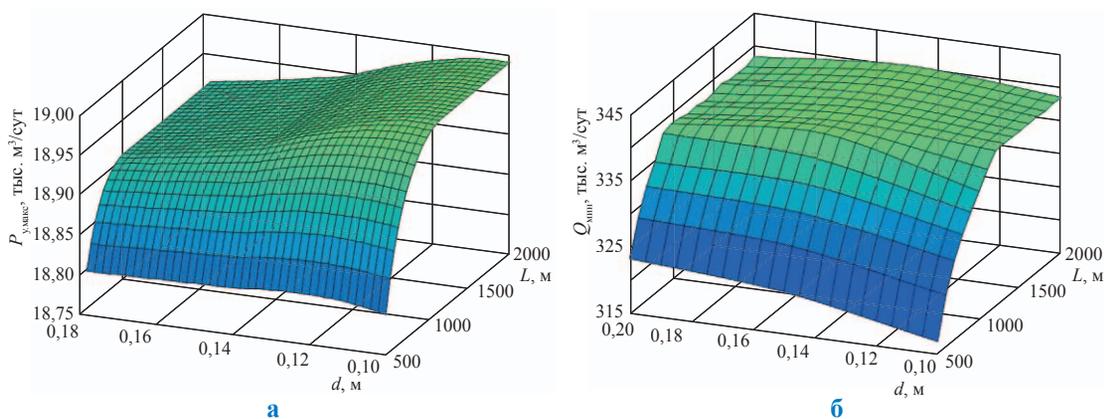


Рис. 9. Зависимость максимального устьевого давления (а) и минимального дебита (б) устойчивой эксплуатации скважины от диаметра и длины вскрытого интервала

целесообразно учитывать при расчетах. Однако у рассматриваемой скважины (см. рис. 8) угол α вскрытого интервала изменяется незначительно, что позволяет принять значение α неизменным по всей длине.

Рис. 9 свидетельствует, что влияние геометрических характеристик вскрытого интервала субгоризонтальной скважины на параметры предельного режима ее работы имеют сложный характер, что также необходимо учитывать при составлении технологических режимов работы скважин и промысла в целом, особенно на поздней стадии разработки.

Выполненные расчеты показали необходимость учета наличия жидкой фазы при расчете параметров работы горизонтальных скважин. Наиболее существенным результатом анализа работы субгоризонтальных скважин при

наличии жидкости в продукции является обоснование наличия ограничения ствола по длине и оптимального диаметра вскрытого интервала, а также обеспечение возможности количественного определения влияния угла наклона субгоризонтального участка на показатели работы скважины.

Представленная методика, основанная на результатах экспериментальных исследований газожидкостных потоков, рекомендуется для использования как при выборе конструкции горизонтальных скважин, включая длину, диаметр и угол наклона вскрытого интервала, так и при расчетах оптимальных технологических режимов.

Отметим, что разработанная методика и эмпирические корреляции будут в дальнейшем уточняться по мере пополнения банка экспериментальных данных о газожидкостных потоках в трубах.

Список литературы

1. Малых А.С. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления в уравнении стационарного притока газа к горизонтальной скважине / А.С. Малых, А.А. Соколов. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 40 с.
2. Меньшиков Е.Н. Критерии стабильной работы промысловых шлейфов с полным выносом жидкости из трубопроводов / Е.Н. Меньшиков, В.В. Моисеев, А.Н. Харитонов и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 10. – С. 25–29.
3. Кирсанов С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 50–55.
4. Николаев О.В. Влияние жидкости на эксплуатацию газовых скважин с протяженным вскрытым интервалом на поздней стадии разработки месторождений / О.В. Николаев, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов и др. // Газовая промышленность. – В печати.

5. Джоши С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины / С.Д. Джоши. – Краснодар: Советская Кубань, 2003. – 424 с.
6. Алиев З.С. Теоретические и технологические основы применения горизонтальных скважин для освоения газовых и газоконденсатных месторождений / З.С. Алиев, Д.А. Мараков, Е.М. Котлярова и др. – М.: Недра, 2014. – 450 с.
7. Перемышцев Ю.А. Теория и практика расчета добычных возможностей наклонных и горизонтальных газовых скважин / Ю.А. Перемышцев, Д.Ю. Неутолимов, В.Д. Усачев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – 70 с.
8. Черных В.А. Аналитические методы моделирования продуктивности горизонтальных скважин / В.А. Черных, В.В. Черных. – М.: Нефть и газ, 2011. – 350 с.

How liquid in a product of a horizontal gas well affects technological parameters of its operation

K.N. Guzhov¹*, O.V. Nikolayev¹, A.V. Yegorichev¹, O.V. Buzinova¹, I.V. Stonozhenko¹, S.A. Khokhlov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The main advantage of horizontal wells application at development of gas and gas-condensate fields is their high productivity together with reduction of risks of underlying waters breakthrough and rocks disintegration in a bottom-hole area. Operation modes for horizontal wells are calculated using hydrodynamic ratios for one-phase flows, but the presence of liquid in well products can seriously distort real parameters of the operation modes as compared with the dry wells.

The article studies the effect which a liquid phase of a product imposes upon the operational characteristics of wells with subhorizontal endings. A procedure for calculating extreme and running conditions of horizontal wells operation is suggested. It takes into consideration presence of liquid in well product. Also a new approach to optimization of bottomhole structure for horizontal wells is worked out. It is shown that liquid influences the modes of well operation at all stages of field development, but at the stage of declining production such influence becomes governing. The presented calculations are based on the results of the experimental testing of gas-liquid flows carried out in the Gazprom VNIIGAZ LCC using a special test stand.

Keywords: horizontal well, pressure drop, flow pattern, gas-liquid flow.

References

1. MALYKH, A.S. and A.A. SOKOLOV. *Determination of flow coefficients in the equation of stationary gas influx to a horizontal well* [Opredeleniye koeffitsiyentov filtratsionnogo soprotivleniya v uravnenii statsionarnogo pritoka gaza k gorizontальной slvazhine]. Moscow: IRTs Gazprom, 2004. (Russ.).
2. MENSHIKOV, Ye.N., V.V. MOISEYEV, A.N. KHARITONOV et al. Criteria for stable operation of the in-field pipelines with complete liquid carry-off [Kriterii stabilnoy raboty promyslovykh shleyfov s polnym vynosom zhidkosti iz truboprovodov]. *Gazovaya promyshlennost*. 2017, no. 10, pp. 25–29. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. KIRSANOV, S.A., V.N. GORDEYEV, O.V. NIKOLAYEV et al. Empiric hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows in gas wells at a late stage of field development [Empiricheskaya gidrodinamicheskaya model vertikalnykh gazozhidkostnykh potokov va gazovykh skvazhinakh na pozdney stadia razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya promyshlennost*. 2017, no. 4 (751), pp. 50–55. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. NIKOLAYEV, O.V., I.V. STONozHENKO, K.N. GUZHov et al. Liquid effect to operation of gas wells with an extensive uncovered interval at a late stage of field development [Vliyaniye zhidkosti na ekspluatatsiyu gazovykh skvazhin s protyazhennym vskrytym intervalom na pozdney stadia razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya promyshlennost*. In press. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. DZHOSH, D.D. *Principals of a horizontal-well technology* [Osnovy tekhnologii gorizontальной skvazhiny]. Krasnodar: Sovetskaya Kuban, 2003. (Russ.).
6. ALIYEV, Z.S., D.A. MARAKOV, Ye.M. KOTLYAROVA et al. *Theoretical and engineering foundation for application of horizontal wells in development of gas and gas-condensate fields* [Teoreticheskiye i tekhnologicheskiye osnovy primeneniya gorizontальных skvazhin dlya osvoyeniya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
7. PEREMYSHTSEV, Yu.A., D.Yu. NEUTOLIMOV and V.D. USACHEV. *Theory and practice of production capacity calculating for inclined and horizontal gas wells* [Teoriya i praktika rascheta dobychnykh vozmozhnostey naklonnykh i gorizontальных gazovykh skvazhin]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. (Russ.).
8. CHERNYKH, V.A. and V.V. CHERNYKH. *Analytical methods for simulating productivity of horizontal wells* [Analiticheskiye metody modelirovaniya produktivnosti gorizontальных slvazhin]. Moscow: Neft i gaz, 2011. (Russ.).

УДК 622.324.:622.23.02

Влияние эффективного давления на изменение физических и коллекторских свойств горных пород

О.В. Иселидзе^{1*}, А.В. Дахнов¹, Е.Б. Григорьев¹, Е.О. Семёнов¹, И.Б. Крюкова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Одной из задач исследования керна является получение интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин (ГИС). Поскольку разработка газовых месторождений происходит в условиях изменяющегося эффективного давления, на установке высокого давления ПУМА-650 проведены исследования коллекции образцов песчаников в условиях эффективного давления, меняющегося в пределах 2...37 МПа. Получены зависимости пористости в пластовых условиях от пористости в атмосферных условиях, параметра пористости от коэффициента пористости в атмосферных и пластовых условиях, а также интервального времени от коэффициента пористости в пластовых условиях. Показана эффективность использования данных ГИС для определения емкостных свойств пород-коллекторов.

Ключевые слова:

эффективное давление, коллекторские свойства, параметр пористости, коэффициент пористости.

Исследование горных пород в пластовых условиях является одной из актуальных задач при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа. В этом направлении проведена большая работа [1–8], но все еще недостаточно изучено влияние термобарических условий на характер изменений физических и коллекторских свойств горных пород.

В работе В.М. Добрынина [3] показано, что изменение физических свойств коллекторов нефти и газа под влиянием горного и пластового давлений объясняется их деформациями. Также отмечено, что физические свойства коллекторов в естественном залегании в значительной степени определяются объемом и структурой порового пространства [3]. Но в связи с низкой сжимаемостью породообразующих минералов, слагающих скелет коллекторов, объемная деформация горных пород должна обуславливаться главным образом уменьшением объема порового пространства. Следовательно, коэффициент сжимаемости пор коллекторов должен служить одной из основных характеристик при изучении зависимости физических свойств коллекторов от давления.

При разработке месторождений происходит снижение пластового давления $P_{пл}$, в результате чего увеличивается эффективное давление $P_{эф}$.

$$P_{эф} = P_{вс} - nP_{пл}, \quad (1)$$

где $P_{вс}$ – всестороннее (горное) давление; n – коэффициент разгрузки, зависящий от свойств пород (далее примем $n = 1$).

Для изучения деформационных процессов, происходящих в пласте при разработке месторождений, и оценки влияния $P_{эф}$ на изменение физических и коллекторских свойств образцов горных пород авторами выполнены экспериментальные исследования в условиях, моделирующие пластовые. Исследованные образцы горных пород-коллекторов в количестве 42 шт. представлены хорошо отсортированными низко глинистыми средне-мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. Содержание кварца в образцах колеблется в пределах 84...95 %. По классификации Ханина породы относятся к 1-му – 3-му классам, открытая пористость в атмосферных условиях составляет 9,7...19,9 %. Цемент контактово-регенерационный кварцевый, порово-пленочный и поровый глинистый; неравномерно встречается сгустковый, поровый, крупнокристаллический, ангидритовый или доломитовый, содержание которого не превышает 15 %.

Исследования проводились на установке высокого давления ПУМА-650. Предварительно насыщенные моделью пластовой воды образцы горных пород размером 30×30 мм помещались в камеру высокого давления. После этого постепенно, ступенчато, увеличивали $P_{\text{вс}}$ до 15 МПа и поровое давление до 13 МПа, вследствие чего достигалось начальное $P_{\text{эф}} = 2$ МПа. Затем также ступенчато увеличивали $P_{\text{вс}}$ до 50 МПа, поддерживая поровое давление на уровне 13 МПа и тем самым поднимая $P_{\text{эф}}$ до 37 МПа.

Полученные экспериментальные результаты позволили построить график зависимости пористости исследованных образцов горных пород в пластовых условиях ($K_{\text{п.пл}}$) от их пористости в атмосферных условиях ($K_{\text{п.атм}}$). Названная зависимость аппроксимируется линейным уравнением

$$K_{\text{п.пл}} = 0,97 K_{\text{п.атм}} - 0,25 \quad (2)$$

с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,99$ (рис. 1).

Анализ данных, полученных в результате увеличения $P_{\text{эф}}$ с 2 до 37 МПа, показывает, что $K_{\text{п.пл}}$ исследованных образцов в среднем по коллекции уменьшается с 16,3 до 15,57 %. Применительно к исследуемой коллекции уравнение (2) может быть использовано для оценки пористости в пластовых условиях.

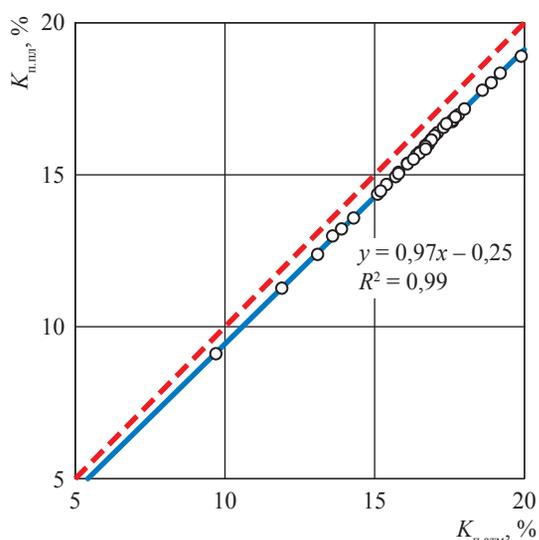


Рис. 1. Зависимость пористости образцов горных пород в пластовых условиях от пористости в атмосферных условиях

Как уже отмечалось, во время эксперимента изменение порового объема определялось в условиях увеличения $P_{\text{эф}}$. При этом известно, что сжимаемость порового объема на один-два порядка больше сжимаемости скелета породы и практически все изменения происходят за счет уменьшения порового объема.

По результатам испытаний определены значения проницаемости $K_{\text{пр}}$ при значениях $P_{\text{эф}}$ в диапазоне 1...37 МПа. Для оценки относительного снижения проницаемости построен график зависимости проницаемости $K_{\text{пр}}(P_{\text{эф}})/K_{\text{пр}}(1 \text{ МПа})$ (где $K_{\text{пр}}(1 \text{ МПа})$ – проницаемость породы при давлении обжима 1 МПа) от эффективного давления для образца из исследованной коллекции с наибольшим изменением проницаемости (рис. 2). В этом случае за единицу принята $K_{\text{пр}}(1 \text{ МПа})$.

Анализ полученных экспериментальных результатов показывает, что максимальное уменьшение проницаемости исследованного образца при $P_{\text{эф}} = 37$ МПа по отношению к проницаемости при начальном значении $P_{\text{эф}} = 1$ МПа составляет $1581 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, т.е. $K_{\text{пр}}$ уменьшилась на 50,7 %. Отметим, что сжимаемость порового пространства для данного образца составила 1,38 1/ГПа. Среднее значение сжимаемости пор исследованной коллекции составляет 1,27 1/ГПа.

Известно, что акустический метод в совокупности с другими геофизическими методами

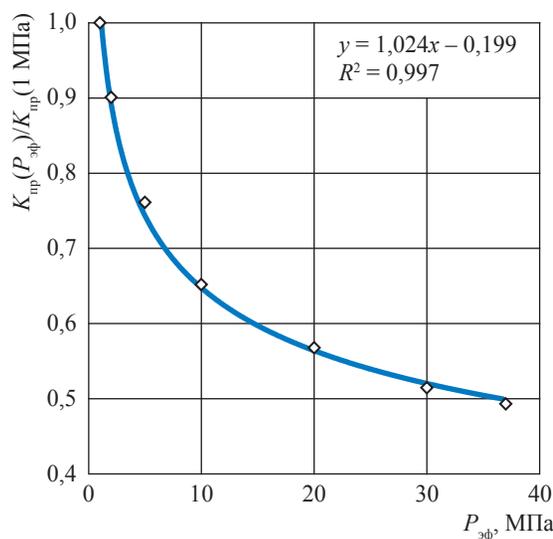


Рис. 2. Зависимость относительного снижения проницаемости образца от роста эффективного давления

используется для литологического расчленения разреза и определения коэффициента пористости K_n по величине интервального времени распространения продольной волны dt_p исходя из зависимости $dt_p = f(K_n)$. Акустические характеристики горных пород зависят от многих факторов, в том числе от литолого-минералогического состава, объема и структуры порового пространства, степени сцементированности и типа цемента, типа флюида, насыщающего поровое пространство, термобарических условий и др. Полученные экспериментальные результаты позволили построить зависимости между dt_p и K_n в атмосферных и пластовых условиях (рис. 3).

Видно (см. рис. 3), что интервальное время продольной волны как в атмосферных ($dt_{p,атм}$), так и в пластовых ($dt_{p,пл}$) условиях увеличивается с ростом открытой пористости пород, и эти зависимости с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,72...0,77$ можно описать линейными уравнениями:

$$dt_{p,атм} = 7,69 (K_{п,атм}) + 154,09; \tag{3}$$

$$dt_{p,пл} = 4,71 (K_{п,пл}) + 153,86. \tag{4}$$

Во многих работах (см., например, [4]) отмечается, что для хорошо сцементированных терригенных и карбонатных пород, как правило, интервальное время в скелете в атмосферных и пластовых условиях (см. уравнения (3) и (4)) одинаково либо отличается

несущественно. Полученные авторами результаты не противоречат этим выводам (см. рис. 3). Величины свободных членов в уравнениях (3) и (4) равны 154,1 и 153,9 мкс/м и соответствуют значениям интервального времени продольной волны в минеральном скелете горных пород ($dt_{p,ск}$) для исследованной коллекции. Отмечается [8], что даже для мономинеральной породы, состоящей из зерен данного минерала, при атмосферных условиях величина $dt_{p,ск}$ может изменяться в зависимости от состояния поверхности зерен и акустического контакта между ними. Например, существенно различаются экспериментальные значения $dt_{p,ск}$ для кварцевого песчаника с регенерационным силикатным цементом, спаивающим зерна кварца в единый каркас, и песчаника без регенерационного цемента, в котором непосредственный акустический контакт между зернами отмечается только в точках их соприкосновения. Значение $dt_{p,ск}$ для чисто кварцевых песчаников равно 164 мкс/м. В нашем случае пониженные значения $dt_{p,ск}$ (154,1 и 153,9 мкс/м), по всей видимости, обусловлены наличием контактово-регенерационного и доломитового цемента.

Определение удельного электрического сопротивления образцов горных пород, 100%-но насыщенных моделью пластовой воды, выполнялись на установке ПУМА-650 в условиях, моделирующих пластовые. В процессе испытаний на каждой ступени увеличения давления определяли величину удельного электрического сопротивления 100%-но водонасыщенных образцов горных пород ($\rho_{вн}$) по формуле

$$\rho_{вн} = R_{обр} (S_{обр} / L_{обр}), \tag{5}$$

где $R_{обр}$ – электрическое сопротивление образца, Ом; $S_{обр}$ – площадь поперечного сечения образца, м²; $L_{обр}$ – длина образца, м.

По полученным данным рассчитаны значения параметра пористости P_n . Параметр P_n определяется как отношение удельного электрического сопротивления 100%-но насыщенного образца к удельному электрическому сопротивлению модели пластовой воды, насыщающей образец, $\rho_в$:

$$P_n = \rho_{вн} / \rho_в. \tag{6}$$

Прежде всего, P_n характеризует объем токопроводящего пространства пород и его структуру. Зависимость $P_n = f(K_n)$ является

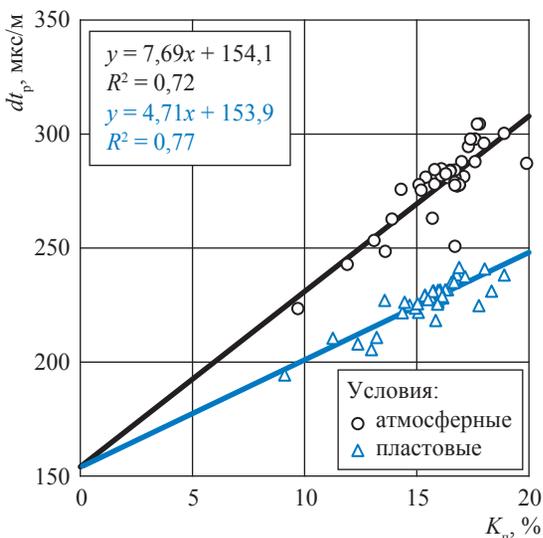


Рис. 3. Сопоставление интервального времени и пористости в атмосферных и пластовых условиях

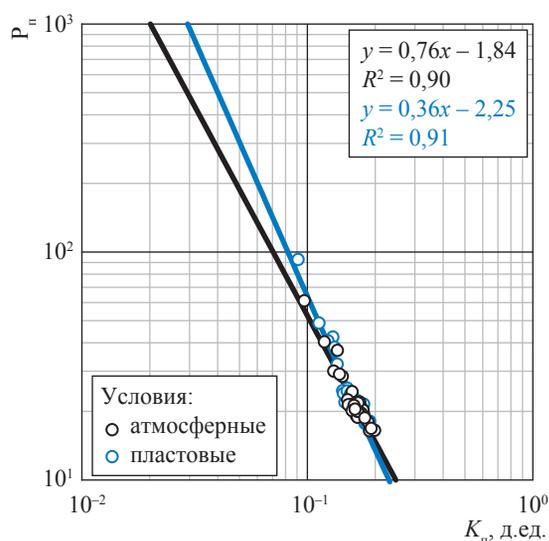


Рис. 4. Зависимость параметра пористости от открытой пористости в атмосферных и пластовых условиях

основой интерпретационной модели при определении K_n по данным электрических методов геофизических исследований скважин. Полученные экспериментальные данные позволяют изучить влияние $P_{эф}$ на зависимость между P_n и пористостью образцов горных пород при моделировании пластовых условий (рис. 4).

Зависимость $P_n = f(K_n)$ для исследованных образцов горных пород в атмосферных ($P_{п.атм}$) и пластовых ($P_{п.пл}$) условиях может быть с высокой степенью достоверности ($R^2 = 0,90 \dots 0,91$) аппроксимирована степенными уравнениями:

$$P_{п.пл} = 0,36 K_{п.пл}^{-2,25}, \quad (7)$$

$$P_{п.атм} = 0,76 K_{п.пл}^{-1,84}. \quad (8)$$

Изменение сопротивления пород при увеличении эффективного давления обусловлено снижением пористости, повышением извилистости поровых каналов, степени уплотнения пород и др., в результате чего структурный показатель¹ изменяется (см. рис. 4). Отмечается, что с усложнением структуры порового пространства, как правило, структурный показатель растет [4]. По экспериментальным данным, структурный показатель сильно сцементированных песчаников превышает 2 [5]. В нашем случае для образцов горных пород, исследованных при моделировании пластовых условий, структурный

показатель составляет 2,25. Повышенное значение структурного показателя, по-видимому, обусловлено, кроме ранее сказанного, присутствием небольшого количества карбонатного цемента.

Таким образом, в результате испытаний, проведенных на образцах горных пород в условиях, моделирующих пластовые ($P_{эф} = 37$ МПа):

1) определена зависимость (см. уравнение (2)) пористости горной породы в пластовых условиях от ее пористости в атмосферных условиях;

2) для исследованной коллекции в диапазоне изменения эффективного давления 2...37 МПа установлена средняя величина изменения пористости;

3) получены зависимости интервального времени и параметра пористости от пористости в пластовых условиях, позволяющие оценить возможность использования данных электрометрии и акустических исследований скважин при оценке емкостной характеристики пласта.

Список литературы

1. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвиенко, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979.
2. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.Н. Павлова. – М.: Недра, 1975.
3. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970.
4. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. – М.: Недра, 1987.
5. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975.
6. Рыжов А.Е. Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа / А.Е. Рыжов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008.
7. Орлов Л.И. Геология нефти и газа / Л.И. Орлов, В.Г. Топорков, Е.Ф. Жук и др. – М., 1981.
8. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978.

¹ Показатель степени в уравнениях (7), (8) называется разными авторами «структурным показателем» или «степенью цементации».

Impact of effective pressure to changing of physical properties and collectability of rocks

O.V. Iselidze^{1*}, A.V. Dakhnov¹, Ye.B. Grigoryev¹, Ye.O. Semenov¹, I.B. Kryukova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Among the aims of core investigations is composing of interpretation models, which provide quantitative processing of the logging data. As the gas fields are being developed in conditions of changing effective pressure, a collection of sandstone samples has been studied under effective pressure changing within the range of 20...37 MPa at the PUMA-650 high pressure plant. Therefore, some dependencies are acquired, namely: a dependence of in-city porosity from porosity in atmospheric conditions, a dependence of a void parameter from the void ratios in the in-city and atmospheric conditions, a dependence of the interval time from an in-city void ratio. The effectiveness of well logs application for determination of reservoir properties is shown.

Keywords: effective pressure, collectability, void parameter, voids ratio.

References

1. AVCHAN, G.M., A.A. MATVIYENKO, Z.B. STEFANKEVICH. *Petrophysics of sedimentary rocks in subsurface conditions* [Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
2. PAVLOVA, N.N. *Deformative and collecting properties of rocks* [Деформационные и коллекторские свойства горных пород]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
3. DOBRYNIN, V.M. *Deformation and modification of physical properties of oil and gas reservoirs* [Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
4. ORLOV, L.I., Ye.N. KARPOV, V.G. TOPORKOV. *Petrophysical research of oil and gas reservoirs* [Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
5. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods for determination of collectability and oil-gas saturation of rocks* [Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтесыщениости горных пород]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
6. RYZHOV, A.Ye., V.S. ZHUKOV, O.V. ISELIDZE et al. *Dynamics of physical properties of the productive rock samples at development of oil and gas fields* [Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008. (Russ.).
7. ORLOV, L.I., V.G. TOPORKOV, Ye.F. ZHUK et al. *Oil and gas geology* [Геология нефти и газа]. Moscow, 1981. (Russ.).
8. VENDELSHTEYN, B.Yu. and R.A. REZVANOV. *Geophysical methods for determination of oil-gas reservoirs' parameters* [Геофизические методы определения параметров нефтяных коллекторов]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).

УДК 622.691.6::65.011.44

Сравнительные экономические характеристики гидратной транспортировки природного газа

С.И. Долгаев^{1*}, В.Г. Квон¹, В.А. Истомин¹, Ю.А. Герасимов¹, А.А. Тройникова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: S_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

гидратная транспортировка природного газа, СПГ, КПП, экономический анализ технологий транспортировки.

Тезисы. Разработка газовых месторождений связана с экономически обоснованным выбором технологии транспортировки газа. В работе представлен обзор экономических характеристик газотранспортных технологий СПГ (сжиженный природный газ), КПП (компримированный природный газ) и ГПП (гидраты природного газа), которые могут рассматриваться в качестве альтернативы газопроводной транспортировке природного газа. Целевым объектом исследования является технология транспортировки природного газа в виде его гидратов – ГПП.

На основе анализа состава, технических характеристик оборудования и транспортных средств перевозки КПП, СПГ и ГПП разработана экономическая модель. Оценка экономической эффективности ГПП-технологии проводится на основе ее сравнения с газотранспортными технологиями СПГ и КПП, что является отражением межтопливной конкуренции на газовом рынке. На основе проведенных расчетов определены области эффективной применимости технологий ГПП и КПП, СПГ в координатах «объем природного газа – расстояние транспортировки».

В работе анализируются технологии транспортировки сжиженного, компримированного природного газа и гидратов природного газа, которые рассматриваются как дополнительные к технологии магистральной транспортировки. Основным фактором, определяющим технологические решения в области транспортировки газа, является агрегатное состояние природного газа, которое может изменяться на пути от месторождения до конечного потребителя. Агрегатные состояния транспортируемого газа характеризуются содержанием природного газа, измеряемым в нормальных метрах кубических (н.м³), в единице объема товарной продукции (табл. 1).

Гидратная технология (ГПП) транспортировки природного газа в отличие от известных технологий СПГ и КПП является относительно новой. Она разработана в последнее десятилетие, и на данный момент в мире осуществлен только один пилотный проект по перевозке природного газа в гидратном состоянии [1–3]. В настоящее время активно развиваются и проекты по транспортировке КПП и СПГ. В связи с этим актуален вопрос о потенциальной области применимости ГПП в сравнении с другими газотранспортными технологиями как для трансконтинентальных поставок природного газа, так и для альтернативного газоснабжения локальных потребителей.

Основой развития ГПП-технологии являются физико-химические свойства газовых гидратов, позволяющие разрабатывать оригинальные технологические решения.

Таблица 1

Объемное содержание природного газа в подготовленной для его транспортировки товарной продукции

Технология*	Агрегатное состояние	Физическая плотность, кг/м ³	Объемное содержание газа, н.м ³ /м ³
Компримированный природный газ (КПП)	Газообразное	150...250	< 180
Сжиженный природный газ (СПГ)	Жидкое	400...500	600
Гидраты природного газа (ГПП)	Твердое	900	120...180
Адсорбированный природный газ (АПП)	Сорбированное	400...500	120...200

* Здесь и далее в целях облегчения восприятия текста аббревиатурами СПГ, КПП и ГПП обозначены газотранспортные технологии, в рамках которых в качестве товарной продукции выступают соответственно сжиженный природный газ, компримированный природный газ, гидраты природного газа.

К таким свойствам можно отнести твердое агрегатное состояние, значительное удельное газосодержание и длительное сосуществование различных метастабильных фаз, проявляющееся в эффекте замедленного разложения газогидратных частиц («самоконсервация» гидратов). Гидрат природного газа является соединением включения, и его можно рассматривать как «молекулярный контейнер», в котором молекулы метана хранятся в клатратных полостях льдоподобного кристаллического каркаса, состоящего из молекул воды [4–7]. За счет ван-дер-ваальсового взаимодействия клатратных молекул газа с молекулами воды кристаллическая структура гидратов природного газа является термодинамически устойчивой в области умеренно высоких давлений и отрицательных и небольших положительных по Цельсию температур.

Идея использования газовых гидратов для транспортировки природного газа имеет давнюю историю и высказывалась еще в середине XX в. [8, 9]. В современный период к ней вернулись в контексте транспортировки природного газа с шельфовых месторождений с использованием крупнотоннажных морских танкеров [10]. Существенный прогресс в понимании технологических возможностей газовых гидратов произошел после обнаружения эффекта «самоконсервации» гидратов при атмосферном давлении и отрицательных по Цельсию температурах за счет покрытия гидратных частиц пленкой льда [11–15]. Эффект самоконсервации служит теоретическим фундаментом для дальнейших практических применений транспортировки и хранения природного газа в гидратном состоянии.

Возможность технологических операций с гидратами природного газа вне области высоких давлений существенно расширяет сферу их применения. Твердые газогидраты в виде покрытых льдом сферических гранул позволяют производить технологические операции с содержащимся в них природным газом как с твердым телом: транспортировать при атмосферном давлении, механизировать хранение, погрузку, выгрузку, распределение между потребителями. Такие технологические возможности инициировали разработку новых межконтинентальных и локальных газотранспортных проектов. В последнее время детально исследовались технологические аспекты использования гранулированных гидратов природного газа в проектах морской танкерной

транспортировки природного газа, а также локального газоснабжения [16–19]. Основной акцент в этих исследованиях делался на технологическую часть проектов, в то время как вопросы экономической эффективности уходили на второй план. В условиях инновационного характера первых разработок и недостатка ценной информации такая ситуация была объяснима. Однако на современном этапе развития ГПГ вопросы экономической эффективности требуют всестороннего анализа для понимания практических перспектив этой газотранспортной технологии.

Обзор экономических исследований гидратной технологии

Следует отметить, что проблема определения «экономических ниш» применения ГПГ поднималась уже в первых работах, рассматривающих гидратный способ транспортировки природного газа [20]. Обсуждение проводилось в контексте технологических возможностей освоения шельфовых месторождений, отдаленных от действующих газопроводов, или же средних или малых газовых месторождений на суше, разработка которых с использованием трубопроводной транспортировки природного газа является нерентабельной по причине высоких капитальных и операционных затрат.

В англоязычной литературе для определения природного газа таких месторождений используются специальные термины: «stranded» – труднодоступный; «marginal» – «малопродуктивный», или «маргинальный».

Доставка такого газа на рынки представляет определенную проблему и требует разработки новых технологических решений в области его транспортировки и хранения. В качестве технологий доставки газа рассматривались танкерная перевозка КПГ и СПГ, а также технология *англ.* «gas to liquid» (GTL) – переработка газа в синтетическое жидкое топливо (СЖТ). Что касается транспортировки гидратов природного газа, то первоначально обсуждалась технологическая возможность танкерной их перевозки в виде жидкой гидратоводяной массы (льдо-гидратной водяной шуги, *англ.* slurry). Впоследствии был предложен более технологичный способ транспортировки покрытых оболочкой льда гранул, основывающийся на эффекте «самоконсервации» гидратов при отрицательных по Цельсию температурах. В качестве конкретных примеров

рассматривались варианты транспортировки газа с месторождений норвежского сектора Баренцева моря на европейский рынок [20] и с месторождений Индонезии на газовый рынок Японии. Естественной технологией для сравнения явилась технология СПГ. Рассматривались проекты танкерной поставки 4,1 млрд м³ природного газа в год на расстояние 6500 км из Норвегии в континентальную Европу. По результатам расчетов, капитальные затраты ГПГ-проекта оказались на 24 % ниже, чем СПГ-проекта той же производительности (табл. 2).

Оценка капитальных затрат для локальных ценовых условий газотранспортных цепочек ГПГ с годовыми производительностями, эквивалентными производительности цепочек СПГ, проведена совместно независимыми группами исследователей из Норвегии (судоостроительная компания Aker Kvaerner) и Японии (генерирующая компания J-Power) (табл. 3) [21].

Полученные норвежскими исследователями данные о зависимости капитальных затрат от дальности транспортировки природного газа при реализации технологий СПГ, ГПГ, СЖТ и трубопроводного транспорта представлены на рис. 1 [20].

Специалисты японской судоостроительной корпорации Mitsui Engineering & Shipbuilding провели сравнительную оценку капитальных затрат на производство, транспортировку

и регазификацию танкерных поставок ГПГ и СПГ [22]. Также оценивалась себестоимость перевозки ГПГ и СПГ для двух газотранспортных проектов с внутренней нормой доходности (ВНД) 10 % (табл. 4, рис. 2) [22]. Исследователи пришли к выводам, что себестоимость природного газа, поставляемого в виде ГПГ, меньше по сравнению с СПГ и ГПГ-поставки газа в объемах менее 1 млн т в год в СПГ-эквиваленте являются

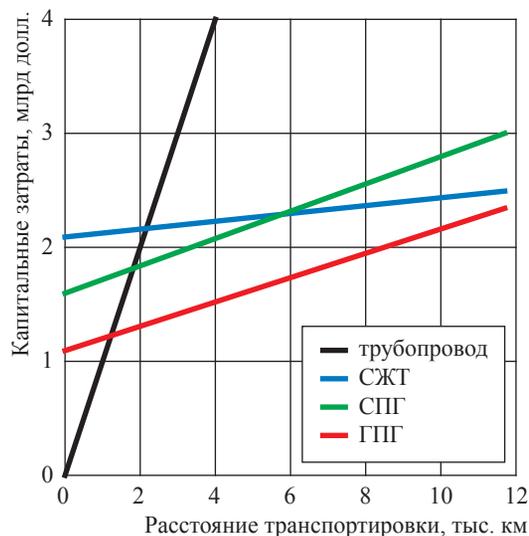


Рис. 1. Капитальные затраты на проекты транспортировки газа в зависимости от расстояния

Таблица 2

Сравнительные капитальные затраты СПГ- и ГПГ-проектов, млн долл. (%) в год, поставки 4,1 млрд м³ природного газа на расстояние 6500 км [20]

Технологический этап	СПГ	ГПГ	Экономия при использовании ГПГ в сравнении с СПГ
Производство	1220 (51)	792 (44)	428 (35)
Танкеры	750 (32)	704 (39)	46 (6)
Регазификация	400 (17)	317 (17)	83 (21)
Всего	2370 (100)	1813 (100)	557 (24)

Таблица 3

Капитальные затраты ГПГ-проектов разной производительности, млн долл.

Технологический этап	По оценкам	Производительность проекта, млн т СПГ / год			
		0,5	1	2	3
Производство	Aker	284	456	743	992
	J-Power	–	325	567	788
Танкеры	Aker	269	359	538	628
	J-Power	–	360	720	1080
Регазификация	Aker	83	116	174	218
	J-Power	–	63	110	152
Всего	Aker	636	931	1455	1838
	J-Power	–	748	1397	2020

Таблица 4

Расчет капитальных затрат для двух газотранспортных проектов

Показатель	Проект 1		Проект 2	
	ГПГ	СПГ	ГПГ	СПГ
Расстояние транспортировки, км	2800	2800	6500	6500
Годовой объем газа	млн т СПГ	0,4	1,0	1,0
	млрд м ³	0,552	0,552	1,380
Масса перевозимой товарной продукции, млн т / год	3,0	0,4	8,0	1,0
Отгрузочные емкости, м ³	2×50000	1×30000	4×55000	1×125000
Дедвейт танкеров, т	2×60000	1×30000	4×130000	1×125000
Приемные емкости, м ³	2×50000	1×30000	4×55000	1×125000
Капитальные затраты, млн долл.	производство и хранение	180	230	330
	танкерная транспортировка	80	100	240
	регазификация	60	110	110
	всего	320	440	680

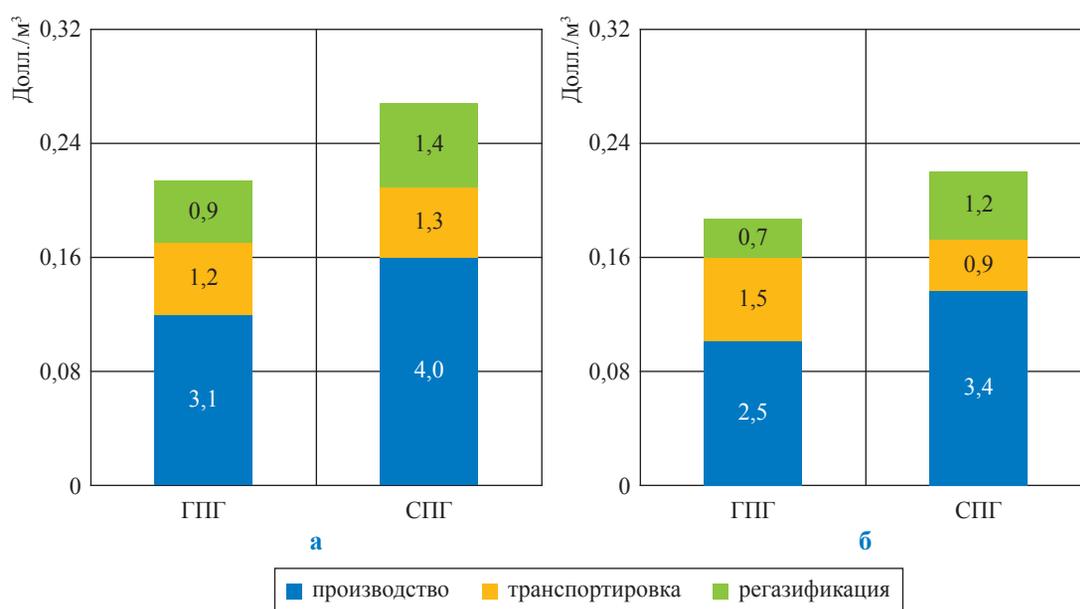


Рис. 2. Вклад технологических этапов в удельную себестоимость ГПГ- и СПГ-проектов: а – проект 1; б – проект 2 (см. табл. 4)

более эффективными по сравнению с поставками СПГ для приемных терминалов малой производительности. По мнению специалистов Mitsui, ГПГ-транспортировка перспективна для разработки малых и средних по запасам газовых месторождений Юго-Восточной Азии, а также для поставок газа этих месторождений малым потребителям, в особенности генерирующим компаниям и коммунальным предприятиям, расположенным в прибрежной зоне.

Специалистами Mitsui выполнена также сравнительная экономическая оценка проектов (срок – 20 лет, норма дисконта – 10 %) морской ГПГ-, СПГ- и КППГ-транспортировки 1 млн т газа в СПГ-эквиваленте по общим

затратам на проект в сумме капитальных затрат CAPEX (от *англ.* capital expenditures) и операционных расходов OPEX (от *англ.* operating expenses) (рис. 3) [23]. За 100 % приняты затраты ГПГ-проекта, при этом затраты СПГ-проекта составили 116 %, а КППГ-проекта – 126 %. Таким образом, по сравнению с СПГ и КППГ технология ГПГ характеризуется меньшими затратами.

Дальнейший анализ ГПГ выявил ее относительную доходность по сравнению с традиционными технологиями [23]. На рис. 4 и 5 приведены зависимости ВНД¹ СПГ-, ГПГ-

¹ Графики на рис. 4, 5 и далее гистограмма на рис. 7 являются схематичными и носят качественный сравнительный характер. Шкала ВНД является относительной.

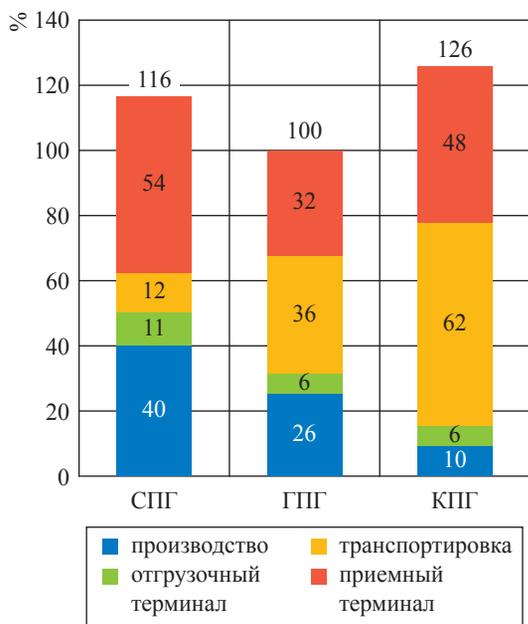


Рис. 3. Сравнение затрат жизненного цикла поставок СПГ, КПП и ГПП [23]

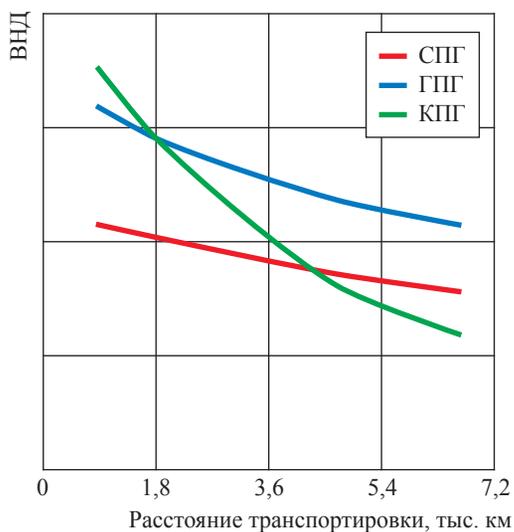


Рис. 5. Зависимость ВНД СПГ-, КПП- и ГПП-проектов от дальности транспортировки [23]

и КПП-проектов от объема и дальности транспортировки.

Норма рентабельности проектов естественным образом снижается при увеличении дальности транспортировки. Тем не менее по этому параметру ГПП демонстрирует лучшие показатели по сравнению с конкурирующими технологиями СПГ и КПП (см. рис. 5). Важно отметить, что для расстояний до 3600 км достаточную доходность демонстрирует транспортировка природного газа в сжатом виде, однако

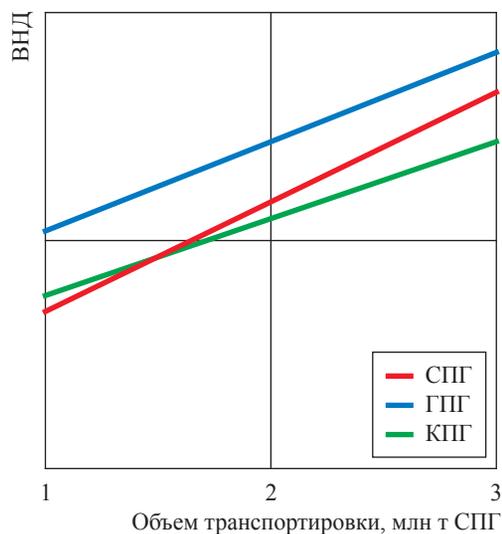


Рис. 4. Зависимость ВНД СПГ-, КПП- и ГПП-проектов от объема транспортировки [23]

с увеличением расстояния ВНД быстро падает и применение технологии КПП становится нецелесообразным.

Обобщенные оценки капитальных затрат танкерной транспортировки СПГ и КПП приведены в работе [24]. Табл. 5 показывает, что капитальные затраты на реализацию технологии КПП в разы ниже, чем для технологии СПГ.

Исследователи в рамках германского гидратного проекта SUGAR (*англ.* Submarine Gas hydrate Reservoirs) произвели оценку энергетических и экономических характеристик гидратной танкерной транспортировки природного газа в сравнении с трубопроводной, СПГ и КПП. Параметры модели приведены в табл. 6 [25].

На рис. 6 сравнивается энергоэффективность СПГ-, КПП- и ГПП-технологий транспортировки природного газа как энергоносителя на расстояние 1000 км при производительности транспортного цикла 175 млн м³ газа в год. На этапе производства расход энергии на получение КПП в разы меньше, чем на получение СПГ и ГПП. Энергозатраты на сжижение газа и производство гранул ГПП (получение гидратной массы ~ 41 %, гранулирование ~ 35 %, охлаждение гранул ~ 15 %) оцениваются примерно как равные. С другой стороны, расход энергии при транспортировке КПП и ГПП в разы больше, чем для СПГ. Это связано с тем, что при КПП- и ГПП-транспортировке метан составляет 10 и 12 % вес. транспортируемого

Таблица 5

Капитальные затраты на СПГ- и КПП-транспортировку газа, млн долл.

Статья расходов	СПГ		КПП	
	минимальные	максимальные	минимальные	максимальные
Производство	1500	3000	0	100
Загрузочный морской модуль	0	0	15	50
Танкеры	175	440	200	900
Приемный терминал	325	500	0	100
Разгрузочный морской модуль	0	0	15	50
Всего	2000	3920	230	1200

Таблица 6

Параметры расчетной модели по транспортировке природного газа

Переменные:	
Объем транспортировки, млн м ³ /год	180; 440; 880; 4400; 7000
Дальность транспортировки, км	200; 500; 1000; 2000; 5000; 10000
Физические и технические константы:	
Низшая теплота сгорания метана, кВт·ч/кг	13,9
Низшая теплота сгорания танкерного топлива, кВт·ч/кг	11,9
Плотность метана, кг/н.м ³	0,72
Плотность ГПГ, кг/м ³	929
Энергосодержание ГПГ, кВт·ч/кг	0,95
Скорость танкера, км/ч	35
КПД двигателя танкера	0,3
Суточные потери газа	0,002
Коэффициент заполнения гранулами ГПГ	0,78
Экономические константы:	
Курс, долл./евро	1,33
Отпускная цена газа, евро/кг	0,153
Цена газа на рынке, евро/кг	0,182
Цена топлива, евро/кг	0,378
Число рабочих дней в году	333
Срок амортизации, лет	20
Ставка кредитования, % в год	7

груза, а остальной вес приходится на баллоны (КПП) и воду (ГПГ), несмотря на то что ГПГ характеризуется потерями газа (за счет разложения гранул) на уровне потерь на испарение СПГ. В итоге для перевозки сопоставимого количества газа в формах КПП и ГПГ танкеру приходится выполнять в несколько раз больше рейсов по сравнению с СПГ.

На этапе регазификации для подачи газа в газораспределительную сеть ГПГ характеризуется большим расходом энергии по сравнению с КПП и СПГ, а наиболее высокую энергоэффективность демонстрирует технология СПГ за счет простоты регазификации при испарении сжиженного газа. В результате для рассмотренного газотранспортного проекта СПГ- и КПП-технологии характеризуются примерно равной энергоэффективностью ($\approx 88...89\%$), которая выше этой характеристики для ГПГ

($\approx 76\%$). Другими словами, на транспортировку природного газа в форме ГПГ расходуется около 25 % передаваемой энергии, в формах СПГ и КПП – приблизительно 10 %. Таким образом, при заданных условиях ГПГ характеризуется невысокой энергоэффективностью в сравнении с альтернативными технологиями.

Удельная стоимость исследуемых газотранспортных проектов на единицу объема (массы) перевезенного газа рассчитывалась на базе показателей CAPEX и OPEX (рис. 7). Применительно к СПГ-, КПП- и ГПГ-проектам затраты на технологических этапах производства и регазификации состояли из суммы CAPEX и OPEX. На этапе транспортировки показатель CAPEX не учитывался, так как капитальные затраты косвенным образом входили в OPEX с учетом фрахтовых цен. Затраты проекта по трубопроводной транспортировке

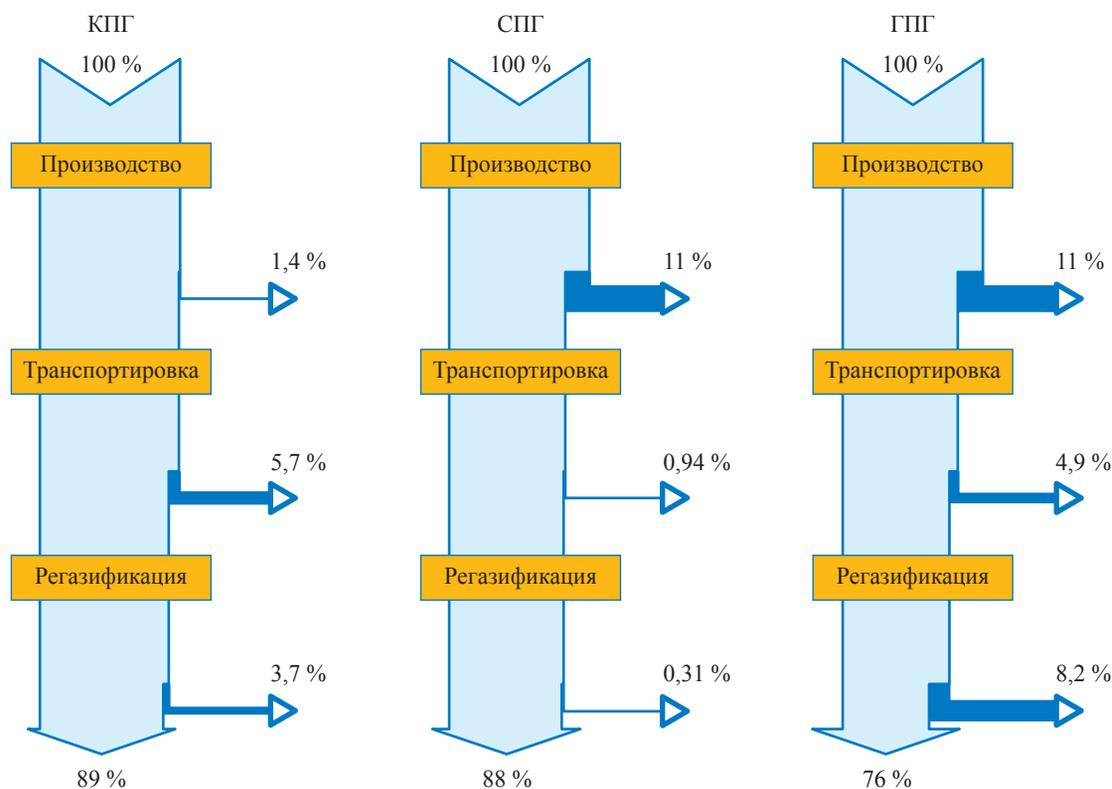


Рис. 6. Диаграмма Сэнки: энергозатраты на этапах реализации технологий КПП, СПГ и ГПП [25]

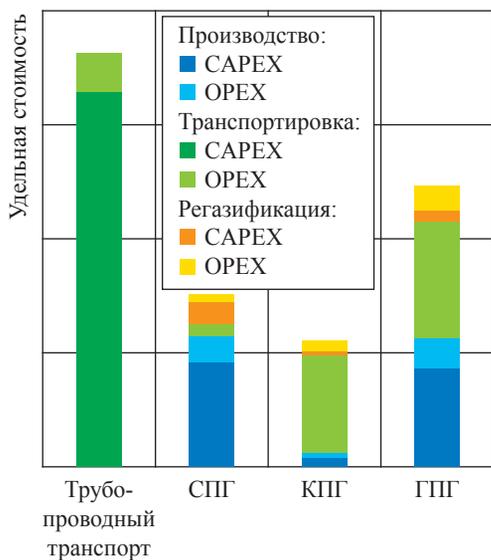


Рис. 7. Структура затрат при реализации газотранспортных проектов: производительность транспортного цикла – 175 млн м³ газа в год, дальность транспортировки – 1000 км [25]

представляли собой затраты на сооружение подводного трубопровода.

Качественный анализ структуры затрат дает общую сравнительную картину

особенностей изучаемых технологий. Удельная стоимость газа при транспортировке подводным трубопроводом максимальна и включает в себя по преимуществу CAPEX на создание трубопровода и OPEX на его эксплуатацию (см. рис. 7). Расходы других этапов незначительны. Что касается СПГ, то основные затраты приходятся на CAPEX и OPEX производства, в то время как транспортировка характеризуется относительно небольшими затратами. Для КПП характерны небольшие затраты на производство, основную часть составляют операционные затраты (с учетом чартерного фрахта). Технология ГПП характеризуется высокими затратами как на производство, так и на транспортировку. В целом невысокое содержание природного газа в гидратах природного газа приводит к высокой удельной себестоимости газа при гидратной транспортировке, которая практически в два раза может превышать удельную себестоимость газа при транспортировке СПГ и КПП.

Сравнительный экономический анализ газотранспортных технологий, альтернативных СПГ, таких как GTL, «газ в электроэнергию» (англ. gas to power, GTP), а также КПП

и ГПГ проведен на примере транспортировки природного газа с шельфовых месторождений Нигерии [26]. С целью определения экономической эффективности технологий при сопоставимых условиях рассчитывались основные экономические характеристики газотранспортных проектов, такие как CAPEX и OPEX, цены на газ, чистый дисконтированный доход (ЧДД), ВНД, срок окупаемости и норма рентабельности. Расчеты показали, что в условиях рассмотренного газотранспортного проекта КПГ характеризуется наибольшим ЧДД, технология GTR убыточна, а ГПГ и GTL продемонстрировали примерно одинаковые ЧДД. Таким образом, транспортировка ГПГ характеризуется меньшей экономической эффективностью по сравнению с КПГ.

Области практической применимости технологий СПГ, КПГ и ГПГ наглядно могут быть представлены на диаграмме в координатах «объем газа – расстояние транспортировки» (рис. 8). Области эффективного применения на диаграмме ограничиваются кривыми нулевой эффективности, которые рассчитываются на основе стоимостных экономических моделей. Важно отметить, что диаграммы эффективной применимости не носят абсолютного характера и зависят от экономических параметров конкретного локального газотранспортного проекта и ценовой ситуации на конкретном рынке. Однако такие диаграммы дают возможность качественно оценить эффективность

применения тех или иных газотранспортных технологий, разумеется, не заменяя детализированных расчетов эффективности проектов в денежном эквиваленте.

Нас интересует, прежде всего, область эффективного применения гидратных газотранспортных технологий с точки зрения оценки перспективности их реализации и возможностей дальнейшего развития. На основе экспертных оценок норвежские исследователи отнесли к области эффективности ГПГ диапазоны объемов газа до 1 млрд м³ и дальности транспортировки до нескольких тысяч километров [20] (см. рис. 8а). Следует отметить выраженную область эффективности СПГ-транспортировки в диапазоне больших объемов и расстояний транспортировки [24] (см. рис. 8б).

По данным исследований в рамках германского гидратного проекта SUGAR [25], основным результатом сравнения удельных себестоимостей газа при заданных условиях реализации газотранспортных проектов является отсутствие области эффективной применимости ГПГ по сравнению с СПГ, КПГ и трубопроводной транспортировкой (рис. 9). Это значит, что при любых объемах и дальностях перевозки себестоимость ГПГ будет превышать себестоимость СПГ и КПГ. Области эффективности транспортировки сжиженного и компримированного природного газа выражены и носят взаимодополняющий характер, что показывает возможности рыночной конкуренции этих

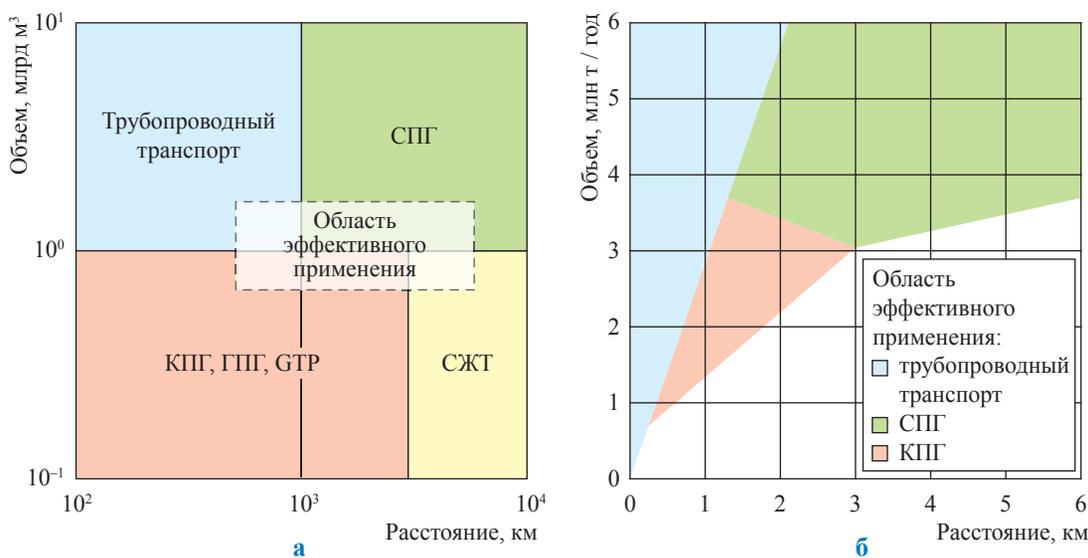


Рис. 8. Диаграммы эффективной применимости газотранспортных технологий:

а – по данным Дж. Гудмундссона, М. Морка, О. Графа [20];

б – по данным К. Янга и П. Энга [24]

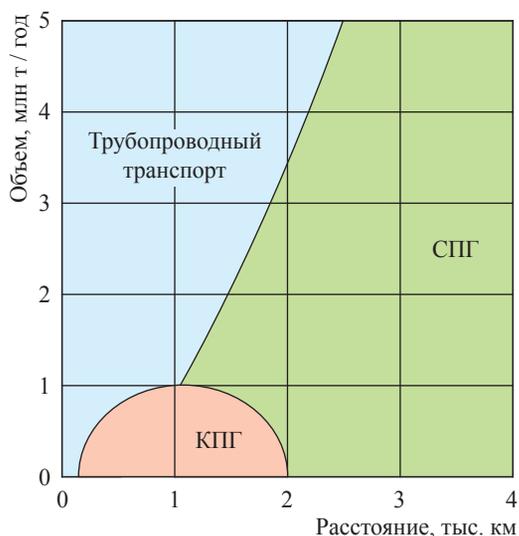


Рис. 9. Диаграмма эффективной применимости газотранспортных технологий КПГ и СПГ, построенная на основе сравнения себестоимости газа [25]

технологий. Для объемов более 1 млн т в год эффективными конкурентными технологиями могут быть трубопроводный транспорт или СПГ. Для меньших объемов и расстояний до 2000 км эффективной является КПГ-технология.

В рассмотренных исследованиях [25] для гидратных газотранспортных технологий не определялись области прибыльности проектов в координатах «расстояние транспортировки – объем транспортировки», что в первую очередь связано с недостаточным уровнем развития технологии ГПГ и неполнотой информации о затратах на соответствующих технологических этапах ГПГ. Далее на основе экономических оценок авторами определены области прибыльности проектов ГПГ-транспортировки газа в сопоставлении с СПГ- и КПГ-транспортировкой.

Экономические характеристики ГПГ в сопоставлении с СПГ и КПГ

Сравнение экономических характеристик ГПГ с СПГ и КПГ целесообразно с точки зрения понимания перспектив развития и экономического обоснования областей применимости ГПГ при решении конкретных задач. Анализ конкурентного потенциала гидратной технологии возможен на основе расчетов прибыльности проектов, которая в значительной степени определяется ценой на природный газ в регионе его поставок.

Сравнительный анализ газотранспортных технологий состоит в определении их технологических этапов с учетом особенностей и экономических характеристик применительно к различным газотранспортным проектам, отличающимся объемами транспортируемого природного газа и дальностью его транспортировки. Транспортировка и хранение природного газа в компримированном, сжиженном и гидратированном состояниях характеризуются общностью технологических подходов. Так, для них можно выделить основные технологические этапы (рис. 10):

- подготовка газа к транспортировке;
- производство природного газа в компримированном, сжиженном или гидратированном состояниях;
- загрузка природного газа в виде КПГ, СПГ или ГПГ в транспортную емкость;
- транспортировка емкостей с природным газом наземным или морским транспортным средством;
- разгрузка КПГ, СПГ или ГПГ в газохранилище;
- регазификация КПГ, СПГ или ГПГ с целью подачи природного газа в газораспределительную сеть.

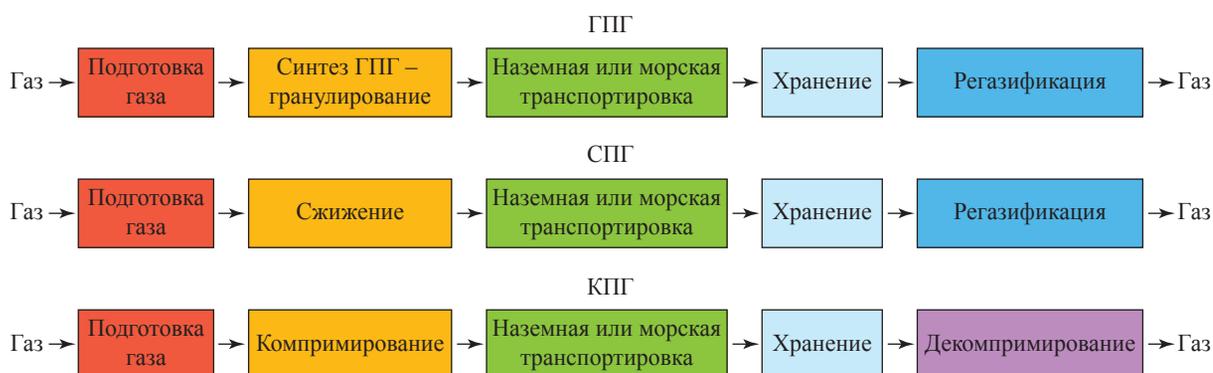


Рис. 10. Технологические этапы ГПГ-, КПГ- и СПГ-транспортировки

Для проведения сравнительного анализа целесообразна разработка экономической модели газотранспортных технологий с учетом всех затрат на каждом из этапов технологической цепочки. Задача формулируется следующим образом: «В течение года из точки А в точку Б, удаленную на 1000 км, транспортируется 1 млрд м³ природного газа. Какая из газотранспортных технологий – ГПГ, СПГ или КПП – обеспечит наибольшую прибыльность проекта, или ЧДД в денежном выражении (максимальную ВНД)»?

Поставленная задача сводится к подсчету баланса прибыли и расходов (как капитальных, так и эксплуатационных) при реализации проектов КПП-, СПГ- или ГПГ-транспортировки. Баланс между CAPEX и OPEX и доходами от продажи природного газа определяет возможность эффективного применения той или иной газотранспортной технологии. В условиях межтопливной конкуренции на рынке в качестве меры экономической эффективности рассматриваемых газотранспортных технологий выступает себестоимость транспортировки.

Следует отметить, что расчеты экономической эффективности технологий КПП-, СПГ- и ГПГ-транспортировки носят оценочный характер. Особенную важность для соблюдения адекватности таких оценок представляют ценовые характеристики оборудования и затраты на каждом этапе логистической цепочки, определение которых применительно к гидратной технологии является наиболее сложным моментом. Это обусловлено тем, что гидратная технология находится в стадии формирования и в мире реализован только один пилотный проект (Япония, 2004–2014 гг.) наземной (автомобильной) транспортировки небольших объемов (порядка 1000 н.м³) природного газа в газогидратной форме. Проекты морской транспортировки природного газа в гидратированном виде в настоящий момент в мировой практике реализованы не были. По своей сути первые проекты в области ГПГ-транспортировки нацелены на демонстрацию технических возможностей данного вида газотранспортных технологий. Основные усилия разработчиков ГПГ направлены на оптимизацию технических и технологических параметров процессов. Большая часть оборудования изготовлена в единичном экземпляре, что обуславливает высокую себестоимость его производства. Однако именно реализованные проекты закладывают основу

для реалистических оценок экономической эффективности газотранспортных технологий. Естественными точками отсчета для анализа и сравнения эффективности проектов ГПГ-транспортировки служат проекты транспортировки газа в сжиженном и сжатом виде с равной годовой производительностью.

Авторами проведен сравнительный анализ капитальных (необходимый объем инвестиционных средств) и операционных затрат для каждой газотранспортной технологии в зависимости от годовых объемов транспортировки, рассчитаны потоки денежных средств и норма доходности проектов. Для этого на базе программного продукта Microsoft Excel разработана сравнительная экономическая модель, учитывающая все затраты и потоки денежных средств по каждой газотранспортной технологии. Ее применение для анализа экономических характеристик проектов дает основу для сравнения технологий СПГ, КПП и ГПГ по прибыльности и удельной себестоимости. Структура модели отражает капитальные и эксплуатационные затраты этапов газотранспортной цепочки. В модель заложены переменные параметры, характеризующие этапы газотранспортных проектов: в качестве транспортной единицы выбран танкер-газовоз; срок проекта – 10 лет; норма дисконта – 12 %; удельные затраты рассчитывались в долларах на 1000 м³ природного газа. Основные параметры модели: отпускная цена природного газа; цена продажи; объем годовой транспортировки, 10³ м³; дальность транспортировки, км; стоимость отпусковых и приемных терминалов; стоимость транспортных единиц; удельные операционные затраты на переработку в СПГ, КПП и ГПГ тысячи метров кубических природного газа; удельные операционные затраты на регазификацию СПГ, КПП и ГПГ.

Для оценки эффективности проекта гидратной танкерной транспортировки природного газа проведен анализ соответствующих денежных потоков. Так, проект гидратной транспортировки природного газа, показанный на рис. 11, выходит на окупаемость, начиная с пятого года реализации. Экономические расчеты свидетельствуют, что данный проект демонстрирует достаточную доходность инвестиций (рис. 12). При увеличении дальности транспортировки прибыльность проекта естественным образом снижается, что характерно также для СПГ и КПП (рис. 13).

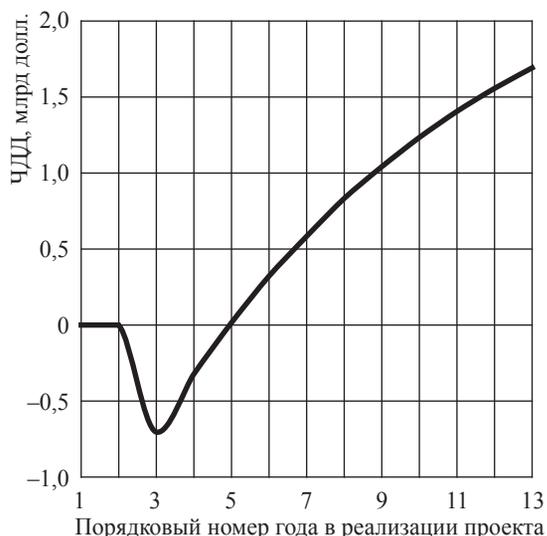


Рис. 11. ЧДД гидратного газотранспортного проекта (объем транспортировки – 2 млрд м³ газа в год, расстояние транспортировки – 1000 км) в течение 10 лет после освоения капитальных затрат (3 года отводится на создание транспортной инфраструктуры)

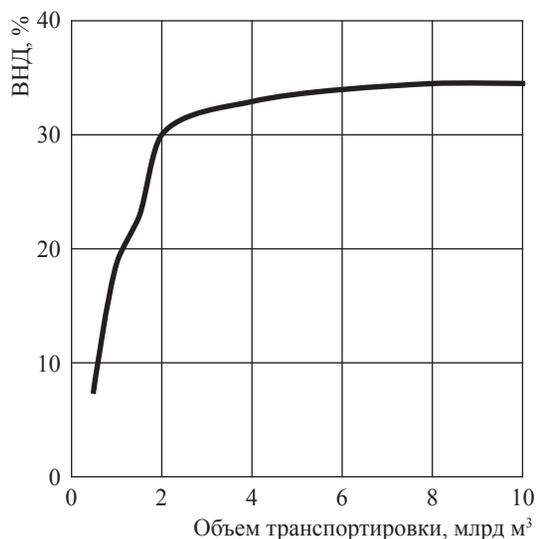


Рис. 12. Зависимость ВНД гидратного газотранспортного проекта от объема транспортируемого природного газа (дальность транспортировки – 1000 км)

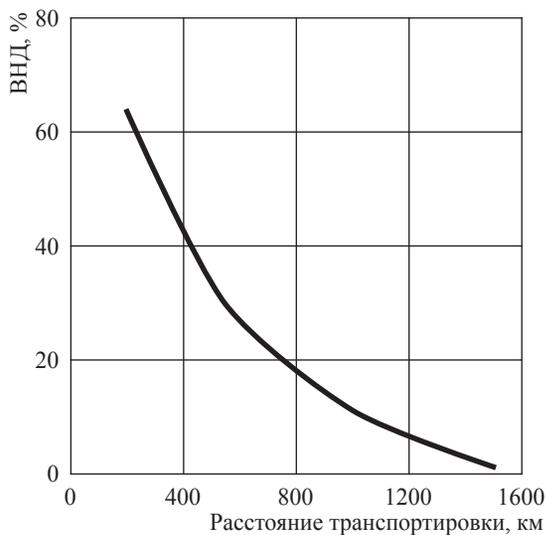


Рис. 13. Зависимость ВНД гидратного газотранспортного проекта от расстояния транспортировки (объем транспортировки – 2 млрд м³ газа в год)

На рис. 14 представлены области «прибыльности» и «убыточности» гидратного танкерного транспортного проекта в координатах «расстояние – годовой объем газа». Расчет производился при условии прибыльности проекта по окончании 10 лет его реализации при цене газа 0,5 тыс. долл. за 1000 н.м³ (данные

условия выбраны исключительно в целях унификации сравнительной базы). Критерием прибыльности служила неотрицательность (включая равенство нулю) значения ЧДД в последний год реализации проекта. Результаты расчетов, представленные на рис. 14, можно интерпретировать следующим образом: выгодно транспортировать большие объемы ГПГ на короткие расстояния и невыгодно транспортировать малые объемы газа на дальние расстояния. Такой вывод характерен также для технологий СПГ и КПГ, т.е. для тех случаев, когда естественным источником дохода является продажа транспортируемого товара, а источником расходов – капитальные и операционные затраты в процессе транспортировки.

Результаты моделирования (рис. 15) показывают, что технологии СПГ, КПГ и ГПГ имеют выраженные области экономической эффективности, определяемые рыночными ценами на газовую продукцию. Так, СПГ-технология вне зависимости от дальности транспортировки обладает достаточно высоким минимальным объемом безубыточной транспортировки, для выбранных ценовых условий составляющим около 1,5 млрд м³ газа в год. Следует отметить, что порог безубыточности КПГ ниже. К характерным чертам ГПГ-технологии можно отнести ее применимость для поставок

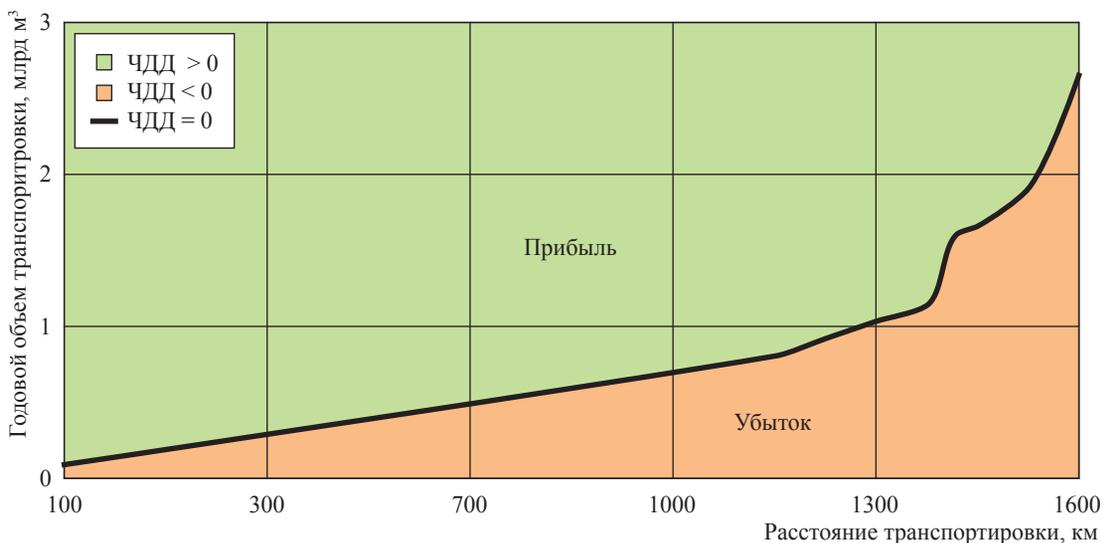


Рис. 14. Область рентабельности гидратного газотранспортного проекта

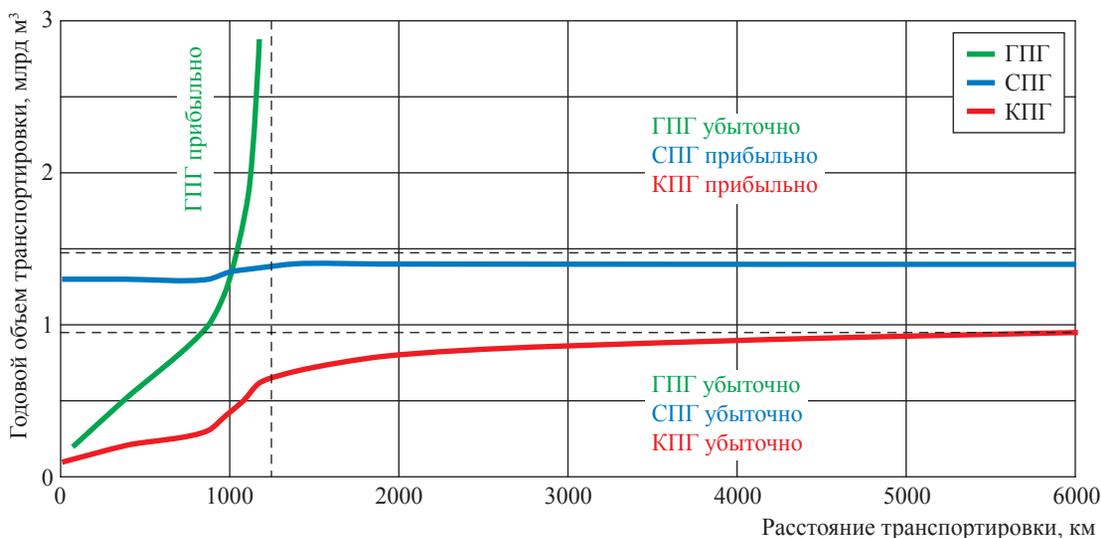


Рис. 15. Кривые нулевой рентабельности и зоны эффективности газотранспортных технологий: выше каждой кривой для соответствующей технологии располагается область прибыльности, ниже – область убыточности

газа на относительно короткие расстояния – до 1000 км. Таким образом, гидратная транспортировка ориентирована на локальное газоснабжение и небольшие объемы поставляемого газа. СПГ-транспортировка более эффективна при поставке значительных объемов газа на дальние расстояния, например, для трансконтинентальных проектов. Промежуточное положение занимает КПП. От СПГ она отличается достаточно низким порогом рентабельности по объему природного газа – около 1 млрд м³ в год для выбранных ценовых условий. В то же время она эффективна для транспортировки природного газа на большие расстояния.

С точки зрения эффективной применимости СПГ-, КПП- и ГПП-технологий можно выделить характерные «критические» расстояния и объемы транспортируемого газа. Для заданной ценовой ситуации, согласно оценкам, подобное критическое расстояние применительно к гидратной технологии составляет около 1000 км. Так, при всех практических объемах газа ГПП-транспортировка на расстояние более 1000 км является убыточной. Впрочем, такое деление на «зоны рентабельной транспортировки» условно и определяется техническими особенностями той или иной газотранспортной технологии и отпускными ценами на газ.

Оно привязано к конкретной реализации технологии, ее техническим возможностям и носит сравнительный, утилитарный характер.

Важнейшим параметром, определяющим конфигурацию зон прибыльности газотранспортных технологий, является рыночная цена природного газа для потребителя. В случае автономной газификации наиболее безубыточна КПП, за ней следует ГПП. СПГ является более затратной и обеспечивает меньшую

прибыльность поставок природного газа при автономной газификации.

Межтопливная конкуренция СПГ, КПП и ГПП на рынках выражается в конкуренции цен в точке продажи природного газа. Конкурентная цена газа напрямую связана с себестоимостью транспортировки газа на рынки. Важной сравнительной характеристикой газотранспортных технологий СПГ, КПП и ГПП является добавленная стоимость к отпускной

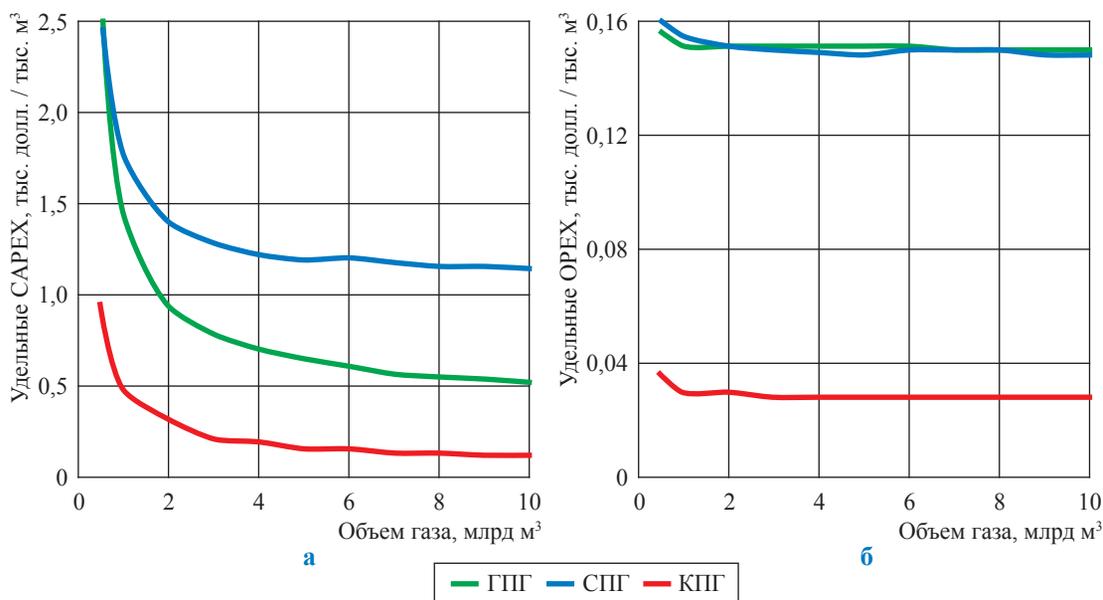


Рис. 16. Зависимость удельных капитальных (а) и операционных (б) затрат танкерной транспортировки природного газа от объема транспортировки

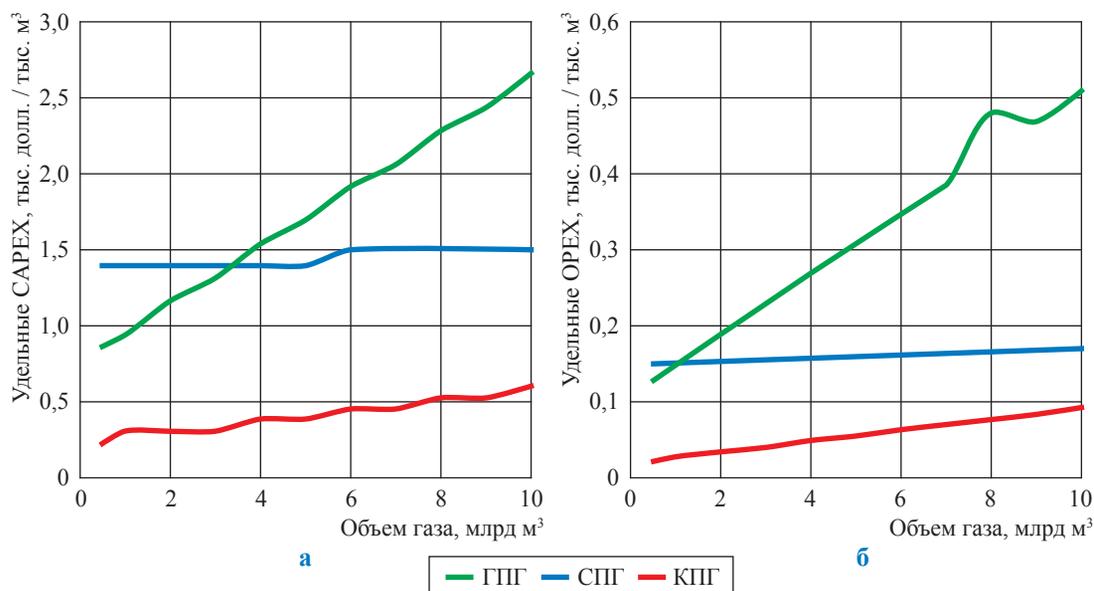


Рис. 17. Зависимость удельных капитальных (а) и операционных (б) затрат танкерной транспортировки природного газа от расстояния транспортировки

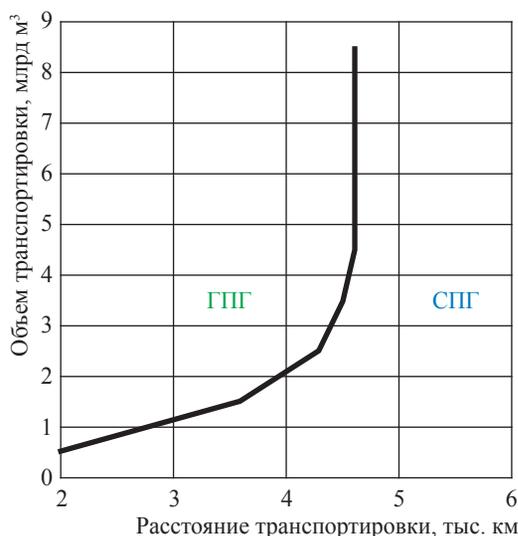


Рис. 18. Области эффективности технологий танкерной транспортировки СПГ (справа от кривой) и ГПГ (слева от кривой), выявленные по критерию себестоимости

цене газа, которую можно оценить как сумму капитальных (CAPEX) и операционных (OPEX) удельных затрат.

Таким образом, добавленная стоимость для каждой газотранспортной технологии определяется совокупностью стоимостных характеристик технологического оборудования и операционных затрат на каждом из этапов технологической цепочки. Эта характеристика обуславливает минимальную цену продажи газа на рынке. На рис. 16 и 17 представлены зависимости CAPEX и OPEX для СПГ-, КПГ- и ГПГ-технологий от объема газа и расстояния (танкерная транспортировка).

Оценки показывают достаточно высокие значения суммарных удельных затрат CAPEX и OPEX при гидратной транспортировке природного газа. Это ухудшает экономические показатели гидратных газотранспортных проектов. Высокие удельные транспортные затраты

приводят к потере конкурентоспособности гидратных технологий в газотранспортных проектах по сравнению с СПГ- и КПГ-технологиями при всех практически значимых объемах и расстояниях транспортировки природного газа.

Области экономической эффективности изучаемых газотранспортных технологий могут быть определены также по критерию минимизации себестоимости транспортировки, которая оценивается как сумма CAPEX и OPEX. Анализ удельных затрат при танкерной транспортировке СПГ, КПГ и ГПГ показывает, что в диапазоне расстояний до 10 тыс. км и объемов до нескольких миллиардов метров кубических наименьшей себестоимостью характеризуется КПГ. Диаграмма эффективности танкерной транспортировки в координатах «расстояние – объем» при ценовом сравнении технологий СПГ и ГПГ (без учета конкуренции со стороны КПГ) представлена на рис. 18.

Альтернативные трубопроводному транспорту технологии транспортировки КПГ, СПГ и гидратов природного газа раздвигают рамки возможностей реализации газотранспортных проектов, направленных на расширение и диверсификацию рынка природного газа в тех случаях, когда создание магистральных и сетевых трубопроводов нецелесообразно или нерентабельно. Анализ прибыльности газотранспортных проектов показывает, что ГПГ-, СПГ- и КПГ-технологии имеют выраженные области экономической эффективности, определяемые соотношением рыночных цен. Гидратная технология транспортировки природного газа характеризуется высокими значениями удельных затрат CAPEX и OPEX, что снижает ее конкурентоспособность по сравнению с СПГ и КПГ. Транспортировка ГПГ может использоваться в проектах локальной автономной газификации потребителей.

Список литературы

1. Iwasaki T. Continuous natural gas hydrate pellet production (NGHP) by process development unit (PDU) / T. Iwasaki, Y. Katoh, S. Nagamori et al. // Proc. of the 5th International Conference on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, 2005. – С. 1107–1115.
2. Takahashi M. Development of natural gas hydrate (NGH) pellet production system by bench scale unit for transportation and storage of NGH pellets / M. Takahashi, H. Moriya, Y. Katoh et al. // Proc. of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, British Columbia, Canada, July 6–10, 2008. – <https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/59278/items/1.0041049>

3. Horiguchi K. Completion of natural gas hydrate (NGH) overland transportation demo project / K. Horiguchi, S. Watanabe, H. Moriya et al. // Proc. of 7th International Conference on Gas Hydrates, Edinburgh, Scotland, July 17–21, 2011. – Paper no. P5.053.
4. Дядин Ю.А. Супрамолекулярная химия: клатратные соединения / Ю.А. Дядин // Соросовский образовательный журнал. – 1998. – № 2. – С. 79–88.
5. Дядин Ю.А. Газовые гидраты / Ю.А. Дядин, А.Л. Гушин // Соросовский образовательный журнал. – 1998. – № 3. – С. 55–64.
6. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
7. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D. Sloan, C.A. Koh. – 3-е изд. – Boca Raton, Florida: CRC Press, 2008. – 722 с.
8. US 2270016 A. The use of gas hydrates in improving the load factor of gas supply systems / M.E. Venesh; первоначальный патентообладатель Chicago By Products Corp; заявл. 25.05.1938; опубл. 13.01.1942.
9. US 2356407. System for forming and storing hydrocarbon hydrates / A.J.L. Hutchinson; патентообладатель Fluor Corp. Ltd; заявл. 15.08.1941; опубл. 22.08.1944.
10. Berner D. The marine transport of natural gas in hydrate form / D. Berner // Proc. of the 2nd International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, 1992. – С. 636–643.
11. Davidson D.W. Laboratory analysis of a naturally-occurring gas hydrate from sediment of the Gulf of Mexico / D.W. Davidson, S.K. Garg, S.R. Gough et al. // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1986. – № 50. – С. 619–623.
12. Якушев В.С. Экспериментальное изучение кинетики диссоциации гидрата метана при отрицательных температурах / В.С. Якушев // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ЭИ ВНИИГАЗ, 1988. – № 4. – С. 11–14.
13. Istomin V.A. Gas-hydrates self-preservation effect / V.A. Istomin, V.S. Yakushev // *Physics and Chemistry of Ice* / N. Maeno, T. Hondoh (eds.). – Sapporo: Hokkaido University Press, 1992. – С. 136–140.
14. Takeya S. Self-preservation effect and dissociation rates of CH₄ hydrate / S. Takeya, T. Ebinuma, T. Uchida et al. // *Journal of Crystal Growth*. – 2002. – № 237–239. – С. 379–382.
15. Истомин В.А. Эффект самоконсервации газовых гидратов / В.А. Истомин, В.С. Якушев, В.Г. Квон и др. // Газовая промышленность. – 2006. – Спецвыпуск: Газовые гидраты. – С. 36–46.
16. Gudmundsson J. Frozen hydrate for transport of natural gas / J. Gudmundsson, A. Borrehaug // Proc. of the 2nd International Conference on Gas Hydrates, Toulouse, France, 1996. – С. 415–422.
17. Nakata T. Study of natural gas hydrate (NGH) carriers / T. Nakata, K. Hirai, T. Takaoki // Proc. of the 4th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan, May 19–23, 2002.
18. Takaoki T. Use of hydrate pellets for transportation of natural gas – I – Advantage of pellet form of natural gas hydrate in sea transportation / T. Takaoki, T. Iwasaki, Y. Kato et al. // Proc. of the 4th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan, 2002. – С. 982–986.
19. Takaoki T. Study of natural gas hydrate (NGH) carriers / T. Takaoki, K. Hirai, M. Kamei et al. // Proc. of the 5th International Conference on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, 2005. – С. 1258–1265.
20. Gudmundsson J. Hydrate non-pipeline technology / J. Gudmundsson, M. Mork, O. Graf // Proc. of the 4th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan, 2002. – С. 997–1002.
21. Sanden K. Long distance transport of natural gas hydrate to Japan / K. Sanden, P. Rushfeldt, O. Graf et al. // Proc. of the 5th International Conference on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, 2005.
22. Kanda H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets / H. Kanda // Proc. of the 23rd World Gas Conference, Amsterdam, Netherlands, 2006. – <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add10399.pdf>
23. Nogami T. Development of natural gas ocean transportation chain by means of natural gas hydrate (NGH) / T. Nogami, N. Oya, H. Ishida et al. // Proc. of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, Canada, 2008. – С. 6–10.
24. Young C. Marine CNG: Technically sounds, commercially viable, and imminent / C. Young, P. Eng // Proc. of Offshore Technology Conference, Houston, TX, USA, 2007. – Doi:10.4043/18677-MS.
25. Rehder G. Methane hydrate pellet transport using the self-preservation effect: a techno-economic analysis / G. Rehder, R. Eckl, M. Elfgen et al. // *Energies*. – 2012. – Т. 5. – № 7. – С. 2499–2523. – doi:10.3390/en5072499. – <http://www.mdpi.com/1996-1073/5/7/2499/htm>
26. Osokogwu U. Economic analysis of GTP, GTL, CNG, NGH for offshore gas development in Nigeria / U. Osokogwu, M. Ademuji, J.A. Ajiienka // Proc. of Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria, 30 July – 3 August 2011. – Doi:10.2118/150756-MS.

Comparative economic study of hydrate transportation technology

S.I. Dolgaev^{1*}, V.G. Kvon¹, V.A. Istomin¹, Yu.A. Gerasimov¹, A.A. Troynikova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: S_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Development of gas fields includes the feasible choice of gas transportation technology. An economic model aimed at comparison of various gas transportation technologies (LNG, CNG and NGH – Natural Gas Hydrates) was created basing on the analysis of technical specifications of processing facilities. To evaluate the NGH transportation technology adequately a cost-benefit comparative study of LNG, CNG and NGH transport was applied. The areas of their efficient application, as well as specific capitals and operational costs were determined within the “transport distance – gas volume” coordinates.

Keywords: hydrate technology of natural gas transportation, transportation of LNG and CNG, cost-benefit analysis study.

References

1. IWASAKI, T., Y. KATOH, S. NAGAMORI et al. Continuous natural gas hydrate pellet production (NGHP) by process development unit (PDU). In: *International Conference on Gas Hydrates*. Trondheim, Norway, 2005, no. 5, pp. 1107–1115.
2. TAKAHASHI, M., H. MORIYA, Y. KATOH et al. Development of natural gas hydrate (NGH) pellet production system by bench scale unit for transportation and storage of NGH pellets [online]. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Vancouver, British Columbia, Canada, July 6–10, 2008, no. 6. Available from: <https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/59278/items/1.0041049>.
3. HORIGUCHI, K., S. WATANABE, H. MORIYA et al. Completion of natural gas hydrate (NGH) overland transportation demo project. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Edinburgh, Scotland, July 17–21, 2011, no. 7. Paper no. P5.053.
4. DYADIN, Yu.A. Supramolecular chemistry: clathrates [Supramolekulyarnaya khimiya: klatratnyye soyedineniya]. *Sorosovskiy obrazovatelnyy zhurnal*. 1998, no. 2, pp. 79–88. (Russ.).
5. DYADIN, Yu.A. and A.L. GUSHCHIN. Gas hydrates. [Gazovyye gidraty]. *Sorosovskiy obrazovatelnyy zhurnal*. 1998, no. 3, pp. 55–64. (Russ.).
6. ISTOMIN, V.A. and V.S. YAKUSHEV. *Gas hydrates in natural conditions* [Gazovyye gidraty v prirodnykh usloviyakh]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
7. SLOAN, E.D. and C.A. KOH. *Clathrate hydrates of natural gases*. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.
8. CHICAGO BY PRODUCTS CORP. *The use of gas hydrates in improving the load factor of gas supply systems*. Inventor: BENESH, M.E. United States. 13 January 1942. Appl: 25 May 1938. US 2270016 A.
9. FLUOR CORP. LTD. *System for forming and storing hydrocarbon hydrates*. Inventor: HUTCHINSON, A.J.L. California. 22 August 1944. Appl: 15 August 1941. US 2356407 A.
10. BERNER, D. The marine transport of natural gas in hydrate form. In: *International Offshore and Polar Engineering Conference*. San Francisco, USA, 1992, no. 2, pp. 636–643.
11. DAVIDSON, D.W., S.K. GARG, S.R. GOUGH et al. Laboratory analysis of a naturally-occurring gas hydrate from sediment of the Gulf of Mexico. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1986, no. 50, pp. 619–623. ISSN 0016-7037.
12. YAKUSHEV, V.S. Experimental research of the methane hydrate’s dissociation kinetics at negative temperatures [Eksperimentalnoye izucheniye kinetiki dissotsiatsii gidrata metana pri otritsatelnykh temperaturakh]. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIGAZ, 1988, no. 4, pp. 11–14. (Russ.).
13. ISTOMIN, V.A. and V.S. YAKUSHEV. Gas-hydrates self-preservation effect. In: *Physics and Chemistry of Ice*. Sapporo: Hokkaido University Press, 1992, pp. 136–140.
14. TAKEYA, S., T. EBINUMA, T. UCHIDA et al. Self-preservation effect and dissociation rates of CH₄ hydrate. *Journal of Crystal Growth*. 2002, no. 237–239, pp. 379–382. ISSN 0022-0248.
15. ISTOMIN, V.A., V.S. YAKUSHEV, V.G. KVON et al. Effect of gas hydrates self-preservation [Effekt samokonservatsii gazovykh gidratov]. *Gazovaya promyshlennost*. 2006, spec. iss. “Gas hydrates”, pp. 36–46. ISSN 0016-5581. (Russ.).
16. GUDMUNDSSON, J. and A. BORREHAUG. Frozen hydrate for transport of natural gas. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Toulouse, France, 1996, no. 2, pp. 415–422.
17. NAKATA, T., K. HIRAI, T. TAKAOKI. Study of natural gas hydrate (NGH) carriers. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Yokohama, Japan, May 19–23, 2002, no. 4.

18. TAKAOKI, T., T. IWASAKI, Y. KATOH et al. Use of hydrate pellets for transportation of natural gas – I – Advatage of pellet form of natural gas hydrate in sea transportation. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Yokogama, Japan, 2002, no. 4, pp. 982–986.
19. TAKAOKI, T., K. HIRAI, M. KAMEI et al. Study of natural gas hydrate (NGH) carriers. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Trondheim, Norway, 2005, no. 5, pp. 1258–1265.
20. GUDMUNDSSON, J., M. MORK, O. GRAF. Hydrate non-pipeline technology. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Yokogama, Japan, 2002, no. 4, pp. 997–1002.
21. Sanden, K., P. RUSHFELDT, O. GRAF et al. Long distance transport of natural gas hydrate to Japan. In: *International Conference on Gas Hydrates*. Trondheim, Norway, 2005, no. 5.
22. KANDA, H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets [online]. In: *World Gas Conference*. Amsterdam, Netherlands, 2006, no. 23. Available from: <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add10399.pdf>
23. NOGAMI, T., N. OYA, H. ISHIDA et al. Development of natural gas ocean transportation chain by means of natural gas hydrate (NGH). In: *International Conference on Gas Hydrates*. Vancouver Canada, 2008, no. 6, pp. 6–10.
24. YOUNG, C. and P. ENG. Marine CNG: Technically sounds, commercially viable and imminent. In: *Offshore Technology Conference* [online]. Houston, TX, USA, 2007, doi:10.4043/18677-MS.
25. REHDER, G., R. ECKL, M. ELFGEN et al. Methane hydrate pellet transport using the self-preservation effect: a techno-economic analysis [online]. *Energies*. 2012, vol. 5, iss. 7, pp. 2499–2523, doi:10.3390/en5072499. ISSN 1996-1073. Available from: <http://www.mdpi.com/1996-1073/5/7/2499/htm>
26. OSOKOGWU, U., M. ADEMUMIMI, J.A. AJIENKA. Economic analysis of GTP, GTL, CNG, NGH for offshore gas development in Nigeria. In: *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Abuja, Nigeria, 30 July – 3 August 2011, doi:10.2118/150756-MS.

УДК 536.22

Новое фундаментальное уравнение состояния нормального гексана

А.А. Герасимов¹, И.С. Александров^{1*}, Б.А. Григорьев²

¹ Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский просп., д. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Тезисы. Показано, что н-гексан относится к технически важным углеводородам, для которых необходимы надежные данные о термодинамических свойствах (ТДС) в широком диапазоне температур и давлений. Выполнен анализ экспериментальных данных о ТДС н-гексана и опубликованных фундаментальных уравнений состояния (ФУС). Показано, что имеющиеся ФУС достаточно надежны в диапазоне температур T от тройной точки до 660 К при давлениях до 100 МПа, однако не обеспечивают высокой точности расчетов в критической области $T_k < T < 1,05T_k$, $0,7\rho_k < \rho < 1,3\rho_k$ (где ρ – плотность; T_k , ρ_k – критические значения температуры и плотности соответственно).

На основе отобранных разнородных экспериментальных данных разработано новое ФУС, содержащее шесть полиномиальных членов, пять экспоненциальных членов и шесть термов Гаусса и применимое в диапазоне T от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа. Уравнение в целом обеспечивает несколько более высокую точность расчета ТДС, чем существующие ФУС, и существенно более высокую точность в критической области. Средние относительные ошибки расчета ТДС составили: для давления насыщенных паров и плотности насыщенной жидкой фазы – 0,05...0,15 %; насыщенной газовой фазы – 0,3...1,0 %; плотности жидкой фазы – 0,05...0,2 %, газовой фазы – 0,3...1,0 %; изобарной теплоемкости (C_p) и теплоемкости – 0,5...1,0 %; скорости распространения звука в жидкой фазе – 0,5...1,5%. В критической области в среднем: $\rho = 0,8$ %, $C_p = 3,6$ %.

Ключевые слова: уравнение состояния, плотность, теплоемкость, скорость звука, свободная энергия.

Нормальный гексан относится к технически важным углеводородам в составе нефти и газовых конденсатов. В качестве примесей он присутствует в природном и сжиженном газе. Пентан-гексановая фракция является сырьем процесса изомеризации при получении легких компонентов высокооктановых бензинов; н-гексан используется в виде сырья при производстве бензола, высших спиртов, применяется в качестве избирательного растворителя, а также в критических технологиях. Диапазон параметров состояния достаточно широк, охватывает жидкую и газовую фазы, критическую и сверхкритическую области. Таким образом, существует практическая потребность в надежных и широкодиапазонных данных о термодинамических свойствах (ТДС) н-гексана. В настоящее время для этих целей, как правило, применяются фундаментальные уравнения состояния (ФУС), которые позволяют с высокой точностью рассчитывать все ТДС.

Наиболее важные ТДС н-гексана исследованы весьма подробно и в широком диапазоне параметров состояния. Достаточно полные обзоры экспериментальных исследований представлены в диссертациях [1, 2]. Имеющиеся экспериментальные данные о ТДС н-гексана позволили в разное время разработать единые для жидкой и газовой фаз уравнения состояния. Среди наиболее точных и широкодиапазонных уравнений следует отметить уравнение, разработанное в 80-е годы прошлого века при участии авторов данной статьи [3] и описывающее сжимаемость н-гексана в функции приведенных температуры и плотности. На основе этого уравнения рассчитаны таблицы¹ стандартных справочных данных о ТДС н-гексана в диапазоне температур

¹ См. ГСССД 90-85. Таблицы стандартных справочных данных. Н-Гексан. Термодинамические свойства при температурах 180 ... 630 К и давлениях 0,1 ... 100 МПа / Б.А. Григорьев, Ю.Л. Расторгуев, А.А. Герасимов и др. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 64 с.

180...630 К при давлениях до 100 МПа. Уравнение имеет вириальную форму и содержит 32 полиномиальных члена.

Из более поздних современных исследований следует отметить работу Р. Спана и В. Вагнера [4], которые опубликовали 12-константное ФУС для 15 технически важных неполярных веществ, и работу Л. Сана и Дж. Эли [5], в которой представлено 14-константное ФУС для 13 неполярных углеводородов и девяти полярных веществ. В обеих работах [4, 5] рассматривается и *n*-гексан. Уравнения описывают приведенную свободную энергию Гельмгольца $\alpha(\delta, \tau)$ в функции приведенной плотности δ и приведенной температуры τ , имеют универсальную форму и содержат как полиномиальные, так и экспоненциальные члены. По классификации Р. Спана [6] уравнения относятся к разряду «технических».

Анализ показывает, что уравнение Спана – Вагнера [4] в целом является более точным, но расхождения между ним и ФУС Сана – Эли [5] незначительны (см. далее сравнительную таблицу). Недостатком этих уравнений является их невысокая точность в критической области $0,7 < \rho/\rho_k < 1,3$ и $0,98 < T/T_k < 1,1$ (где ρ – плотность; T – температура; ρ_k и T_k – критические значения плотности и температуры соответственно). Следует отметить, что в отличие от многих других технически важных углеводородов для *n*-гексана имеются достаточно надежные данные о ТДС в критической

области. Это, прежде всего, результаты исследований плотности и изобарной теплоемкости, выполненных в 70-е гг. прошлого столетия в отраслевой теплофизической лаборатории Грозненского нефтяного института [1, 2], а также исследований изохорной теплоемкости [7]. На основе этих данных разработаны кроссоверные масштабные уравнения (см., например, [8, 9]), надежно описывающие ТДС в критической области. Однако локальный характер этих уравнений и термодинамическая несогласованность с широкодиапазонными ФУС ограничивает их применение в практических расчетах.

Уравнение состояния

Далее представлены результаты разработки ФУС, которое описывает все ТДС в диапазоне T от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа, включая критическую область. Анализ современных ФУС показал, что наиболее перспективным будет уравнение, в котором для лучшего описания термических и калорических свойств в критической области введены так называемые термы Гаусса [6].

Свободная энергия Гельмгольца $a(\rho, T)$ представлена в виде суммы двух частей – идеальноегазовой $\alpha^0(\delta, \tau)$ и избыточной $\alpha^r(\delta, \tau)$:

$$\frac{a(\rho, T)}{RT} = \frac{a^0(\rho, T) + a^r(\rho, T)}{RT} = \alpha^0(\delta, \tau) + \alpha^r(\delta, \tau), \quad (1)$$

где $R = 8,314472$ Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная.

Таблица 1

Значения коэффициентов и степеней уравнения (2) для *n*-гексана

i	n_i	t_i	d_i	p_i	η_i	β_i	γ_i	ε_i
1	$0,37315089 \cdot 10^{-1}$	1,4517	4	0				
2	$0,13966771 \cdot 10^1$	0,3167	1	0				
3	$-0,82135416 \cdot 10^0$	0,4919	1	0				
4	$0,45040508 \cdot 10^0$	1,8291	2	0				
5	$-0,14669090 \cdot 10^1$	1,4316	2	0				
6	$0,14457750 \cdot 10^0$	0,2899	3	0				
7	$-0,93986321 \cdot 10^0$	1,2245	1	1				
8	$-0,14685810 \cdot 10^1$	2,7214	1	2				
9	$-0,10268700 \cdot 10^1$	3,5438	3	2				
10	$-0,46801786 \cdot 10^0$	6,5015	2	2				
11	$-0,75269698 \cdot 10^{-3}$	2,5329	8	1				
12	$0,76145081 \cdot 10^0$	3,7886	1	0	1,06527	1,1884	1,20467	0,78431
13	$0,25071693 \cdot 10^0$	3,3737	1	0	0,70129	1,1352	1,00466	0,81123
14	$-0,24147003 \cdot 10^{-1}$	6,1370	2	0	1,41690	0,1932	0,86773	1,92443
15	$-0,32450390 \cdot 10^0$	4,1071	3	0	1,12402	0,4886	0,55662	0,68752
16	$0,91332695 \cdot 10^{-2}$	6,3816	3	0	1,66457	0,1594	0,25080	1,98916
17	$0,24842040 \cdot 10^{-1}$	7,3440	2	0	1,75510	0,7285	1,43087	1,26145

В свою очередь избыточная часть свободной энергии Гельмгольца представлена в виде разложения в ряд по степеням τ и δ с полиномиальными (Pol), экспоненциальными (Exp) и гауссовыми (GBS) членами для лучшего описания свойств в критической области:

$$\alpha^r(\delta, \tau) = \alpha_{\text{Pol}}^r + \alpha_{\text{Exp}}^r + \alpha_{\text{GBS}}^r = \sum_i n_i \tau^t \delta^{d_i} + \sum_i n_i \tau^t \delta^{d_i} \exp(-\gamma_i \delta^{p_i}) + \sum_i n_i \tau^t \delta^{d_i} \exp(-\eta_i (\delta - \varepsilon_i)^2 - \beta_i (\tau - \gamma_i)^2), \quad (2)$$

где $\delta = \rho/\rho_k$; $\tau = T_k/T$ (для н-гексана, в частности, $\rho_k = 2,7096$ кмоль/м³, $T_k = 507,20$ К). Коэффициенты n , γ , η , ε , β уравнения и степени t , d , p при температуре и плотности определялись по отобраным авторами разнородным экспериментальным данным о термодинамических свойствах н-гексана: давлении насыщенных паров, плотности жидкой и газовой фаз на линии насыщения, втором и третьем вириальных коэффициентах, p, V, T -данных, изобарной и изохорной теплоемкостях, скорости распространения звука w . Все экспериментальные данные приведены к Международной температурной шкале 1990 г. Для оптимизации формы уравнения составлен банк, содержащий 28 термов. В процессе минимизации функционала малозначащие термы отбрасывались. В результате получено уравнение, содержащее 17 членов, из них: шесть полиномиальных, пять экспоненциальных и шесть с термами Гаусса. Коэффициенты уравнения и степени при температуре и плотности представлены в табл. 1.

Безразмерная идеальногазовая часть свободной энергии Гельмгольца определяется соотношением

$$\alpha^0(\delta, \tau) = \frac{h_0^0 \tau}{RT_k} - \frac{s_0^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{C_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{C_p^0}{\tau} d\tau, \quad (3)$$

где $\delta_0 = \rho_0/\rho_k$; ρ_0 – плотность идеального газа при температуре $T_0 = 298,15$ К и давлении $p_0 = 101325$ Па (T_0, p_0 – вспомогательная опорная точка); $\tau_0 = T_k/T_0$; $h_0^0 = 78528$ Дж/моль, $s_0^0 = 388,54$ Дж/(моль·К) – энтальпия и энтропия в идеальногазовом состоянии при температуре T_0 соответственно; C_p^0 – изобарная теплоемкость в состоянии идеального газа. За термодинамическое начало отсчета принято состояние равновесного молекулярного кристалла при $T = 0$ К.

Для расчета функции α^0 необходимы данные о C_p^0 . Было принято уравнение, опубликованное в статье М. Яешке и Р. Шлея [10]:

$$\frac{C_p^0}{R} = m_0 + m_1 \left[\frac{\frac{\theta_1}{T}}{\sinh\left(\frac{\theta_1}{T}\right)} \right]^2 + m_2 \left[\frac{\frac{\theta_2}{T}}{\sinh\left(\frac{\theta_2}{T}\right)} \right]^2 + m_3 \left[\frac{\frac{\theta_3}{T}}{\sinh\left(\frac{\theta_3}{T}\right)} \right]^2, \quad (4)$$

значения коэффициентов m_i и θ_i см. в табл. 2.

ФУС в форме (1) позволяет рассчитывать все ТДС. В частности, давление p , энтальпия h , энтропия s , изохорная теплоемкость c_v , изобарная теплоемкость c_p и скорость распространения звука w могут быть рассчитаны по соотношениям (5)–(10), полученным на основе дифференциальных уравнений термодинамики:

$$\frac{p}{\rho RT} = 1 + \delta \alpha_{\delta}^r; \quad (5)$$

$$\frac{h}{RT} = 1 + \tau(\alpha_{\tau}^0 + \alpha_{\tau}^r) + \delta \alpha_{\delta}^r; \quad (6)$$

$$\frac{s}{R} = \tau(\alpha_{\tau}^0 + \alpha_{\tau}^r) - \alpha^0 - \alpha^r; \quad (7)$$

Таблица 2

**Коэффициенты уравнения (4)
для идеальноегазовой теплоемкости n-гексана**

i	m_i	θ_i
0	4,0	–
1	11,6977	182,326
2	26,8142	859,207
3	38,6164	1826,59

$$\frac{c_V}{R} = -\tau^2 (\alpha_{\tau\tau}^0 + \alpha_{\tau\tau}^r); \quad (8)$$

$$\frac{c_p}{R} = -\tau^2 (\alpha_{\tau\tau}^0 + \alpha_{\tau\tau}^r) + \frac{(1 + \delta\alpha_{\delta}^r - \delta\tau\alpha_{\delta\tau}^r)^2}{1 + 2\delta\alpha_{\delta}^r + \delta^2\alpha_{\delta\delta}^r}; \quad (9)$$

$$\frac{w^2}{RT} = 1 + 2\delta\alpha_{\delta}^r + \delta^2\alpha_{\delta\delta}^r - \frac{(1 + \delta\alpha_{\delta}^r - \delta\tau\alpha_{\delta\tau}^r)^2}{\tau^2 (\alpha_{\tau\tau}^0 + \alpha_{\tau\tau}^r)}, \quad (10)$$

где нижний индекс при α показывает частные производные первого и второго (двойной индекс) порядков по соответствующей переменной. Конкретные аналитические зависимости

различных производных термодинамического потенциала, входящие в уравнения (5)–(10), представлены, например, Р. Спаном [6].

Сравнение экспериментальных данных со значениями, полученными согласно уравнениям состояния

Как уже отмечалось, n-гексан относится к веществам, ТДС которого исследованы весьма подробно. В табл. 3 и на рис. 1–5 представлены результаты сравнения экспериментальных данных о ТДС n-гексана с современными ФУС. При этом, учитывая ограниченный объем статьи, включены только наиболее представительные и широкодиапазонные экспериментальные исследования.

Анализ результатов, представленных в табл. 3, показывает, что ТДС, исследованные разными авторами, описываются рассматриваемыми ФУС примерно с одинаковыми отклонениями, меньшими в жидкой фазе и существенно большими в газовой фазе

Таблица 3

Результаты сравнения экспериментальных данных о ТДС n-гексана с рассчитанными по различным ФУС значениями

Год	Публикация (по фамилии 1-го автора)	Число точек	Диапазон		Среднее относительное отклонение (COO) расчетных значений по ФУС, %		
			T, K	p, MPa	Спана – Вагнера [4]	Сана –Эли [5]	(1)–(3)
Давление насыщенных паров							
1945	Уилленгхем [11]	16	286...343		0,032	0,077	0,059
1952	Браун [12]	19	309...342		0,169	0,230	0,176
1972	Ли [13, 14]	21	273...336		0,172	0,134	0,170
1977	Муса [15]	9	484...505		0,122	0,178	0,075
1978	Визорек [16]	10	286...343		0,041	0,060	0,029
1988	Ву [17]	8	307...339		0,063	0,059	0,051
1990	Курумов [1]	13	373...507		0,409	0,645	0,289
1992	Бич [18]	39	294...351		0,038	0,088	0,053
2006	Эвинг [19]	54	316...504		0,059	0,282	0,047
2010	Александров [20]	10	178...260		1,734	0,701	0,496
Плотность насыщенной жидкой фазы							
1930	Дорнте [21]	8	183...323		0,069	0,163	0,058
1995	Зауэрман [22]	12	263...428		0,039	0,070	0,042
1962	Шим [23]	9	183...373		0,308	0,191	0,103
1967	Рожнов [24]	4	303...413		0,084	0,058	0,065
1970	Финдениг [25]	26	252...333		0,038	0,050	0,048
1980	Даймонд [26]	13	298...393		0,043	0,080	0,037
1990	Курумов [1]	31	183...506		0,309	0,201	0,144
1993	Бег [27]	11	298...473		0,162	0,264	0,217
2004	Тойо [28]	5	293...318		0,038	0,053	0,035
Плотность насыщенной газовой фазы							
1981	Амирханов [7]	7	473...503		1,931	0,710	0,860
1990	Курумов [1]	8	398...506		1,084	2,517	0,745
2011	Герасимов [29]	23	178...390		0,992	0,498	0,267

Год	Публикация (по фамилии 1-го автора)	Число точек	Диапазон		Среднее относительное отклонение (COO) расчетных значений по ФУС, %		
			T, К	p, МПа	Спана – Вагнера [4]	Сана –Эли [5]	(1)–(3)
<i>p, V, T-данные</i>							
1931	Бриджмен [30]	8	273...368	0,1...196	0,290	0,158	0,176
1940	Келсо [31]	61	373...548	0,6...32	0,599	0,665	0,466
	Ж	44			0,122	0,165	0,163
	Ф	14			1,844	1,385	1,247
	К	3			3,142	3,288	1,265
1970	Финдениг [25]	23	252...333	0,1	0,041	0,072	0,068
1980	Скайф [32]	169	248...373	0,1...253	0,355	0,302	0,215
1988	Мориоши [33]	71	298...313	3...138	0,200	0,195	0,085
1990	Курумов [1]	713	223...623	0,1...151	1,623	2,086	0,389
	Ж	286			0,331	0,220	0,159
	Г	61			0,970	0,639	0,840
	Ф	244			0,824	0,464	0,348
	К	122			6,593	10,45	0,787
1992	Киран [34]	75	313...448	0,2...66	0,392	0,442	0,307
1995	Зауэрман [22]	78	263...473	0,1...50	0,057	0,123	0,059
1998	Абдулагатов [35]	30	643...648	5,0...38	1,415	0,806	0,660
2006	Кумагаи [36]	16	273...333	0,1...30	0,129	0,125	0,075
Теплоемкость насыщенной жидкой фазы							
1946	Дуслин [37]	24	180...300		2,034	1,144	0,828
2002	Парамо [38]	15	288...348		0,351	0,313	0,381
Изобарная теплоемкость C_p							
1947	Уэддингтон [39]	11	330...470	0,03...0,1	0,151	0,176	0,170
1975	Григорьев [40]	7	304...424	0,1...1,05	0,886	0,871	0,743
1980	Калиновска [41]	33	180...301	0,1	2,197	1,234	0,933
2000	Герасимов [2]	568	295...624	0,1...60	6,155	8,690	1,402
	Ж	159			0,897	0,980	0,620
	Г	43			0,791	2,847	0,662
	Ф	219			1,270	1,731	0,924
	К	147			20,72	31,08	3,174
1981	Амирханов [7]	19	343...506	При давлении насыщения	3,753	3,440	3,600
Изохорная теплоемкость C_v							
1981	Амирханов [7]	268	343...673	0,2...53	1,993	1,995	1,877
	Ж	40			4,098	4,284	4,356
	Г	10			3,007	2,822	2,551
	Ф	208			1,243	1,230	1,174
	К	10			8,165	7,940	5,919
Энтальпия испарения							
1943	Лемонс [42]	4	298...343		1,446	1,571	1,865
1947	Уэддингтон [39]	3	307...340		0,522	0,615	0,534
1964	Хойсман [43]	10	311...450		0,459	0,455	1,315
1979	Майер [44]	4	298...353		0,158	0,035	0,270
1985	Вормалд [45]	6	373...490		0,640	0,760	0,839
1997	Герасимов [2]	7	341...507		1,316	3,464	1,669
2010	Александров [20]	7	178...280		0,504	0,195	0,062
Скорость звука w							
1953	Клинг [46]	23	293...373	0,1...50	1,081	1,010	0,343
1967	Боелховер [47]	40	253...333	0,1...140	1,691	1,622	1,494
1975	Зотов [48]	16	193...493	При давлении насыщения	1,859	2,326	2,339
1995	Зотов [49]	140	303...413	0,1...600	1,769	1,774	2,158
	Ж (Неручев) [49]	14	493...506	При давлении насыщения	1,379	5,861	3,274

Год	Публикация (по фамилии 1-го автора)	Число точек	Диапазон		Среднее относительное отклонение (COO) расчетных значений по ФУС, %		
			T, K	p, MPa	Спана – Вагнера [4]	Сана –Эли [5]	(1)–(3)
	Г (Неручев) [49]	22	493...506	При давлении насыщения	0,674	0,350	0,346
1998	Даридон [50]	275	293...373	0,1...150	1,006	0,625	0,758
2001	Болл [51]	82	298...373	0,1...111	1,273	0,752	0,494
2001	Хасаншин [52]	20	298...433	0,1...49	1,261	1,102	0,155

Примечание. Г – газовая фаза: $T < T_k, \rho < 0,7\rho_k$; Ж – жидкая фаза: $T < T_k, \rho > 1,3\rho_k$; К – критическая область: $T_k < T < 1,05T_k, 0,7\rho_k < \rho < 1,3\rho_k$; Ф – сверхкритический флюид (исключая критическую область): $T > T_k$.

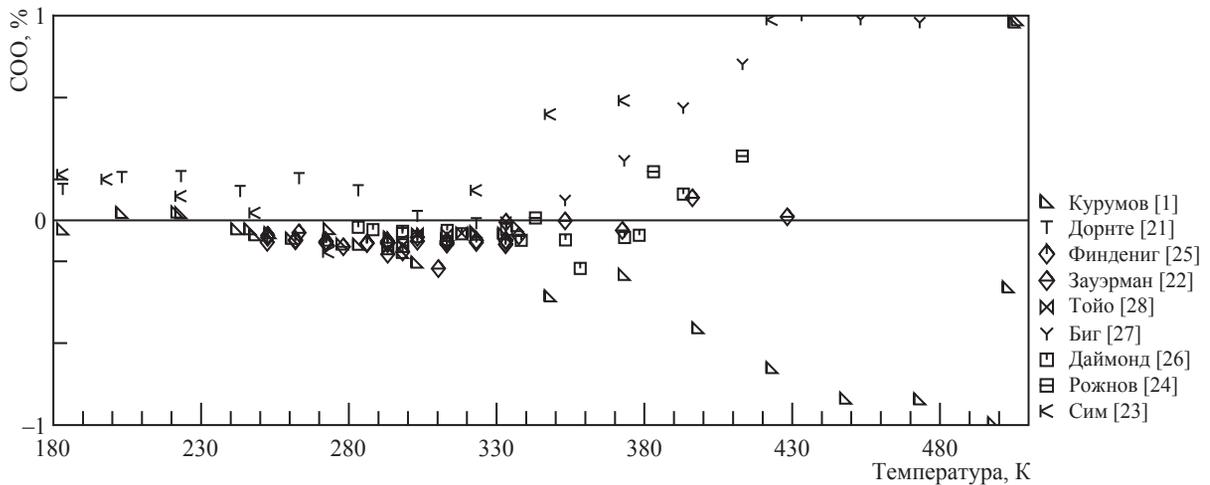


Рис. 1. Отклонения экспериментальных данных о плотности жидкой фазы на линии насыщения от рассчитанных по ФУС (2)

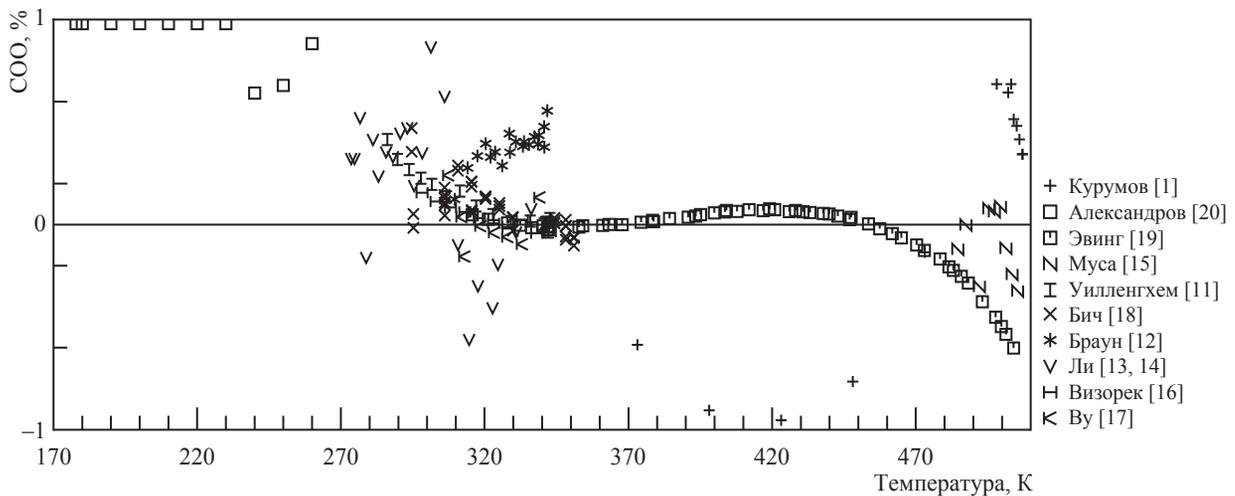


Рис. 2. Отклонения экспериментальных данных о давлении насыщенных паров от рассчитанных по ФУС (2)

и сверхкритической области. При этом новое ФУС обеспечивает, как правило, несколько более высокую точность расчета ТДС и значительно более высокую точность описания широкодиапазонных данных [1, 2] в критической

и сверхкритической областях. Особенно это заметно при описании изобарной теплоемкости в критической области, где наблюдаются острые максимумы C_p (см. рис. 5).

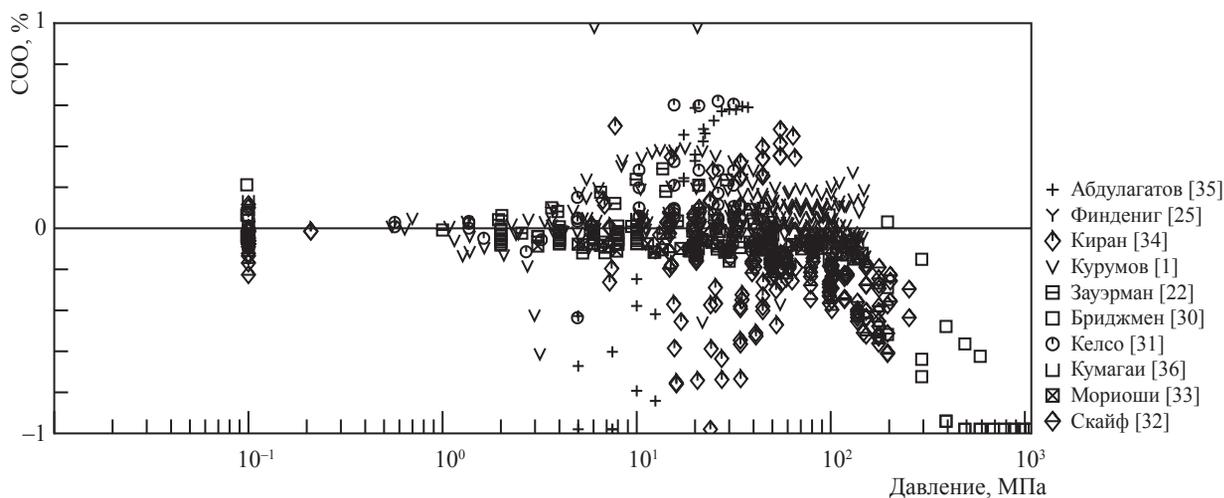


Рис. 3. Отклонения экспериментальных p, V, T -данных в жидкой фазе от рассчитанных по ФУС (2)

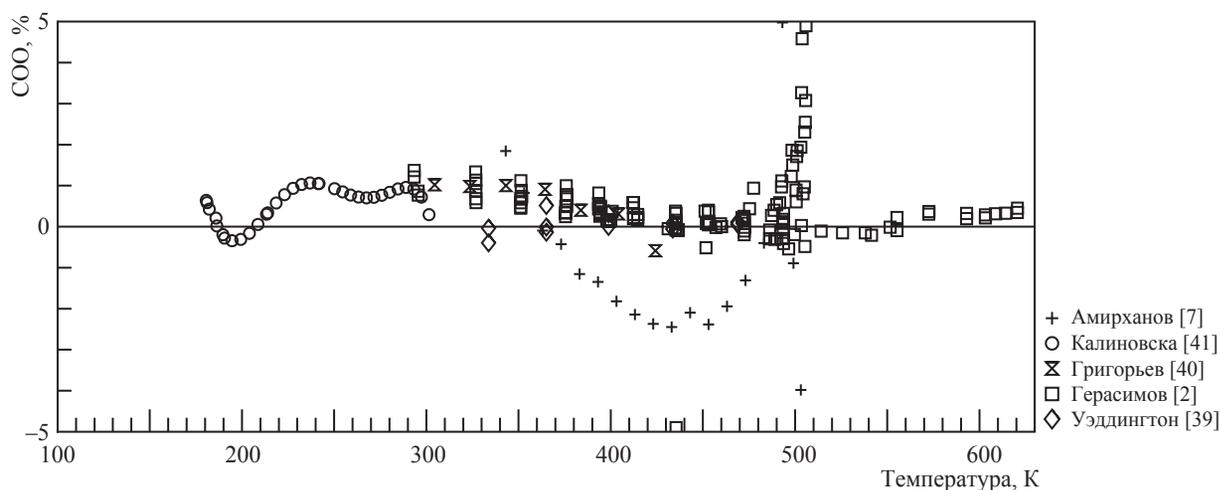


Рис. 4. Отклонения экспериментальных C_p, p, T -данных в жидкой фазе от рассчитанных по ФУС (1)–(3)

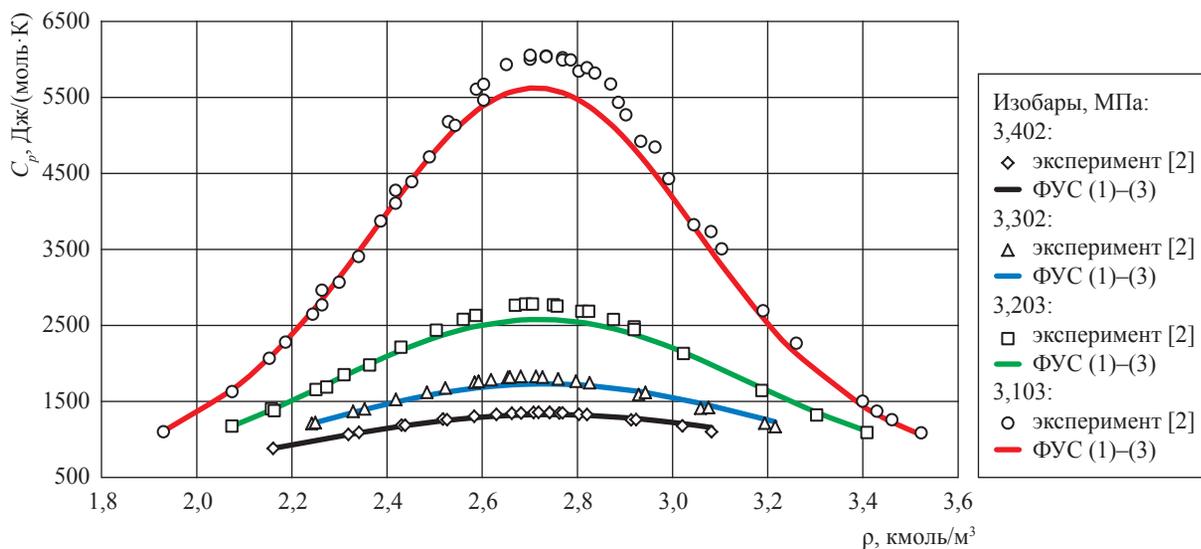


Рис. 5. Изобарная теплоемкость *n*-гексана в области острых максимумов

Таким образом, на основе отобранных авторами наиболее надежных разнородных экспериментальных данных о ТДС n-гексана разработано новое ФУС, описывающее с высокой точностью все ТДС в диапазоне температур от тройной точки до 700 К при давлениях

до 100 МПа. Новое ФУС, в отличие от предложенных ранее, обеспечивает значительно более высокую точность расчета ТДС в критической области. Средняя относительная ошибка расчета плотности [1] составила 0,8 %, а изобарной теплоемкости [2] – 3,6 %, что существенно лучше, чем по другим ФУС.

Список литературы

1. Курумов Д.С. Термические свойства n-алканов и фракций мангышлакской нефти в жидком и газообразном состояниях: дис. ... д.т.н.: 05.14.05 – Теоретические основы теплотехники / Д.С. Курумов. – Грозный: ГНИ, 1991. – 440 с.
2. Герасимов А.А. Калорические свойства нормальных алканов и многокомпонентных углеводородных смесей в жидкой и газовой фазах, включая критическую область: дис. ... д.т.н.: 05.14.05 – Теоретические основы теплотехники. – Калининград, 2000. – 434 с.
3. Grigoryev B.A. Thermodynamic properties of n-hexane / B.A. Grigoryev, Y.L. Rastorguyev, A.A. Gerasimov et al. // *Int. Journal Thermophysics*. – 1988. – Т. 9. – № 3. – С. 439–452.
4. Span R. Equations of state for technical applications. II: Results for nonpolar fluids / R. Span, W. Wagner // *J. Thermophysics*. – 2003. – Т. 24. – № 1. – С. 41–109.
5. Sun L. Universal equation of state for engineering application: algorithm and application / L. Sun, J.E. Ely // *Fluid Phase Equilibria*. – 2004. – Т. 222–223. – С. 107–118.
6. Span R. Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data / R. Span. – Berlin: Springer, 2000. – 367 с.
7. Амирханов Х.И. Изохорная теплоемкость и другие калорические свойства углеводородов метанового ряда / Х.И. Амирханов, Б.Г. Алибеков, Д.И. Вихров и др. – Махачкала: Даг. книж. изд-во, 1981. – 254 с.
8. Герасимов А.А. Кроссоверное уравнение состояния нормального гексана в критической области / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев // *ИФЖ*. – 1993. – Т. 65. – № 2. – С. 185–191.
9. Abdulagatov I.M. PVTx measurements and crossover equation of state of pure n-hexane and dilute aqueous n-hexane solutions in the critical and supercritical regions // I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, J.W. Magee et al. // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2005. – Т. 44. – № 6. – С. 1967–1984.
10. Jaeschke M. Ideal-gas thermodynamic properties for natural-gas applications / M. Jaeschke, P. Schley // *Int. Journal of Thermophysics*. – 1995. – Т. 16. – № 6. – С. 1381–1392.
11. Willingham C.B. Vapor pressures and boiling points of some paraffin, alkylcyclopentane, alkylcyclohexane, and alkylbenzene hydrocarbons / C.B. Willingham, W.J. Taylor, J.M. Pignocco et al. // *J. Res. Natl. Bur. Stand.* – 1945. – Т. 35. – С. 219–244.
12. Brown I. Liquid-vapour equilibria. III: The systems benzene-n-heptane, n-hexane-chlorobenzene, and cyclohexane-nitrobenzene / I. Brown // *Aust. J. Sci. Res.* – 1952. – Т. A5. – С. 530–540.
13. Li I.P.C. Vapor-liquid equilibria in systems n-hexane-benzene and n-pentane-toluene / I.P.C. Li, Y.-W. Wong, S.-D. Chang et al. // *J. Chem. Eng. Data*. – 1972. – Т. 17. – № 4. – С. 492–498.
14. Li I.P.C. Vapour-liquid equilibria of binary systems containing n-hexane, cyclohexane, and benzene at low temperatures / I. P.C. Li, B.C.-Y. Lu, E.C. Chen // *J. Chem. Eng. Data*. – 1973. – Т. 18. – № 3. – С. 305–309.
15. Mousa A.H.N. The physical properties of highly purified samples of propane and n-hexane / A.H.N. Mousa // *J. Chem. Thermodyn.* – 1977. – Т. 9. – С. 1063–1065.
16. Wiczorek S.A. Vapour pressures and thermodynamic properties of hexan-1-ol + n-hexane between 298.230 and 342.824 K / S.A. Wiczorek, J. Stecki // *J. Chem. Thermodyn.* – 1978. – Т. 10. – С. 177–186.
17. Wu H.S. Vapour-liquid equilibria of tetrahydrofuran systems / H.S. Wu, S.I. Sandler // *J. Chem. Eng. Data*. – 1988. – Т. 33. – С. 157–162.
18. Bich E. Quasi-isochoric p-rho-T measurements, 2nd virial coefficient and vapour pressure of n-hexane / E. Bich, T. Lober, J. Millat // *Fluid Phase Equilib.* – 1992. – Т. 75. – С. 149–161.
19. Ewing M.B. Vapour pressures of n-hexane determined by comparative ebulliometry / M.B. Ewing, J.C. Sanchez Ochoa // *J. Chem. Thermodyn.* – 2006. – Т. 38. – С. 283–288.

20. Александров И.С. Термодинамические свойства n-алканов на линии насыщения. Ч. 1: Энтальпия испарения и давление насыщенных паров n-алканов C₅–C₁₈ вблизи тройной точки / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Е.Б. Григорьев // Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России. – 2010. – № 4. – С. 56–61.
21. Dornte R.W. The dielectric polarization of liquids. X: The polarization and refraction of the normal paraffins / R.W. Dornte, C.P. Smyth // J. Am. Chem. Soc. – 1930. – Т. 52. – С. 3546–3552.
22. Sauermann P. The P-rho-T properties of ethanol + hexane / P. Sauermann, K. Holzapfel, J. Oprznski et al. // Fluid Phase Equilib. – 1995. – Т. 112. – С. 249–272.
23. Shim J. Multiphase and volumetric equilibria of methane-n-hexane binary system at temperatures between –110° and 150 °C / J. Shim, J.P. Kohn // J. Chem. Eng. Data. – 1962. – Т. 7. – № 1. – С. 3–8.
24. Rozhnov M.S. Phase and volume parameters in the butadiene hydrocarbon systems / M.S. Rozhnov // Khim. Prom-st. – 1967. – Т. 43. – № 4. – С. 48–50.
25. Findenegg G.H. Dichte und ausdehnungskoeffizient ciniger flussiger alkane / G.H. Findenegg // Monatshefte fur Chemie. – 1970. – Т. 101. – С. 1081–1088.
26. Dymond J.H. Transport properties of nonelectrolyte liquid mixtures. I: Viscosity coefficients for n-alkane mixtures at saturation pressure from 283 to 378 K / J.H. Dymond, K.J. Young // Int. J. Thermophys. – 1980. – Т. 1. – № 4. – С. 331–344.
27. Beg S.A. Saturated liquid densities of benzene, cyclohexane and hexane from 298.15 to 473.15 K / S.A. Beg, N.M. Tukur, D.K. Al-Harbi et al. // J. Chem. Eng. Data. – 1993. – Т. 38. – С. 461.
28. Tojo J. Densities and excess molar properties of dimethyl carbonate with alkanes (C₆ to C₁₀) and VLE of dimethyl carbonate with alkanes (C₉ to C₁₀) at 101.3 kPa / J. Tojo, J. Canosa, A. Rodriguez et al. // J. Chem. Eng. Data. – 2004. – Т. 49. – С. 86–93.
29. Герасимов А.А. Термические свойства n-алканов C₅–C₁₃ в диапазоне температуры от тройной точки до критической / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев, И.С. Александров и др. // Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России. – 2011. – № 1. – С. 43–57.
30. Bridgman P.W. The volume of eighteen liquids as a function of pressure and temperature / P.W. Bridgman // Proc. Am. Acad. Arts Sci. – 1931. – Т. 66. – С. 185–233.
31. Kelso E.A. Pressure – volume – temperature relation of n-hexane and 2,2-dimethylbutane / E.A. Kelso, W.A. Felsing // J. Am. Chem. Soc. – 1940. – Т. 62. – С. 3132–3134.
32. Scaife W.G.S. Dielectric permittivity and pVT data of some n-alkanes / W.G.S. Scaife, C.G.R. Lyons // Proc. R. Soc. London. – 1980. – Серия A370. – С. 193–211.
33. Moriyoshi T. Compressions of C(6) hydrocarbons from 298.15 to 313.15 K at pressures to 145 MPa / T. Moriyoshi, T. Aono // J. Chem. Thermodyn. – 1988. – Т. 20. – № 2. – С. 185–191.
34. Kiran E. High-pressure viscosity and density of n-alkanes / E. Kiran, Y.L. Sen // Int. J. Thermophys. – 1992. – Т. 13. – № 3. – С. 411–441.
35. Abdulagatov I.M. Excess, partial, and molar volumes of n-alkanes in near-critical and supercritical water / I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, E.A. Bazaev et al. // J. Sol. Chem. – 1998. – Т. 27. – № 8. – С. 729–751.
36. Kumagai A. Measurements of the liquid viscosities of mixtures of n-butane, n-hexane, and n-octane with squalane to 30 MPa // A. Kumagai, D. Tomida, C. Yokoyama // Int. J. Thermophys. – 2006. – Т. 27. – С. 376–393.
37. Douslin D.R. Low-temperature thermal data on the five isomeric hexanes / D.R. Douslin, H.M. Huffman // J. Am. Chem. Soc. – 1946. – Т. 68. – С. 1704–1708.
38. Paramo R. New batch cells adapted to measure saturated heat capacities of liquids / R. Paramo, M. Zouine, C. Casanova // J. Chem. Eng. Data. – 2002. – Т. 47. – С. 441–448.
39. Waddington B.G. Experimental vapour heat capacities and heats of vaporization of n-hexane and 2,2-dimethylbutane / B.G. Waddington, D.R. Douslin // J. Am. Chem. Soc. – 1947. – Т. 69. – № 10. – С. 2275–2279.
40. Григорьев Б.А. Экспериментальное исследование изобарной теплоемкости n-алканов / Б.А. Григорьев, Ю.Л. Расторгуев, Г.С. Янин // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1975. – № 10. – С. 63–66.
41. Kalinowska B. Heat capacities of liquids at temperatures between 90 and 300 K and at atmospheric pressure. I: Method and apparatus, and the heat capacities of n-heptane, n-hexane, and n-propanol / B. Kalinowska et al. // J. Chem. Thermodyn. – 1980. – Т. 12. – С. 891–896.
42. Lemons J.F. The heat of vaporization of some hexanes / J.F. Lemons, W.A. Felsing // J. Am. Chem. Soc. – 1943. – Т. 65. – № 1. – С. 46–48.
43. Huisman J. Latent heat of vaporization of n-hexane / J. Huisman, B.H. Sage // J. of Chem. and Eng. Data. – 1964. – Т. 90. – № 2. – С. 223–226.

44. Majer V. Temperature dependence of heats of vaporization of saturated hydrocarbons C_5-C_8 : experimental data and estimation method / V. Majer, B. Svoboda, K.S. Hala et al. // Coll. Czech. Chem. Commun. – 1979. – Т. 44. – С. 637–651.
45. Wormald C.J. A new enthalpy-increment calorimeter. Enthalpy increments for n-hexane / C.J. Wormald, T.K. Yerlett // J. Chem. Thermodynamics. – 1985. – Т. 17. – № 12. – С. 1171–1186.
46. Kling R. Application of ultrasonics in the study of the elastic properties of hydrocarbons over a wide field of temperature and pressure / R. Kling, E. Nicolini, J. Tissot // Rech. Aeronaut. – 1953. – Т. 31. – С. 31–36.
47. Boelhouwer J.W.M. Sound velocities in and adiabatic compressibilities of liquid alkanes at various temperatures and pressures / J.W.M. Boelhouwer // Physica. – 1967. – Т. 34. – № 3. – С. 484–492.
48. Zotov V.V. Study of the equilibrium properties of hydrocarbons on the saturation line by an acoustic method / V.V. Zotov, B.N. Kireev, Yu.A. Neruchev // J. Appl. Mech. Tech. Phys. – 1975. – Т. 15. – № 2. – С. 282–284.
49. Зотов В.В. Скорость звука в жидких углеводородах / В.В. Зотов, Ю.Ф. Мелихов, Г.А. Мельников, Ю.А. Неручев. – Курск: КГПУ, 1995. – 77 с.
50. Daridon J.L. Experimental measurements of the speed of sound in n-hexane from 293 to 373 K and up to 150 MPa / J.L. Daridon, B. Lagourette, J.-P.E. Grolier // Int. J. Thermophys. – 1998. – Т. 19. – № 1. – С. 145–161.
51. Ball S.J. Speed of sound of n-hexane and n-hexadecane at temperatures between 298 and 373 K and pressures up to 100 MPa / S.J. Ball, J.P.M. Trusler // Int. J. Thermophys. – 2001. – Т. 22. – № 2. – С. 427–443.
52. Хасаншин Т.С. Скорость звука в жидких n-алканах / Т.С. Хасаншин, А.П. Щемелев // ТВТ. – 2001. – Т. 39. – № 1. – С. 64–71.

A new fundamental equation of state for normal hexane

A.A. Gerasimov¹, I.S. Aleksandrov^{1*}, B.A. Grigoryev²

¹ Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospekt, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Abstract. The normal hexane belongs to technically important hydrocarbons, and accurate information on its thermodynamic properties is desired for many applications. The previously published experimental data on the thermodynamic properties of n-hexane and fundamental equations of state were selected and analyzed. Analysis has shown that the available equations of state for n-hexane have sufficient accuracy over a temperature range from the triple point to 660 K and at pressures up to 100 MPa. However, these equations do not provide high accuracy of calculations in the critical region of temperature $T_c < T < 1,05T_c$ and density $0,7\rho_c < \rho < 1,3\rho_c$ (T_c , ρ_c – critical values).

The article presents a new fundamental equation of state in the form of the reduced Helmholtz free energy. The proposed equation includes six polynomial, five exponential and six Gaussian bell-shaped terms. Optimization of the equation structure, and also the density and temperature exponents took place simultaneously using the nonlinear iterative procedure based on the method of random search. During the fitting of the equation, an experimental p, ρ, T data, saturated vapor pressure, saturated liquid density, saturated gas density, isobaric and isochoric heat capacity and speed of sound were used. The proposed equation satisfies the critical conditions and Maxwell rule, shows correct behavior for the ideal curves, and allows the calculation of all thermodynamic properties and phase equilibria over a temperature range from the triple point to 700 K with pressures up to 100 MPa. The average absolute deviations of properties are: 0,05...0,2 % in liquid phase density; 0,3...1,0 % in gas phase density; 0,05...0,15 % in saturated vapor pressure; 0,05...0,15 % in saturated liquid density; 0,5...1,0 % in isobaric heat capacity; 0,5...1,5 % in speed of sound. The results of comparison with two other equations of state published in literature are presented in article. The analysis has shown that the new fundamental equation of state has higher accuracy, especially in the critical region.

Keywords: equation of state, density, heat capacity, speed of sound, free energy.

References

1. KURUMOV, D.S. *Thermal properties of n-alkanes and fractions of the Mangyshlak oil at liquid and gaseous phases* [Termicheskiye svoystva n-alkanov i fraktsiy mangyshlakskey nefti v zhidkom i gazoobraznom sostoyaniyakh]: Dr. thesis (heat engineering). Groznyy Oil Institute, 1991. (Russ.).

2. GERASIMOV, A.A. *Calorific properties of normal alkanes and multicomponent hydrocarbon mixtures in liquid and gas phases including a critical area* [Kaloricheskiye svoystva normalnykh alkanov i mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesey v zhidkoy i gazovoy fazakh, vklyuchaya kriticheskuyu oblast]: Dr. thesis (heat engineering). Kaliningrad State Technical University, 2000. (Russ.).
3. GRIGORYEV, B.A., Y.L. RASTORGUYEV, A.A. GERASIMOV et al. Thermodynamic properties of n-hexane. *Int. Journal of Thermophysics*. 1988, vol. 9, no. 3, pp. 439–452. ISSN 0195-928X.
4. SPAN, R. and W. WAGNER. Equations of state for technical applications. II: Results for nonpolar fluids. *Int. Journal of Thermophysics*. 2003, vol. 24, no. 1, pp. 41–109. ISSN 0195-928X.
5. SUN, L. and J.E. ELY. Universal equation of state for engineering application: algorithm and application. *Fluid Phase Equilibria*. 2004, vol. 222–223, pp. 107–118. ISSN 0378-3812.
6. SPAN, R. *Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data*. Berlin: Springer, 2000.
7. AMIRKHANOV, Kh.I., B.G. ALIBEKOV, D.I. VIKHROV et al. *Isochoric heating capacity and other calorific properties of methanes* [Izokhornaya teployemkost i drugiye kaloricheskiye svoystva uglevodorodov metanovogo ryada]. Makhachkala: Dagistanskoye knizhnoye izdatelstvo, 1981. (Russ.).
8. GERASIMOV, A.A. and B.A. GRIGORYEV. Crossover equation of state for n-hexane in a critical area [Krossovernoye uravneniye sostoyaniya normalnogo geksana v kriticheskoy oblasti]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*. 1993, vol. 65, no. 2, pp. 185–191. ISSN 0021-0285. (Russ.).
9. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, J.W. MAGEE et al. PVTx measurements and crossover equation of state of pure n-hexane and dilute aqueous n-hexane solutions in the critical and supercritical regions. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2005, vol. 44, no. 6, pp. 1967–1984. ISSN 0888-5885.
10. JAESCHKE, M. and P. SCHLEY. Ideal-gas thermodynamic properties for natural-gas applications. *Int. Journal of Thermophysics*. 1995, vol. 16, no. 6, pp. 1381–1392. ISSN 0195-928X.
11. WILLINGHAM, C.B., W.J. TAYLOR, J.M. PIGNOCCO et al. Vapor pressures and boiling points of some paraffin, alkylcyclopentane, alkylcyclohexane, and alkylbenzene hydrocarbons. *J. Res. Natl. Bur. Stand.* 1945, vol. 35, pp. 219–244. ISSN 0091-0635.
12. BROWN, I. Liquid-vapour equilibria. III: The systems benzene-n-heptane, n-hexane-chlorobenzene, and cyclohexane-nitrobenzene. *Aust. J. Sci. Res.* 1952, vol. A5, pp. 530–540. ISSN 0365-365X.
13. LI, I.P.C., Y.-W. WONG, S.-D. CHANG et al. Vapor-liquid equilibria in systems n-hexane-benzene and n-pentane-toluene. *J. Chem. Eng. Data*. 1972, vol. 17, no. 4, pp. 492–498. ISSN 0021-9568.
14. LI, I.P.C., B.C.-Y. LU, E.C. CHEN. Vapour-liquid equilibria of binary systems containing n-hexane, cyclohexane, and benzene at low temperatures. *J. Chem. Eng. Data*. 1973, vol. 18, no. 3, pp. 305–309. ISSN 0021-9568.
15. MOUSA, A.H.N. The physical properties of highly purified samples of propane and n-hexane. *J. Chem. Thermodyn.* 1977, vol. 9, pp. 1063–1065. ISSN 0021-9614.
16. WIECZOREK, S.A. and J. STECKI. Vapour pressures and thermodynamic properties of hexan-1-ol + n-hexane between 298.230 and 342.824 K. *J. Chem. Thermodyn.* 1978, vol. 10, pp. 177–186. ISSN 0021-9614.
17. WU, H.S. and S.I. SANDLER. Vapour-liquid equilibria of tetrahydrofuran systems. *J. Chem. Eng. Data*. 1988, vol. 33, pp. 157–162. ISSN 0021-9568.
18. BICH, E., T. LOBER, J. MILLAT. Quasi-isochoric p-rho-T measurements, 2nd virial coefficient and vapour pressure of n-hexane. *Fluid Phase Equilib.* 1992, vol. 75, pp. 149–161. ISSN 0378-3812.
19. EWING, M.B. and J.C. SANCHER OCHOA. Vapour pressures of n-hexane determined by comparative ebulliometry. *J. Chem. Thermodyn.* 2006, vol. 38, pp. 283–288. ISSN 0021-9614.
20. ALEKSANDROV, I.S., A.A. GERASIMOV, Ye.B. GRIGORYEV. Thermodynamic properties of n-alkanes at line of saturation. Pt. 1: Enthalpy of evaporation and pressure of the saturated vapours of C₅–C₁₈ n-alkanes nearby the triple point [Termodinamicheskiye svoystva n-alkanov na linii nasyscheniya. Ch. 1: Entalpiya ispareniya i davleniye nasyschennykh parvo n-alkanov C₅–C₁₈ vblizi troynoy tochki]. *Oboronnyy kompleks – nauchno-tekhnikeskomy progressu Rossii*. 2010, no. 4, pp. 56–61. ISSN 1729-6552. (Russ.).
21. DORNTE, R.W. and C.P. SMYTH. The dielectric polarization of liquids. X: The polarization and refraction of the normal paraffins. *J. Am. Chem. Soc.* 1930, vol. 52, pp. 3546–3552. ISSN 0002-7863.
22. SAUERMANN, P., K. HOLZAPFEL, J. OPRZNSKI et al. The P-rho-T properties of ethanol + hexane. *Fluid Phase Equilib.* 1995, vol. 112, pp. 249–272. ISSN 0378-3812.
23. SHIM, J. and J.P. KOHN. Multiphase and volumetric equilibria of methane-n-hexane binary system at temperatures between –110° and 150°C. *J. Chem. Eng. Data*. 1962, vol. 7, no. 1, pp. 3–8. ISSN 0021-9568.
24. ROZHNOV, M.S. Phase and volume parameters in the butadiene hydrocarbon systems. *Khim. Prom-st.* 1967, vol. 43, no. 4, pp. 48–50.
25. FINDENEGG, G.H. Density and coefficient of expansion of some liquid alkanes [Dichte und ausdehnungskoeffizient ciniger flussiger alkane]. *Monatshefte fur Chemie*. 1970, vol. 101, pp. 1081–1088. ISSN 0026-9247. (Germ.).
26. DYMOND, J.H. and K.J. YOUNG. Transport properties of nonelectrolyte liquid mixtures. I: Viscosity coefficients for n-alkane mixtures at saturation pressure from 283 to 378 K. *Int. Journal of Thermophys.* 1980, vol. 1, no. 4, pp. 331–344. ISSN 0195-928X.
27. BEG, S.A., N.M. TUKUR, D.K. AL-HARBI et al. Saturated liquid densities of benzene, cyclohexane and hexane from 298.15 to 473.15 K. *J. Chem. Eng. Data*. 1993, vol. 38, pp. 461. ISSN 0021-9568.

28. TOJO, J., J. CANOSA, A. RODRIGUEZ et al. Densities and excess molar properties of dimethyl carbonate with alkanes (C_6 to C_{10}) and VLE of dimethyl carbonate with alkanes (C_9 to C_{10}) at 101.3 kPa. *J. Chem. Eng. Data*. 2004, vol. 49, pp. 86–93. ISSN 0021-9568.
29. GERASIMOV, A.A., B.A. GRIGORYEV, I.S. ALEKSANDROV et al. Thermal properties of C_5 – C_{13} n-alkanes within a temperature range from a triple point to a critical one [Termicheskiye svoystva n-alkanov C_5 – C_{13} v diapazone temperatury ot troynoy tochki do kriticheskoy]. *Oboronnyy kompleks – nauchno-tekhnicheskomy progressu*. 2011, no. 1, pp. 43–57. ISSN 1729-6552. (Russ.).
30. BRIDGMAN, P.W. The volume of eighteen liquids as a function of pressure and temperature. *Proc. Am. Acad. Arts Sci.* 1931, vol. 66, pp. 185–233. ISSN 0199-9818.
31. KELSO, E.A. and W.A. FELSING. Pressure – volume – temperature relation of n-hexane and 2,2-dimethylbutane. *J. Am. Chem. Soc.* 1940, vol. 62, pp. 3132–3134. ISSN 0002-7863.
32. SCAIFE, W.G.S. and C.G.R. LYONS. Dielectric permittivity and pVT data of some n-alkanes. *Proc. R. Soc. London*. 1980, ser. A370, pp. 193–211. ISSN 1364–5021.
33. MORIYOSHI, T. and T. AONO. Compressions of C(6) hydrocarbons from 298.15 to 313.15 K at pressures to 145 MPa. *J. Chem. Thermodyn.* 1988, vol. 20, no. 2, pp. 185–191. ISSN 0021-9614.
34. KIRAN, E. and Y.L. SEN. High-pressure viscosity and density of n-alkanes. *Int. J. Thermophys.* 1992, vol. 13, no. 3, pp. 411–441. ISSN 0195-928X.
35. ABDULAGATOV, I.M., A.R. BAZAEV, E.A. BAZAEV et al. Excess, partial, and molar volumes of n-alkanes in near-critical and supercritical water. *J. Sol. Chem.* 1998, vol. 27, no. 8, pp. 729–751. ISSN 0095-9782.
36. KUMAGAI, A., D. TOMIDA, C. YOKOYAMA. Measurements of the liquid viscosities of mixtures of n-butane, n-hexane, and n-octane with squalane to 30 MPa. *Int. J. Thermophys.* 2006, vol. 27, pp. 376–393. ISSN 0195-928X.
37. DOUSLIN, D.R. and H.M. HUFFMAN. Low-temperature thermal data on the five isomeric hexanes. *J. Am. Chem. Soc.* 1946, vol. 68, pp. 1704–1708. ISSN 0002-7863.
38. PARAMO, R., M. ZOUINE, C. CASANOVA. New batch cells adapted to measure saturated heat capacities of liquids. *J. Chem. Eng. Data*. 2002, vol. 47, pp. 441–448. ISSN 0021-9568.
39. WADDINGTON, B.G. and D.R. DOUSLIN. Experimental vapour heat capacities and heats of vaporization of n-hexane and 2,2-dimethylbutane. *J. Am. Chem. Soc.* 1947, vol. 69, no. 10, pp. 2275–2279. ISSN 0002-7863.
40. GRIGORYEV, B.A., Yu.L. RASTORGUYEV, G.S. YANIN. Experimental study of isobaric heat capacity of n-alkanes [Eksperimentalnoye issledovaniye izobarnoy teployemkosti n-alkanov]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1975, no. 10, pp. 63–66. ISSN 0445-0108.
41. KALINOWSKA, B. et al. Heat capacities of liquids at temperatures between 90 and 300 K and at atmospheric pressure. I: Method and apparatus, and the heat capacities of n-heptane, n-hexane, and n-propanol. *J. Chem. Thermodyn.* 1980, vol. 12, pp. 891–896. ISSN 0021-9614.
42. LEMONS, J.F. and W.A. FELSING. The heat of vaporization of some hexanes. *J. Am. Chem. Soc.* 1943, vol. 65, no. 1, pp. 46–48. ISSN 0002-7863.
43. HUISMAN, J. and B.H. SAGE. Latent heat of vaporization of n-hexane. *J. of Chem. and Eng. Data*. 1964, vol. 90, no. 2, pp. 223–226. ISSN 0021-9568.
44. MAJER, V., B. SVOBODA, K.S. HALA et al. Temperature dependence of heats of vaporization of saturated hydrocarbons C_5 – C_8 : experimental data and estimation method. *Coll. Czech. Chem. Commun.* 1979, vol. 44, pp. 637–651. ISSN 0010-0765.
45. WORMALD, C.J. and T.K. YERLETT. A new enthalpy-increment calorimeter. Enthalpy increments for n-hexane. *J. Chem. Thermodynamics*. 1985, vol. 17, no. 12, pp. 1171–1186. ISSN 0021-9614.
46. KLING, R., E. NICOLINI, J. TISSOT. Application of ultrasonics in the study of the elastic properties of hydrocarbons over a wide field of temperature and pressure [Application des Ultrasons a l'etude des proprietes elastiques d'hydrocarbures dans un domaine etendu de temperature et de pression]. *La Recherche Aeronautique*. 1953, vol. 31, pp. 31–36. (French).
47. BOELHOUWER, J.W.M. Sound velocities in and adiabatic compressibilities of liquid alkanes at various temperatures and pressures. *Physica*. 1967, vol. 34, no. 3, pp. 484–492.
48. ZOTOV, V.V., B.N. KIREEV, Yu.A. NERUCHEV. Study of the equilibrium properties of hydrocarbons on the saturation line by an acoustic method. *J. Appl. Mech. Tech. Phys.* 1975, vol. 15, no. 2, pp. 282–284. ISSN 0021-8944.
49. ZOTOV, V.V., Yu.F. MELIKHOV, G.A. MELNIKOV, Yu.A. NERUCHEV. *Sonic speed in liquid hydrocarbons* [Skorost zvuka v zhidkikh uglevodorodakh]. Kursk: Kursk State Pedagogic University, 1995. (Russ.).
50. DARIDON, J.L., B. LAGOURETTE, J.-P.E. GROLIER. Experimental measurements of the speed of sound in n-hexane from 293 to 373K and up to 150 MPa. *Int. J. Thermophys.* 1998, vol. 19, no. 1, pp. 145–161. ISSN 0195-928X.
51. BALL, S.J. and J.P.M. TRUSLER. Speed of sound of n-hexane and n-hexadecane at temperatures between 298 and 373 K and pressures up to 100 MPa. *Int. J. Thermophys.* 2001, vol. 22, no. 2, pp. 427–443. ISSN 0195-928X.
52. KHASANSHIN, T.S. and A.P. SHCHMELEV. Sonic speed in liquid n-alkanes [Skorost zvuka v zhidkikh n-alkanakh]. *Teplofizika vysokikh temperatur*. 2001, vol. 39, no. 1, pp. 64–71. ISSN 0040-3644. (Russ.).

УДК 541.123.01+622.276.8+622.279.8

Метод расчета термобарических условий начала кипения и конденсации углеводородного сырья и продуктов промышленной подготовки

А.Г. Касперович^{1*}, О.А. Омельченко², Д.А. Рычков³

¹ ООО «Газпром переработка», Российская Федерация, 194044, г. Санкт-Петербург, ул. Смольячкова, д. 6, к. 1, стр. 1, офис 901

² Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование», Российская Федерация, 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, д. 2

³ ООО «Газпром геологоразведка», Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

* E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

Тезисы. Рассматривается расчет физических свойств многокомпонентных углеводородных смесей на линиях насыщения – температуры и давления начала кипения и конденсации при фиксации одного из указанных параметров. Рассмотрены неопределенности, возникающие при расчетах этих свойств по изложенным в литературе алгоритмам, основанным на идентификации начала появления второй фазы по изменениям параметров компонентов смеси. Предложен исключающий эти недостатки расчетный метод, базирующийся на нахождении излома тенденции интегральной мольной доли жидкой или газовой фазы с выбором направления и области поиска в зависимости от искомого свойства.

При проектировании и анализе разработки газоконденсатных и нефтяных месторождений одной из важнейших характеристик добываемого сырья и продуктов его промышленной подготовки является фазовое состояние потоков при различных термобарических параметрах, наиболее общее представление о котором можно получить, определив границы однофазной газовой, двухфазной газожидкостной и однофазной жидкой областей в координатах давление/температура. Эти границы (линии кипения и конденсации, или обобщенно *линии насыщения*) позволяют определить условия начала выпадения газового конденсата или разгазирования нефти в пластовых условиях, начала конденсации жидкой фазы из газовых потоков и начала дегазации потоков нефти и конденсата в технологических трубопроводах, сепарационном и теплообменном оборудовании. Границу газовой и газожидкостной областей определяет такой важнейший параметр промышленной подготовки, как точка росы товарного газа по углеводородам.

Экспериментальное определение границ фазового состояния углеводородного сырья (PVT-исследования) является трудоемкой и дорогостоящей процедурой, требующей применения специального достаточно сложного оборудования. Поэтому такие исследования охватывают лишь незначительную часть сырьевых потоков. Однако в настоящее время вполне развиты и распространены газохроматографические методы определения подробных компонентно-фракционных составов (КФС) жидких и газообразных углеводородных потоков, на базе которых границы фазового состояния можно определять расчетными методами.

Такой расчет сводится к нахождению граничного давления (начала кипения или начала конденсации) при заданной температуре или к нахождению граничной температуры (начала кипения или начала конденсации) при заданном давлении. При этом необходимо отметить, что для давления и температуры начала конденсации существуют по два значения – нормальное и аномальное (в закритической области).

Классический подход к решению такой задачи описан у многих авторов, например в монографии А.И. Брусиловского [1]. Сущность предлагаемых алгоритмов сводится к определению такого характерного изменения поведения углеводородной

Ключевые слова: углеводородное сырье, продукты промышленной подготовки, правила фаз, фазовое равновесие, термобарические параметры, компонентно-фракционный состав.

¹ PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

системы, когда в однофазовом состоянии потока начинает появляться другая фаза. Иными словами, от начальных условий, при которых весь молярный состав компонентов находится в определенной (газовой или жидкой) фазе, изменяют варьируемый параметр (давление или температуру) и подбирают его значение, соответствующее минимальному содержанию второй фазы, характеризующему лишь ее тенденцию к появлению («первая капля жидкости» или «первый пузырек газа»). На каждой итерации контролируется тенденция изменения состава по всем компонентам с применением расчетов летучестей и других параметров, определяемых при расчете парожидкостного равновесия с помощью какого-либо уравнения состояния.

Ситуация характерна тем, что в итерациях проводятся расчеты неравновесного состояния углеводородной системы, т.е. с получением суммы молярных долей компонентов в газовой или жидкой фазах, не равных единице, но стремящихся к ней в процессе вычислений. Конечной целью расчета является определение состояния парожидкостного равновесия с преобладанием одной фазы и максимально близким к нулю содержанием второй фазы.

Данный метод широко используется и, в принципе, дает приемлемые результаты при условии задания достаточно близких начальных приближений искомого параметра. Однако

в закритической области этот алгоритм может выдать как нормальное, так и аномальное (в ретроградной области) граничное значение давления или температуры, причем определить, к какой именно линии относится рассчитанная величина, нередко бывает проблематично. Регулируется этот расчет варьированием начального приближения, но его подбор в некоторых областях давлений и температур приходится делать практически вслепую.

В качестве наглядного примера такой неопределенности проанализируем возможные варианты нахождения важнейшего для промышленной подготовки газоконденсатной смеси параметра – точки росы товарного газа по углеводородам. На рис. 1 приведена фазовая диаграмма, рассчитанная для одного из характерных составов газа, подготовленного по схеме низкотемпературной сепарации (в легенде приведены обозначения соответствующих изоплер – линий равных концентраций жидкой фазы). При давлении P_1 (ниже критического давления P_k) и снижении температуры до T_1 начинается выпадение жидкой углеводородной фазы (фиксируется как точка росы по углеводородам), и при дальнейшем снижении температуры доля жидкой фазы постепенно растет вплоть до полного перехода всего потока в жидкое состояние. Соответственно, в этом диапазоне давлений аномальных фазовых переходов

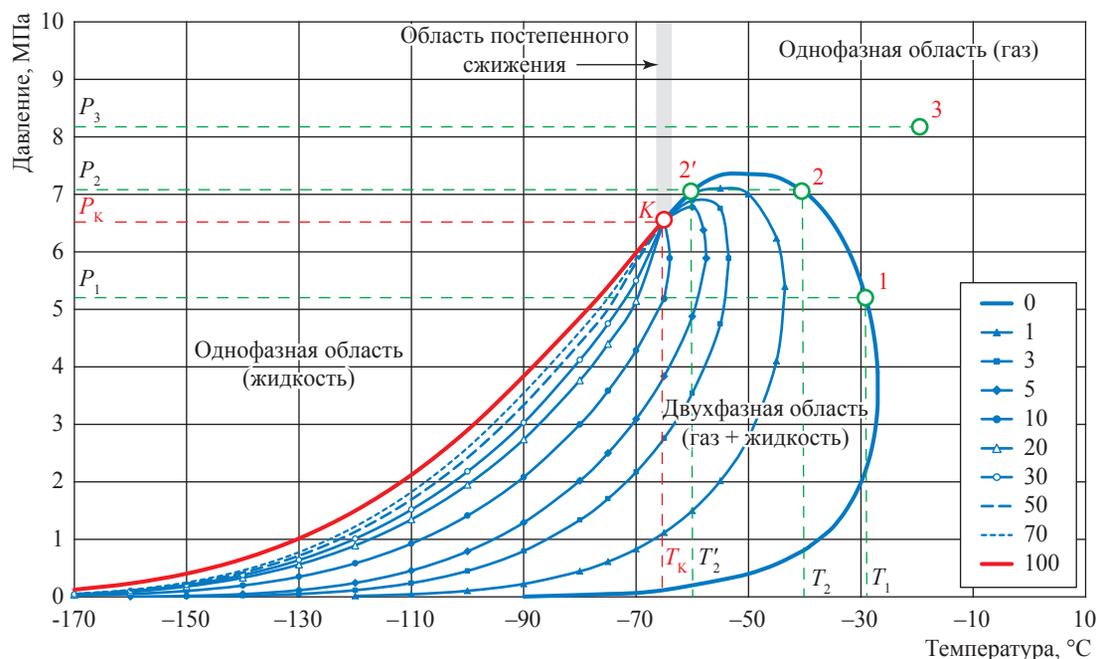


Рис. 1. Фазовая диаграмма товарного газа газоконденсатного промысла

не наблюдается, расчетное определение точки росы товарного газа однозначно и сложности не представляет.

Однако при давлении P_2 (выше критического) происходящие явления значительно усложняются. При охлаждении газа до температуры T_2 также начинается выпадение жидкой фазы (T_2 тоже фиксируется как точка росы по углеводородам), доля которой нарастает по мере дальнейшего охлаждения, но до определенного предела. Затем начинается процесс ретроградного испарения, сопровождающегося уменьшением доли жидкой фазы по мере дальнейшего охлаждения газа, и при температуре T'_2 жидкая фаза полностью исчезает. При дальнейшем охлаждении газ остается в однофазном состоянии вплоть до критической температуры T_k .

Исходя из изложенного при давлении P_2 существуют два значения граничной температуры между чисто газовой и газожидкостной областями. Обе они характерны тем, что при минимальном отклонении от них фиксируется появление жидкой фазы. Чтобы понять, которое из двух значений рассчитано, необходимо определить направление сдвига температуры, при котором происходит появление жидкой фазы. Однако упомянутые ранее алгоритмы выполнения такого анализа не предусматривают, поэтому по ним невозможно однозначно установить, которое из значений точки росы рассчитано.

Опасность такой неопределенности заключается в следующем. Согласно общепринятому

представлению для предотвращения конденсации жидких углеводородов из потока газа необходимо поддерживать его температуру выше точки росы. И если ее рассчитанное значение соответствует T_2 , данное условие срабатывает. Если же рассчитанное значение точки росы соответствует T'_2 , то при повышении температуры газа, наоборот, будет происходить выпадение жидкой фазы. В условиях производства такого рода ошибки могут привести к неожиданным технологическим осложнениям.

При давлении P_3 из газа данного состава, согласно фазовой диаграмме, жидкая фаза выпадать не может в диапазоне температуры выше критической. Поэтому расчет точки росы при таком давлении также невозможен. Однако вышеупомянутый алгоритм не предполагает установления причины невыполнения расчета, которая может заключаться также в неправильном выборе начального приближения, или неустойчивой работе уравнения состояния в критической области.

Отмеченные неопределенности создают проблемы в проведении массовых расчетов, например, с целью построения граничных линий фазовой диаграммы. Пример случайных флуктуаций результатов расчетов точки росы газа по углеводородам представлен на рис. 2. Сопоставив приведенные на нем расчетные значения с фазовой диаграммой того же газа (см. рис. 1), можно отметить, что они относятся к различным границам фазового состояния: верхние, синие, точки соответствуют нормальным значениям температуры начала

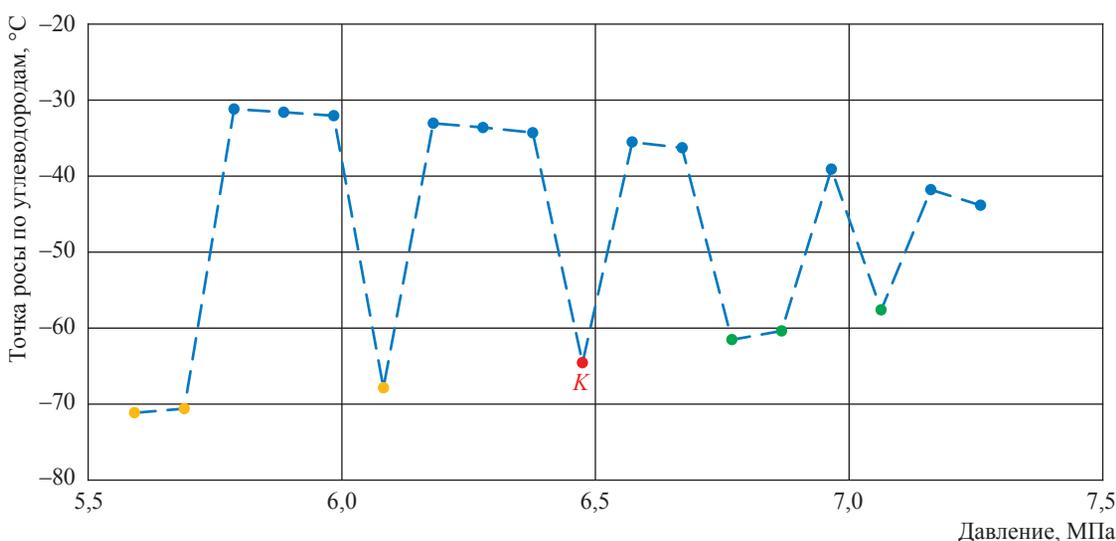


Рис. 2. Пример флуктуаций расчетных значений точки росы товарного газа по углеводородам

конденсации ($T_{\text{нач.конд}}$), часть нижних (зеленые) – значениям температуры начала аномальной (ретроградной) конденсации ($T_{\text{нач.конд (ретро)}}$), красная точка – критической температуре, желтые точки – температурам начала кипения ($T_{\text{нач.кип}}$). Соответственно, для расчетного построения по такому алгоритму определенной граничной линии фазового состояния необходима весьма трудоемкая процедура подбора начальных приближений во многих точках с рядом повторных пересчетов.

Необходимо также отметить тот факт, что рассчитываемые значения, строго говоря, не относятся к границе фазового состояния, а находятся хотя и в непосредственной близости от нее, но в двухфазной области. Поэтому для повышения точности расчетов необходимо минимизировать допуски отклонений параметров, регулирующих сближение с однофазной областью, что приводит к резкому замедлению расчетов и даже сбоям в получении результата.

Для устранения отмеченных недостатков разработан, успешно испытан и предлагается для программной реализации *метод расчета границ фазового состояния* на основе исследования поведения таких параметров флюида, которые бы характеризовали его в целом, без рассмотрения тенденции «массового» перехода компонентов из одного состояния в другое. Наиболее приемлемыми для данной цели характеристиками являются массовая доля жидкости (МДЖ) или массовая доля газа (МДГ).

На первом этапе производится сканирующий расчет фазового равновесия с определением МДЖ при одном фиксированном и втором пошагово переменном в строго заданном направлении термобарическом параметре. Этот этап позволяет однозначно определить достаточно узкие диапазоны значений давления (или температуры), в пределах которых находится искомая граница фазового состояния. Второй этап расчета заключается в уточнении искомого координат, и для его осуществления можно использовать один из описанных далее алгоритмов:

- организацию возвратно-поступательного сканирования приграничной области, т.е. попеременного перемещения значения искомого термобарического параметра (давления или температуры) в область двухфазного или однофазного состояния (идентифицируя его по вычисляемому значению МДЖ или МДГ) с итерационным сжатием интервала поиска к линии насыщения;

- построение тренда МДЖ или МДГ от искомого термобарического параметра вблизи границы однофазного и двухфазного состояний и экстраполяцию его к значению, равному 0.

Перед реализацией обоих указанных алгоритмов необходим, как уже отмечалось, начальный этап обнаружения двухфазной зоны при поступательном пошаговом движении либо по возрастанию, либо по убыванию изменяемой координаты в зависимости от конкретной границы, к которой относится искомым термобарический параметр, и в соответствии с логикой фазовой диаграммы. При этом начальное сканирование для нахождения границы двухфазной области должно проводиться из начального интервала термобарических параметров, находящегося в однофазной области. Такая процедура позволяет строго детерминировать поиск конкретно заданной границы фазового состояния и надежно диагностировать ошибки выбора диапазона сканирования. Так, обнаружение выбранного начального значения параметра в двухфазной области или в другой фазе (например, в жидкой фазе вместо газовой) позволяет установить точный диагноз ошибке выбранного значения начального параметра. Неуспешный поиск двухфазной зоны при начальном сканировании диагностирует или ее действительное отсутствие при фиксированном параметре (например, при P_3 на рис. 1), или слишком крупный шаг переменного параметра. На обоих этапах определения фаз при начальном термобарическом состоянии и при последовательном сканировании-поиске двухфазной зоны порог однофазного состояния потока анализируется согласно следующим неравенствам:

- при $\text{МДГ} < 10^{-7}$ принимается $\text{МДГ} = 0$ (однофазное жидкое состояние);
- при $\text{МДГ} > 0,999999$ принимается $\text{МДГ} = 1$ (однофазное газовое состояние).

Общая схема итераций по предлагаемому алгоритму представлена на рис. 3. Первый этап поиска начинается из однофазной области и завершается при входе в двухфазную область.

На втором, уточняющем, этапе расчета первый алгоритм имитирует затухание колебаний искомого термобарического параметра, которые сходятся к границе фазовых состояний потока (уменьшением шага изменения этого параметра). При этом для нахождения решения следует использовать алгоритмы дихотомии или подобные им. Расчет завершается

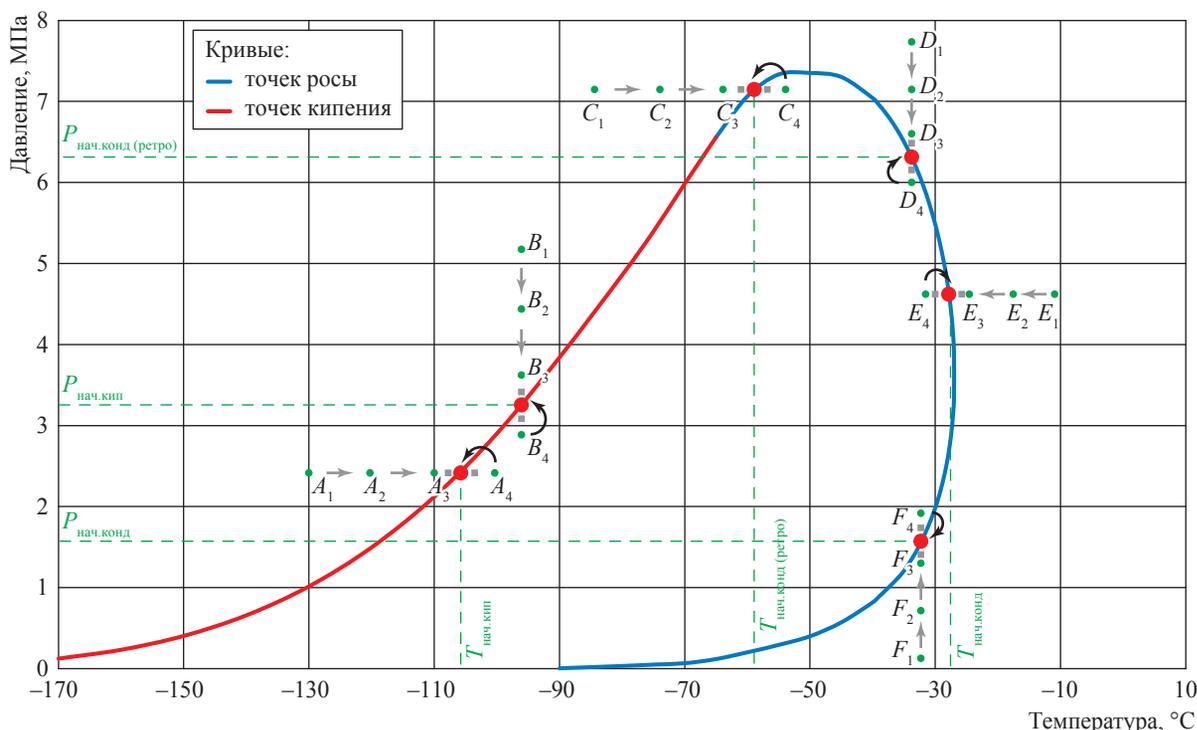


Рис. 3. Схема детерминированного подбора искомых термобарических параметров по предлагаемому алгоритму: $P_{\text{нач.кип}}$, $P_{\text{нач.конт}}$, $P_{\text{нач.конт. (ретро)}}$ – давления начала кипения, нормальной и ретроградной конденсации соответственно

при уменьшении шага искомого параметра в процессе итераций до заданного минимума. За результат принимается среднее арифметическое двух последних значений, зафиксированных в ходе итераций в однофазной и двухфазной областях.

Второй алгоритм уточняющего расчета реализуется нахождением точки пересечения тренда МДЖ или МДГ с линией МДЖ = 0 или МДГ = 0 соответственно. При этом можно использовать линейную интерполяцию или более точную и надежную плавную интерполяцию, например, кубическим сплайном по нескольким точкам зависимости МДЖ от искомой координаты (давления или температуры). Расчет также завершается при уменьшении шага искомого параметра в процессе итераций до заданного минимума. Результат определяется посредством построения тренда искомого параметра от МДЖ по последним трем-четырем зафиксированным в процессе итераций значениям в однофазной области и его экстраполяции к граничному значению МДЖ (0 или 1).

Схематично движение искомого параметра и рассчитываемых значений МДЖ показано на рис. 4 на примере определения $T_{\text{нач.кип}}$ нестабильного конденсата.

На первом этапе происходит монотонное повышение подбираемого значения $T_{\text{нач.кип}}$ в однофазной жидкой области, о чем свидетельствует постоянное значение МДЖ = 1. После вхождения в двухфазную область ($0 < \text{МДЖ} < 1$) первый этап завершается и реализуется один из алгоритмов схождения к границе фазового состояния в зафиксированных пределах – текущих значениях последней итерации первого этапа поиска. Преимущества данного подхода заключаются в простоте реализации и строгой детерминированности поиска конкретной граничной точки из имеющихся в соответствии с какой-либо фазовой диаграммой, например: $P_{\text{нач.кип}}$ либо $T_{\text{нач.кип}}$; $P_{\text{нач.конт}}$ либо $T_{\text{нач.конт}}$; $P_{\text{нач.конт. (ретро)}}$ либо $T_{\text{нач.конт. (ретро)}}$.

Существуют и определенные сложности в реализации данного алгоритма. Для его успешного применения инженер должен представлять (и, соответственно, изменять) *интервал поиска координат, механизмы существующих регулировок (величину шага, точность схождения и пр.)*. Для инженера необходимо также реализовать *ситуативную сигнализацию* неудачных поисков в том или ином случае. Однако, по мнению и практическому опыту авторов, заложенная в алгоритме возможность

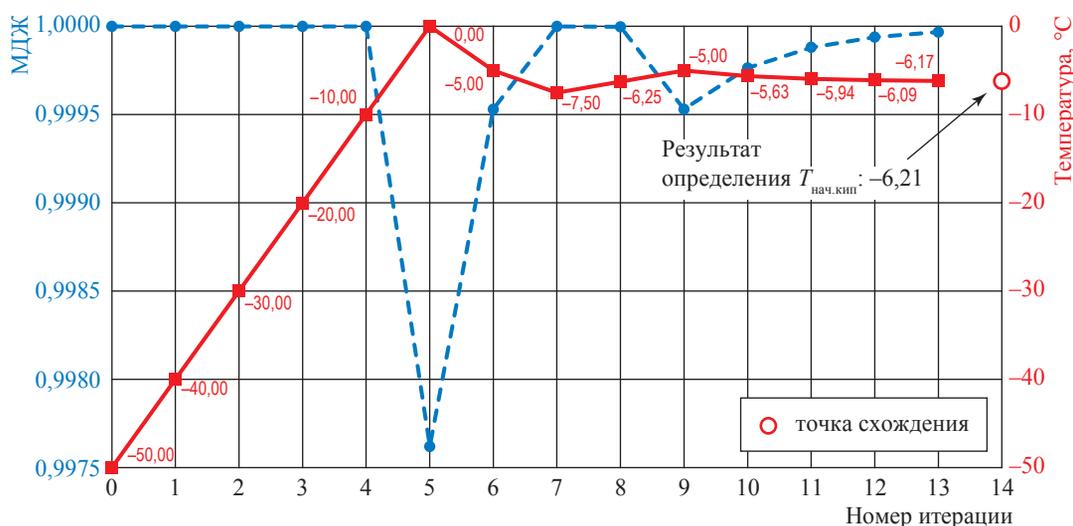


Рис. 4. Схема движения искомого термобарического параметра и рассчитываемых значений МДЖ в процессе расчета $T_{\text{нач.кип}}$ нестабильного конденсата по предлагаемому алгоритму

детерминирования области и направления поиска позволяет достаточно точно и, самое главное, надежно определять искомые границы фазового состояния добываемого сырья и продуктов его промышленной подготовки на всех ступенях технологического процесса – от пласта/скважины до отгрузки товарной продукции – на базе хроматографических (или расчетных) определений КФС потоков.

Описанные в статье принципы расчета использовались авторами в ранее опубликованном подходе к построению фазовых диаграмм углеводородных систем [2] с целью исключения случайных флуктуаций граничных координат термобарических параметров (см. рис. 2).

Список литературы

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 579 с.
2. Касперович А.Г. Построение фазовых диаграмм углеводородных систем для анализа процессов добычи, подготовки и транспорта сырья газоконденсатных месторождений / О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, Т.В. Турбина // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 146–155.

Technique aimed at calculating thermobaric conditions for boiling and condensation points of raw and treated hydrocarbons

A.G. Kasperovich^{1*}, O.A. Omelchenko², D.A. Rychkov³

¹ Gazprom Pererabotka LLC, Office 901, Bld. 1, Estate 6, Smolyachkova street, St.-Petersburg, 194044, Russian Federation

² Tyumen subsidiary of Gazprom Projektirovaniye LLC, Bld. 2, Vorovskogo street, Tyumen, 625019, Russian Federation

³ Gazprom Geologorazvedka LLC, Bld. 70, Gertsena street, Tyumen, 625000, Russian Federation

* E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru

Abstract. The paper reveals calculation of physical properties of multicomponent hydrocarbon mixtures at lines of saturation, namely boiling and condensation temperatures and pressures in case of fixation of one parameter. Previously some algorithms for calculation of the named properties identifying the first appearance of the second phase by change in the parameters of mixture components were published. The paper shows uncertainties of these algorithms and suggests a design technique which will eliminate said disadvantages. Suggested calculation technique supposes estimation of a knee in a trend of integral mole fraction of gas or liquid phase together with selection of search direction and search area depending on a determinable property.

Keywords: raw hydrocarbons, products of field treatment, phase rules, phase equilibrium, thermobaric parameters, component and fractional analysis.

References

1. BRUSILOVSKIY, A.I. *Phase transformations at development of oil and gas fields* [Fazovyie prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: Graal, 2002. (Russ.).
2. KASPEROVICH, A.G., O.A. OMELCHENKO, D.A. RYCHKOV et al. Building of phase diagrams of hydrocarbon systems for analysis of gas condensate field resource production, preparation and transmission processes [Postroyeniye fazovykh diagram uglevodorodnykh system dlya analiza protsessov dobychi, podgotovki i transporta syrya gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 146–155. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.279.8::621.565.954

Опыт применения пластинчатых теплообменников на промышленных установках подготовки природных газов

А.Н. Кубанов^{1*}, И.И. Исмагилов², П.П. Слугин², Д.М. Федулов¹, Д.Н. Снежко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Газпром добыча Надым», Российская Федерация, 629730, ЯНАО, г. Надым, ул. Зверева, д. 1

* E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: низкотемпературная сепарация, теплообмен, пластинчатый теплообменник, кожухотрубный теплообменник.

Тезисы. Описан опыт применения кожухотрубных и пластинчатых теплообменников на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Показано, что кожухотрубные аппараты характеризуются высокой эффективностью теплопередачи 350...500 Вт/(м²·К), в то время как пластинчатые аппараты показали эффективность около 300 Вт/(м²·К), что в три-четыре раза ниже паспортной характеристики. Также недостаточно эффективны и пластинчатые теплообменники, установленные на УКПГ низкотемпературной сепарации Юбилейного НГКМ. Всем вышеперечисленным пластинчатым аппаратам свойственны высокие потери давления газа. Дана рекомендация не применять аппараты пластинчатого типа в качестве рекуперативных теплообменников на промышленных низкотемпературных установках подготовки газа.

Основной технологией подготовки конденсатсодержащих газов практически на всех месторождениях Крайнего Севера является низкотемпературная сепарация (НТС) [1–4]. Большое значение во всех модификациях этого способа подготовки газа играет рекуперативный теплообмен «газ – газ»: он участвует в достижении низких температур подготавливаемого газа наряду с дросселями, эжекторами и турбодетандерами. Основным типом рекуперативных теплообменников являются кожухотрубные аппараты [5, 6], однако в последнее время делаются попытки применить на промышленных установках пластинчатые теплообменники. Аппараты данного типа нашли применение в различных отраслях промышленности: химической, нефтяной, при производстве сжиженного природного газа, на воздухоразделительных установках и др. [7].

Известно, что пластинчатые теплообменники характеризуются высокой эффективностью теплопередачи. Применительно к промышленным установкам комплексной подготовки газа (УКПГ) по технологии НТС разработчики такого оборудования для рекуперативных теплообменников «газ – газ» дают расчетные значения коэффициента теплопередачи $K = 900...1400$ Вт/(м²·К). Это значительно выше уровня $K = 350...500$ Вт/(м²·К), достигнутого для традиционных кожухотрубных теплообменных аппаратов. Коэффициент K является расчетным показателем и может быть определен только путем моделирования фактических режимов работы УКПГ в целом.

Для интегральной оценки эффективности рекуперативных теплообменников используется комплексный параметр теплообмена $K \cdot F$, представляющий собой произведение коэффициента теплопередачи и площади теплопередающей поверхности. Для типовых технологических линий НТС с турбодетандерными агрегатами (ТДА) на УКПГ Крайнего Севера этот параметр должен составлять не менее 52 кВт/К на каждый миллион метров кубических в сутки производительности технологической линии. Таким образом, применительно к широко распространенным линиям производительностью 10...11 млн м³/сут параметр теплообмена должен находиться в диапазоне 520...570 кВт/К. Отметим, что с точки зрения технологии НТС площадь поверхности и эффективность рекуперативного теплообменника «газ – газ» неважны – лишь бы значение параметра $K \cdot F$ обеспечивало достижение требуемой температуры НТС.

В этой связи пластинчатые теплообменники с указанной высокой эффективностью теплопередачи могут иметь значительно меньшую теплопередающую поверхность – 370...407 м² при $K = 1400 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – по сравнению с кожухотрубными теплообменниками, площадь поверхности которых обычно составляет 1300 м². При этом пластинчатые теплообменники характеризуются минимальной металлоемкостью. Например, для технологической линии (ТЛ) УКПГ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) производительностью 10,5 млн м³/сут масса кожухотрубного теплообменника при площади поверхности 1281 м² составляет 67,7 т, а блока из двух пластинчатых аппаратов, суммарная площадь поверхности которых равна 540 м², – 28,8 т. Кроме того, перед блоком пластинчатых аппаратов установлен один фильтр массой 7,2 т. Итого 36,0 т.

Приведенные показатели, казалось бы, однозначно свидетельствуют о преимуществах пластинчатых аппаратов по сравнению с кожухотрубными. Однако промысловая практика наличия таких преимуществ не подтверждает.

В системе ПАО «Газпром» накоплен достаточно длительный опыт использования пластинчатых теплообменников в промысловых условиях: на газовом промысле (ГП) № 1 Бованенковского НГКМ производительностью 10,5 млн м³/сут и на УКПГ-НТС Юбилейного НГКМ производительностью 3 млн м³/сут. В первом случае теплообменный блок представляет собой два параллельно расположенных аппарата суммарной площадью поверхности 540 м², перед которыми установлены фильтры очистки от механических примесей. Во втором случае теплообменный блок – это также два, но последовательно расположенных аппарата суммарной площадью поверхности 210 м².

Проводимые ООО «Газпром ВНИИГАЗ» непрерывный мониторинг и анализ режимов работы всех ТЛ УКПГ на указанных объектах позволили определить текущие значения коэффициентов K и построить тренды изменения этого параметра в течение длительного периода работы УКПГ.

Теплообменное оборудование на Бованенковском НГКМ

Принципиальная технологическая схема установки НТС на ГП-1 Бованенковского НГКМ

приведена на рис. 1. В состав УКПГ входят десять ТЛ, причем на девяти линиях установлены традиционные кожухотрубные аппараты 20Т-1 и 20Т-2, а на ТЛ № 10 каждый из них представляет собой два параллельно расположенных пластинчатых теплообменника. Основным является 20Т-1, так как в нем происходит основная рекуперация холода, а 20Т-2 задействован полностью только в наиболее теплый период года при температуре атмосферного воздуха выше 15 °С, в основном он работает с байпасированием по холодному потоку. В этой связи полномасштабную оценку эффективности можно провести только для аппаратов 20Т-1.

Результаты расчета коэффициента теплопередачи 20Т-1 для обследуемых режимов апреля-мая 2016 г. приведены в таблице. Полученные коэффициенты теплопередачи кожухотрубных аппаратов показывают высокую эффективность: практически по всем аппаратам значения K составили более 400 Вт/(м²·К). Также высокие значения (> 550 кВт/К) имеет и основной показатель – интегральный параметр теплообмена $K \cdot F$, что соответствует требованиям проекта обустройства. Коэффициенты K пластинчатых аппаратов составили 590...680 Вт/(м²·К). Это выше, чем для кожухотрубных теплообменников, однако вдвое ниже заявленной эффективности. В результате параметр $K \cdot F$ пластинчатых теплообменников оказался равным 318...367 кВт/К.

Здесь следует иметь в виду, что представленные данные относятся к периоду максимальной эффективности пластинчатых теплообменников. Коэффициенты K в 2017 г. составили всего лишь 300 Вт/(м²·К). Это отразилось на температурном уровне НТС: на ТЛ № 10 она значительно (на пять градусов) выше, чем на соседних линиях, оснащенных кожухотрубными аппаратами. Кроме того, по сведениям персонала, при понижении температуры НТС ниже минус 35 °С наблюдается рост гидравлического сопротивления, что может объясняться гидратообразованием по сырому потоку. При прочих равных условиях этот эффект не отмечается на кожухотрубных аппаратах.

Тренды значений коэффициента теплопередачи 20Т-1 для всех ТЛ ГП-1 за январь 2017 г. приведены на рис. 2. Видно, что K теплообменников характеризуются большим разбросом, но пластинчатый аппарат (ТЛ № 10) показывает крайне неудовлетворительный результат: при $K = 300 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ параметр $K \cdot F$

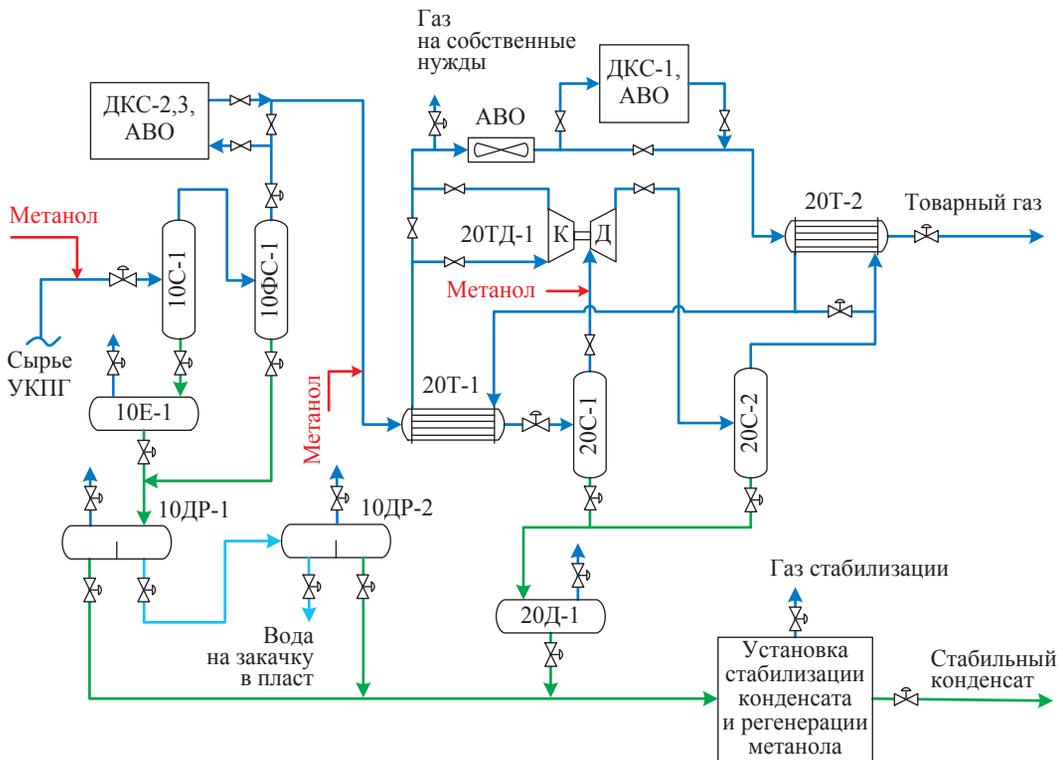


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки НТС ГП-1

Бованенковского НГКМ: АВО – аппараты воздушного охлаждения; ДКС-1, -2, -3 – дожимные компрессорные станции; 10Е-1, 20Д-1 – дегазатор; 10ДР-1, -2 – трехфазные разделители; 10С-1, 20С-1, -2, 10ФС-1 – газосепараторы; 20ТД-1 – турбодетандерный агрегат; К – компрессор; Д – детандер; 20Т-1, -2 – рекуперативные теплообменники

Результаты расчета теплопередачи 20Т-1 по всем технологическим линиям ГП-1 Бованенковского НГКМ

ТЛ	Расход, тыс. м ³ /ч	Температура, °С				Средний K, Вт/(м ² ·К)	Параметр K·F, кВт/К
		трубный поток (сырой газ)		межтрубный поток (сухой газ)			
		вход	выход	вход	выход		
Режим регламентной температуры НТС (минус 30 °С)							
1	445	26,1	0,9	-10,7	15,4	450,1	576,6
3	458	26,1	0,1	-13,4	15,4	456,8	585,1
4	450	26,1	1,1	-11,1	16,7	485,0	621,3
5	455	26,1	0,8	-13,1	13,8	398,5	510,5
7	436	26,1	-2	-16,7	15,2	451,0	577,8
8	450	26,1	0,7	-10,2	15,3	464,4	594,9
10	407	26,1	0	-17,2	10,4	680,0	367,2
Режим пониженной температуры НТС (минус 39 °С)							
1	449	26,1	-13,5	-35	7	396,7	508,2
4	454	26,1	-15,1	-36	8,3	441,2	565,2
5	430	26,1	-14,7	-37,7	5,9	369,3	473,1
7	440	26,1	-12,7	-33,2	9,2	420,4	538,5
8	451	26,1	-14,7	-34,2	7,4	427,8	548,0
10	419	26,1	-7,9	-30,6	0,9	589,5	318,3

Примечание. Для пластинчатых теплообменников ТЛ № 10 приведены наилучшие показатели.

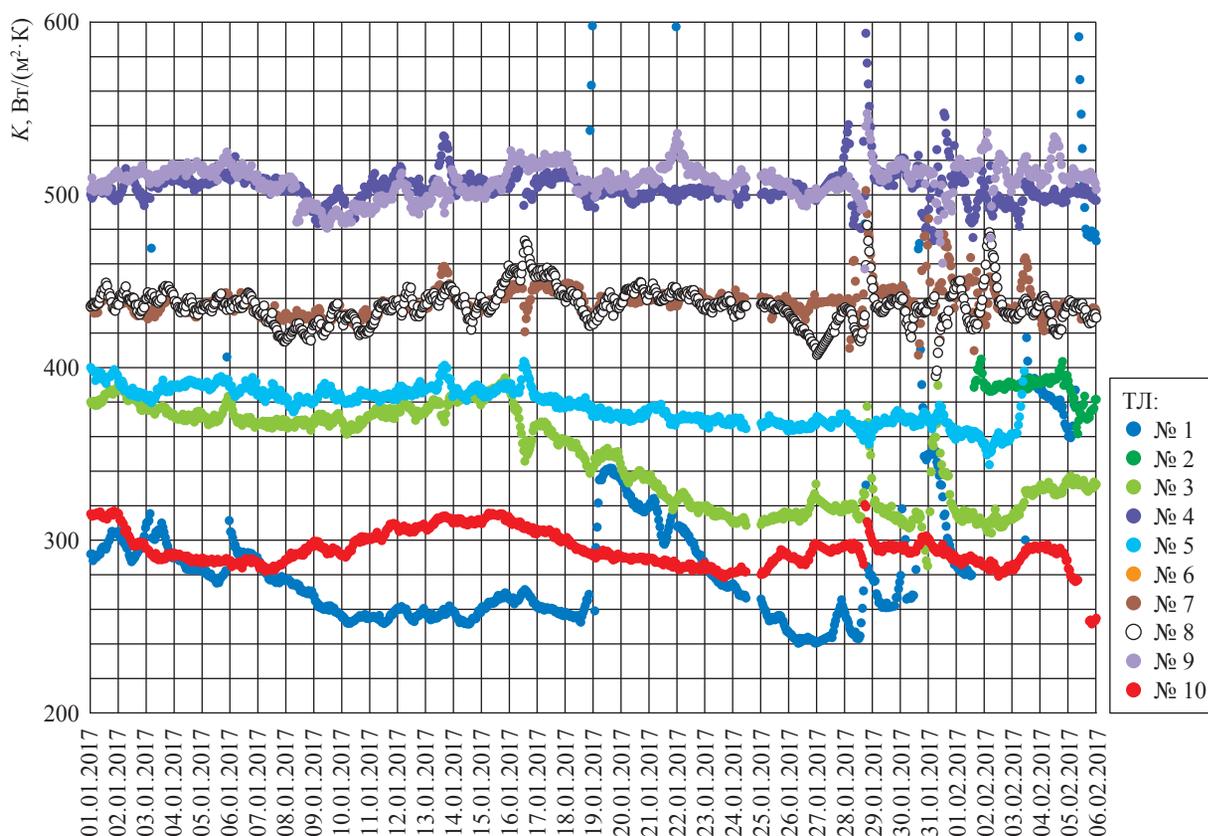


Рис. 2. Тренды расчетных значений коэффициентов теплопередачи на всех технологических линиях ГП-1 Бованенковского НГКМ

оказывается равным 162 кВт/К. Это втрое ниже требований проекта обустройства.

На рис. 3 приведены тренды потерь давления на участке между низкотемпературным сепаратором и компрессором ТДА на ГП-1 Бованенковского НГКМ за аналогичный период (столь большой участок схемы представлен ввиду отсутствия возможности измерения гидравлического сопротивления непосредственно по теплообменнику 20Т-1). Видно, что максимальные потери давления приходятся на пластинчатые теплообменники: они на 50...100 кПа больше, чем для кожухотрубных теплообменников. Отметим, что дополнительные потери давления по аппаратам должны компенсироваться более высокой мощностью ДКС, т.е. более высоким (примерно на 4...5 %) потреблением топливного газа.

Пластинчатые теплообменники уступают кожухотрубным в условиях работы ГП по показателям надежности, технического обслуживания и ремонта. Преимущества пластинчатых теплообменников по габаритно-массовым характеристикам следует рассматривать только после того, как будет создан аппарат

производительностью по газу 10,5 млн м³/сут с теплопередающей поверхностью площадью 800 м², а для УКПГ Харасавэйского газоконденсатного месторождения – 11,5 млн м³/сут и 880 м² соответственно. Эти данные рассчитаны из условия гарантированного достижения K на уровне 700 Вт/(м²·К), что, как мы видим, может оказаться проблематичным. Но даже в этом случае создать столь крупные аппараты с указанной производительностью по газу практически невозможно: эквивалентом кожухотрубного аппарата будут два или даже четыре аппарата пластинчатого типа плюс два фильтра.

Таким образом, промышленной практикой не подтверждается ни одно из заявленных технологических преимуществ применения пластинчатых теплообменников на УКПГ Бованенковского НГКМ в качестве основных рекуперативных теплообменников 20Т-1.

Пластинчатые теплообменники на Юбилейном НГКМ

УКПГ-НТС Юбилейного НГКМ состоит из двух ТЛ (цехов), одна из которых рабочая, а вторая находится в резерве. Эффективность

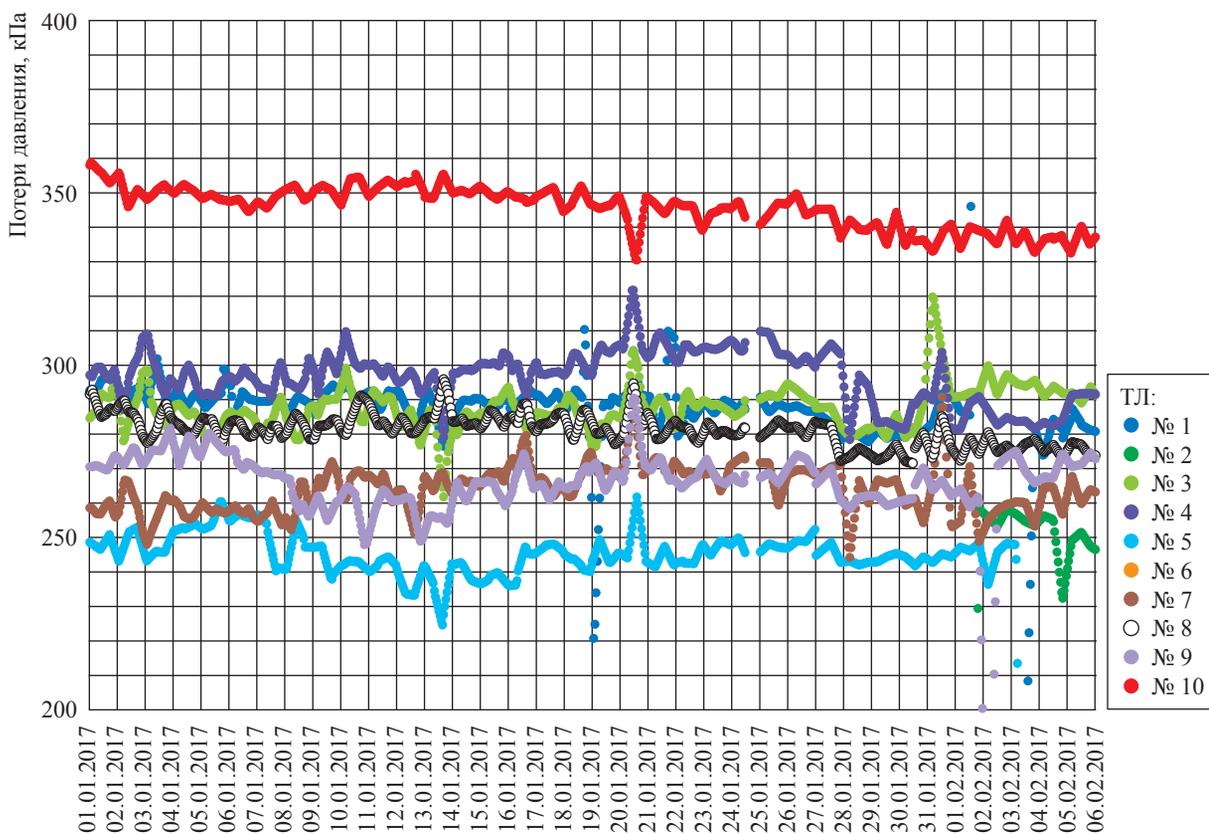


Рис. 3. Потери давления на участке между низкотемпературным сепаратором и компрессором ТДА на ГП-1 Бованенковского НГКМ (см. рис. 1)

теплопередачи пластинчатых теплообменников УКПГ-НТС Юбилейного НГКМ также оказалась низкой: в 2015 г. среднее значение K теплообменного узла составило $670 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, а в 2016–2017 гг. – $400 \dots 530 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Характерная черта эксплуатации таких аппаратов – постоянное загидрачивание, обуславливающее монотонный рост гидравлического сопротивления до 200 кПа и выше. Вследствие этого требуется часто проводить отогрев аппаратов, после чего гидравлическое сопротивление снижается, однако принимает паспортные значения (20...40 кПа) только после основательной механической чистки пластин. В ходе дальнейшей эксплуатации весь цикл роста сопротивления повторяется.

Отмечается необъяснимый пока феномен: систематическое повышение потерь давления по теплообменникам для одного цеха характерно в отношении сырого потока, а для другого – в отношении сухого (рис. 4). Так, первым по ходу движения сырого газа находится Т-201, вторым – Т-202, а для обратного (сухого) потока наоборот. Видно, насколько неустойчиво работает УКПГ-НТС: эксплуатирующий

персонал вынужден постоянно «обслуживать» теплообменные аппараты данного типа.

Причины низкой эффективности пластинчатых теплообменников

Одной из главных причин недостаточно высокой эффективности теплопередачи пластинчатых теплообменников является высокая чувствительность этих аппаратов к гидратным проявлениям. В отличие от кожухотрубных аппаратов с толстостенным трубным пучком охлаждаемый поток соприкасается с более холодной стенкой и образует гидратную пленку, снижающую теплообмен и повышающую гидравлическое сопротивление. Требуется подача метанола в больших количествах, что, однако, не позволяет достигнуть расчетных величин теплопередачи.

Повышенное гидравлическое сопротивление пластинчатых теплообменников характерно для рабочих сред с наличием механических примесей, что всегда имеет место на всех УКПГ. Зазор между пластинами в аппарате составляет 2...6 мм. Столь малые зазоры способствуют накоплению механических

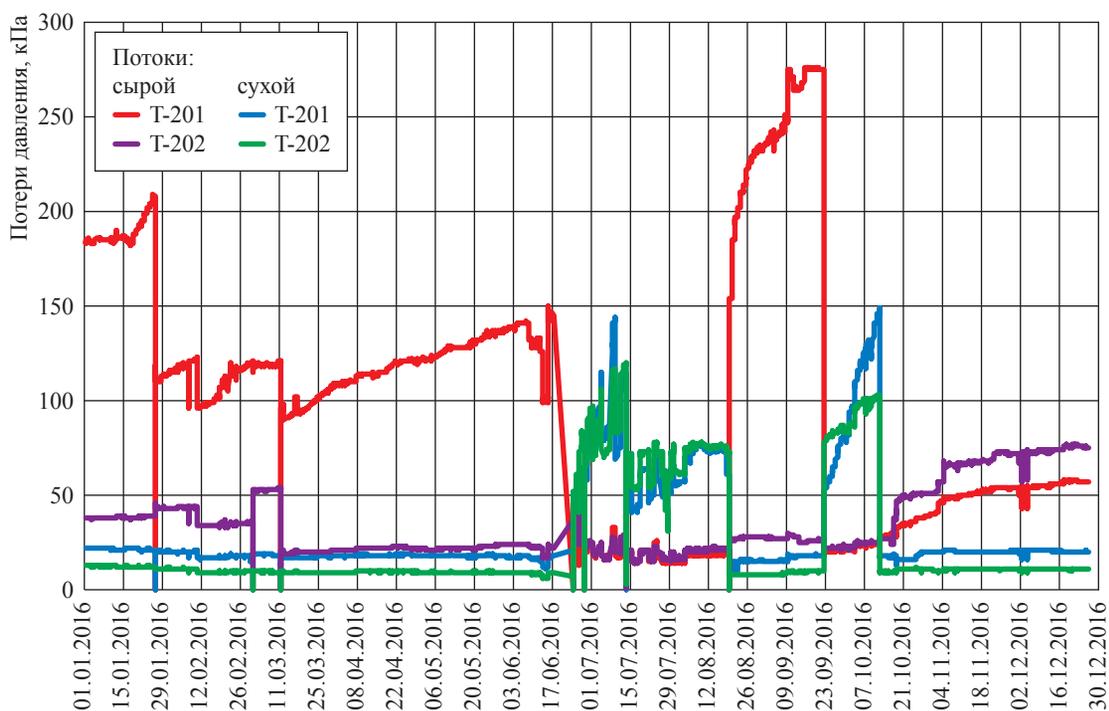


Рис. 4. Гидропотери в теплообменниках Т-201 и Т-202 по сырому и сухому потокам на УКПГ-НТС Юбилейного НГКМ

примесей, гидратообразованию и повышенному гидравлическому сопротивлению в аппарате; необходима периодическая чистка аппарата. Отметим, что обычно в кожухотрубных теплообменниках внутренний диаметр трубок составляет 16...20 мм.

Пластинчатые теплообменники ограничены по производительности и размерам теплопередающей поверхности. Как отмечалось ранее, для полноценной замены одного кожухотрубного теплообменника на УКПГ Харасавэйского НГКМ потребуется два параллельных пластинчатых теплообменника, каждый из которых состоит из двух секций. Кроме того, потребуются фильтры тонкой очистки. При этом возникают

описанные выше дополнительные эксплуатационные проблемы.

Максимально допустимое технологическое давление в пластинчатых теплообменниках составляет 10 МПа, но большинство компаний-производителей могут выпускать теплообменники с ограничениями по давлению 4,0 МПа.

Таким образом, опыт применения пластинчатых теплообменников в качестве важнейшего элемента промышленных установок НТС – рекуперативного теплообменника – следует признать негативным. При проектировании новых УКПГ с использованием технологии НТС целесообразно и в дальнейшем ориентироваться на кожухотрубные теплообменники.

Список литературы

1. Прокопов А.В. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 100–108.
2. Дунаев А.В. Особенности технологических процессов промышленной подготовки природного газа с низким конденсатным фактором / А.В. Дунаев, В.А. Истомин, А.Н. Кубанов и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 11. – С. 80–83.
3. Истомин В.А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. Ч. 1 / В.А. Истомин. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 74 с.

4. Истомин В.А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. Ч. 2 / В.А. Истомин. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 58 с.
5. Гриценко А.И. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков и др. – М.: Недра, 1999. – 476 с.
6. Зиберт Г.К. Перспективные технологии и оборудование для подготовки и переработки углеводородных газов и конденсата / Г.К. Зиберт. – М.: Недра, 2005. – 366 с.
7. Скобло А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии / А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И. Владимиров и др. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 677 с.

Practice of plate heat exchangers application at gas treatment units

A.N. Kubanov^{1*}, I.I. Ismagilov², P.P. Slugin², D.M. Fedulov¹, D.N. Snezhko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Nadym LLC, Bld. 1, Zvereva street, Nadym, Yamal-Nenets Autonomous District, 629730, Russian Federation

* E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The experience of shell-and-tube and plate heat exchangers application at gas treatment unit of Bovananekovskoye gas condensate field is described. It is shown that shell-and-tube devices are characterized by high heat transfer efficiency of nearly 350..500 W/(m²K), while plate heat devices demonstrate efficiency of about 300 W/(m²K), which is three to four times lower than the design feature. Also, performance of the plate heat exchangers installed on a low-temperature separation gas treatment unit at Yubileinoe field is not enough. All above plate devices are characterized by high gas pressure drops. It is recommended not to use plate-type devices as recuperative heat exchangers at commercial low-temperature gas treatment plants.

Keywords: low-temperature separation, heat transfer, plate heat exchanger, shell-and-tube exchanger.

References

1. PROKOPOV, A.V., A.N. KUBANOV, V.A. ISTOMIN et al. State-of-art technologies for gas treatment at gas-condensate fields [Sovremennoye sostoyaniye tekhnologiy promyslovy podgotovki gaza gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 3(23): Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation, pp. 100–108. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. DUNAYEV, A.V., V.A. ISTOMIN, A.N. KUBANOV et al. Characteristic features of technological processes in field treatment of natural gas with low condensate factor [Osobennosti tekhnologicheskikh protsessov promyslovy podgotovki prirodnogo gaza s nizkim kondensatnym faktorom]. *Gazovaya promyshlennost*. 2015, no. 11, pp. 80–83. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. ISTOMIN, V.A. *Low-temperature processes of natural gas field processing* [Nizkotemperaturnyye protsessy promyslovy obrabotki prirodnykh gazov]. Moscow: IRTs Gazprom, 1999, pt. 1. (Russ.).
4. ISTOMIN, V.A. *Low-temperature processes of natural gas field processing* [Nizkotemperaturnyye protsessy promyslovy obrabotki prirodnykh gazov]. Moscow: IRTs Gazprom, 1999, pt. 2. (Russ.).
5. GRITSENKO, A.I., V.A. ISTOMIN, A.N. KULKOV et al. *Collection and field treatment of gas at the northern fields of Russia* [Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii]. Moscow: Nedra, 1999. (Russ.).
6. ZIBERT, G.K. *Promising techniques and equipment for treatment and processing of hydrocarbon gases and condensate* [Perspektivnyye tekhnologii i oborudovaniye dlya podgotovki i pererabotki uglevododorodnykh gazov i kondensata]. Moscow: Nedra, 2005. (Russ.).
7. SKOBLO, A.I., Yu.K. MOLOKANOV, A.I. VLADIMIROV et al. *Processes and machinery in oil-gas refining and oil chemistry* [Protsessy i apparaty neftegazopererabotki i neftekhimii]. 3rd ed., revised. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

Особенности исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации и определение скин-фактора

В.И. Лапшин^{1*}, И.И. Минаков¹, Д.П. Уваров¹, И.А. Шиков²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье приведены газодинамические основы исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации, а также порядок их проведения и соответствующие расчеты. Учитывая, что в настоящее время для обработки результатов исследований на нестационарных режимах фильтрации широко применяется программный комплекс «Сапфир», авторами с использованием данной программы выполнены расчеты газодинамических параметров на одном из месторождений Восточной Сибири.

Конкретизировано понятие скин-эффекта и показаны формулы, общепринятые для определения скин-фактора (механического, «не Дарси», обобщенного). Также описан альтернативный метод определения скин-фактора, обладающий, по мнению авторов, большей информативностью.

Исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации (снятие кривых восстановления забойного давления после закрытия скважины – метод КВД) подробно описаны ранее¹ [1, 2]. Метод позволяет определить проводимость, пьезопроводность, пористость пласта, а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находящиеся в области дренирования исследуемой скважины. Совместное использование кривых восстановления (КВД) и стабилизации давления позволяет оценивать изменение параметров пласта в процессе работы скважины (очищение призабойной зоны и т.д.).

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу, при этом регистрируют изменение буферного давления на устье скважины, в затрубном пространстве и на измерителе дебита. После стабилизации режима работы скважины измеряют установившееся давление, температуру и дебит, затем скважину закрывают и регистрируют изменение давления и температуры во времени на устье скважины и в затрубном пространстве, а с помощью глубинных манометров и на забое. Снятие КВД на забое более предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями.

Первый способ обработки КВД

Рассмотрим случай, когда время с момента остановки скважины для исследований (t) значительно меньше периода работы скважины до остановки (T), т.е. $t < 0,05T$. Восстановление давления на забое остановленной скважины, дренирующей однородный пласт, при отсутствии притока газа к ее стволу аналитически описывается формулой [1–4]:

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \lg(t), \quad (1)$$

где $P_3(t)$ – забойное давление, МПа; t – текущее время восстановления давления, с. Коэффициенты α и β , зависящие от фильтрационно-емкостных свойств пласта, аналитически выражаются формулами:

¹ См. также Р Газпром 086-2010. Инструкция по исследованию газовых и газоконденсатных скважин.

Ключевые слова: газодинамические исследования скважин, призабойная зона, нестационарный режим фильтрации, кривая восстановления давления, скин-эффект.

$$\alpha = P_{3,0}^2 + \beta \lg \left(\frac{2,25\alpha}{R_{c,нр}^2} \right) + bQ_0^2; \tag{2}$$

$$\beta = \frac{2,3 \cdot 11,6 \cdot Q_0 \mu T_{пл} Z_{пл} P_{ст}}{2\pi kh T_{ст}}, \tag{3}$$

где $P_{3,0}$ – забойное давление, установившееся до остановки скважины, МПа; α – коэффициент пьезопроводности, м²/с; $R_{c,нр}$ – приведенный радиус скважины, м; b – коэффициент квадратичного фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс. м³/сут)²; Q_0 – дебит скважины, установившийся до остановки, тыс. м³/сут; μ – вязкость газа в пластовых условиях, МПа·с; $P_{ст}$ и $T_{ст}$ – стандартные давление и температура, МПа и К соответственно; $Z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях, доли ед.; k – коэффициент естественной проницаемости пласта, мкм² (10⁻¹² м²); h – толщина пласта, м. Вязкость μ рассчитывается либо определяется графическим способом для пластовых условий (давления $P_{пл}$, МПа, и температуры $T_{пл}$, К), а h принимается равной эффективной толщине коллектора по данным геофизических исследований скважины.

При обработке результатов исследования скважины строится зависимость квадрата забойного давления от времени в полулогарифмических координатах $P_3^2(t) = f(\lg(t))$ (рис. 1). На КВД выделяется прямолинейный участок [A; B], продолжение которого до оси $P_3^2(t)$ (точка C) отсекает на этой оси отрезок, численно равный коэффициенту α . Следовательно, прямая (BC) служит для определения коэффициента α . Коэффициент β численно равен

отношению длин отрезков [B; D] и [D; C], т.е. $\beta = |B; D| : |D; C|$. По величине коэффициента β рассчитывают параметр гидропроводности $\frac{kh}{\mu}$:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{4,23 Q T_{пл} Z_{пл} P_{ст}}{\beta T_{ст}}. \tag{4}$$

Коэффициент α определяется по формуле

$$\alpha = \frac{0,001 k P_{пл}}{m \mu}, \tag{5}$$

где m – пористость пласта, доли ед.

При известном значении коэффициента b исходя из формулы (2) может быть рассчитан параметр $\alpha/R_{c,нр}^2$:

$$\frac{\alpha}{R_{c,нр}^2} = 0,445 \exp \left[2,3 \frac{\alpha - P_{3,0}^2 - bQ_0^2}{\beta} \right]. \tag{6}$$

Так как $\alpha = kP_{пл}/m\mu$, то при известных α , β и b определяют

$$mh = 2,25 \frac{kh}{\mu} \frac{P_{пл}}{R_{c,нр}^2} \exp \left[-2,3 \frac{\alpha - P_{3,0}^2 - bQ_0^2}{\beta} \right]. \tag{7}$$

При известных α , β и b можно вычислить приведенный радиус скважины:

$$R_{c,нр} = \left[\frac{\alpha}{0,445} \exp \left(-2,3 \frac{\alpha - P_{3,0}^2 - bQ_0^2}{\beta} \right) \right]^2. \tag{8}$$

На примере исследования скважин месторождения Западной Сибири показан порядок обработки результатов КВД первым способом. Исходные данные, принятые при расчетах: $T_{пл} = 328,64$ К; вскрытая мощность пласта

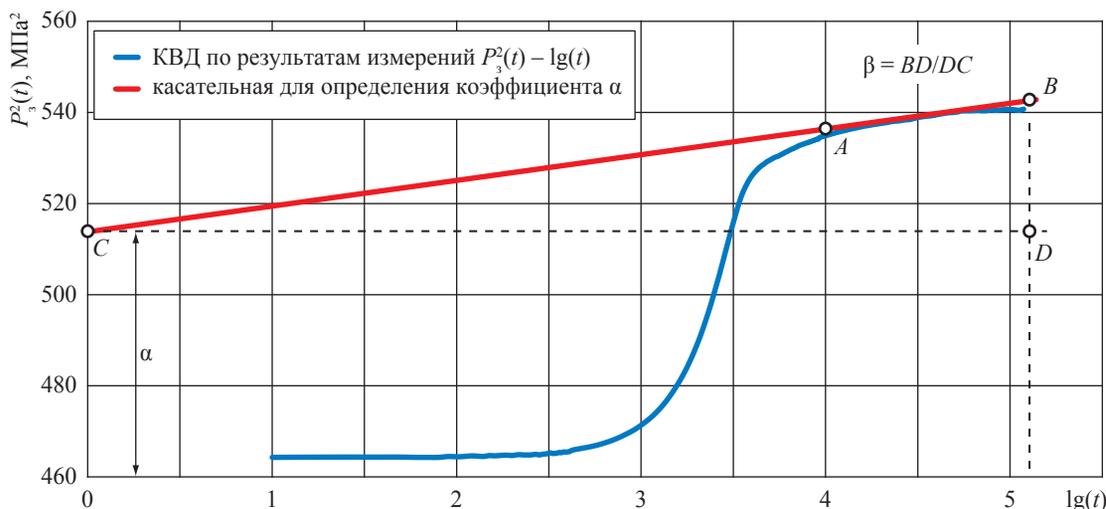


Рис. 1. Обработка КВД в полулогарифмических координатах

$h = 8,0$ м; средняя пористость $m = 0,12$; $\mu = 0,0248$ мПа·с; $Z_{пл} = 0,743$.

Для снятия КВД скважина ($Q = 528$ тыс. м³/сут; $P_3 = 21,54$ МПа) была остановлена. В процессе остановки непрерывно замерялось восстанавливаемое забойное давление. Согласно результатам замеров давления (см. рис. 1) $\alpha = 511,93$, $\beta = 4,65$. При исследовании скважины на стационарных режимах фильтрации получены коэффициенты $\alpha = 0,1082$ и $\beta = 0,000171$. По формулам (4), (5), (8) определены:

- гидропроводность ($kh/\mu = 40,69$ (мкм²·м)/(мПа·с));
- пьезопроводность ($\alpha = 988,4$ м²/с);
- приведенный радиус ($R_{с.пр} = 0,06345$ м);
- проницаемость ($k = 0,110 \cdot 10^{-12}$ м²).

Второй способ обработки КВД

На информативность КВД влияет период T . В том случае если этот период незначителен и сопоставим с продолжительностью регистрации КВД, т.е. $t > 0,05T$, определяемые фильтрационные характеристики будут искажены, а пластовое давление занижено. Аналитически изменение давления в однородном пласте в этом случае описывается формулой

$$P_3^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \lg \frac{T+t}{t} \tag{9}$$

В качестве периода T принимается эквивалентное время, которое определяется из следующего соотношения:

$$t_{экр} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_n} t_i \tag{10}$$

где Q_i – дебит газа на i -м режиме, тыс. м³/сут; Q_n – дебит газа на режиме перед остановкой, тыс. м³/сут; t_i – время работы скважины на i -м режиме, с.

Обработка КВД в этом случае проводится по методу Хорнера в полулогарифмических координатах $P_3^2(t) - \lg[(T+t)/t]$ (рис. 2). Экстраполяция конечного участка КВД до оси ординат (значение $\lg[(T+t)/t] = 0$) определяет квадрат «истинного» пластового давления ($P_{пл}^2$), а наклон графика позволяет определить гидропроводность пласта по формуле (4). Обработка результатов данных исследований (см. рис. 2), показала, что истинное пластовое давление составляет 23,2 МПа, гидропроводность – 59,43 (мкм²·м)/(мПа·с).

Для КВД, обычно имеющих в полулогарифмических координатах сложную форму (наличие нескольких прямолинейных участков), обработка проводится путем построения графиков изменения давления или функции влияния в билогарифмических либо специальных координатах путем сопоставления с эталонными кривыми [3].

Скин-фактор

Скин-фактор [3] – гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению

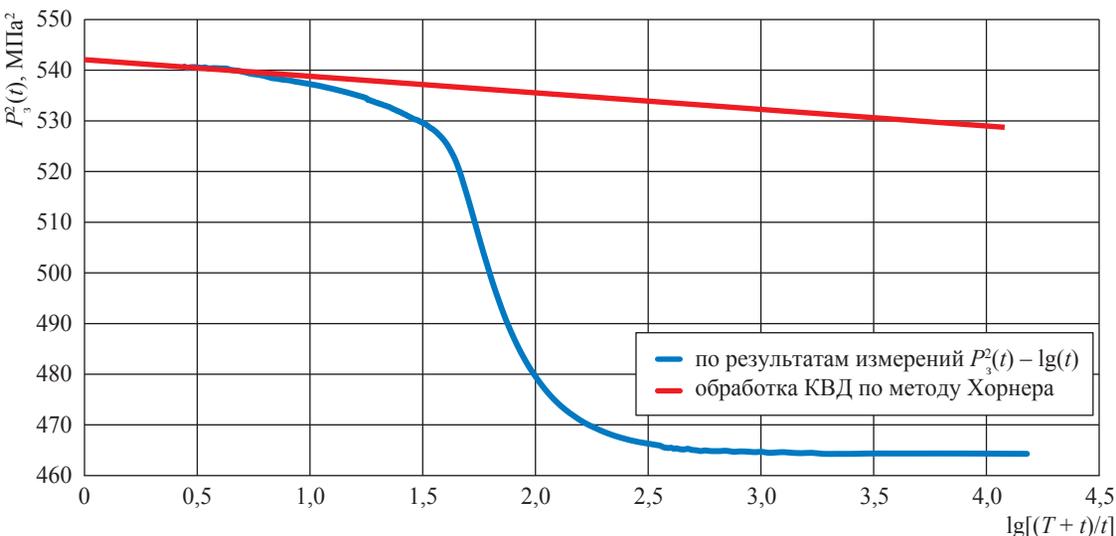


Рис. 2. Зависимость $P_3^2(t)$ от $\lg[(T+t)/t]$

с совершенной (идеальной) скважиной². Причины возникновения скин-фактора – гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта, загрязнение околоскважинной зоны, прочие нелинейные эффекты (турбулентное течение, разгазирование, сжатие скелета горной породы и т.д.). Впервые А.Ф. ван Эвердинген и Н. Харст ввели понятие «скин-фактора» (S) в 1949 г. для оценки проницаемости призабойной зоны нефтяных скважин и указали, что падение забойного давления в результате ухудшения проницаемости пласта пропорционально S [4]. Скин-фактор определяется на основании результатов исследований при установившихся (стационарных) и неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации [5].

Традиционно считается, что если скважина подвержена загрязнению и связанному с ним снижению проницаемости в призабойной зоне ($k_s < k$, где k_s – коэффициент проницаемости пласта при наличии скин-слоя), то S положителен [3]. Чем больше разница между k_s и k , тем больше пласт подвержен повреждению и тем больше значение S . Некоторые новые пробуренные скважины вообще не дают продукции нефти или газа, пока не будет произведена интенсификация пласта: для таких скважин $k_s = 0$ и $S \rightarrow \infty$.

Если на скважине выполнено воздействие на призабойную зону пласта (импульсное, солянокислотная обработка и т.д.), то призабойная зона очищается, при этом ее проницаемость может оказаться выше проницаемости пласта в целом. Тогда $k_s > k$ и S становится отрицательным. В реальности подверженные воздействию скважины не способны иметь S ниже -7 , и на практике высокие (отрицательные) скин-факторы возникают только при очень интенсивном глубоком воздействии на пласт, таком, например, как гидроразрыв пласта. В конечном итоге, можно сказать, что если скважина не подвержена загрязнению и не стимулирована, то $k_s = k$ и $S = 0$.

Рассмотрим несколько видов скин-фактора:

1) *скин-фактор механический* (S_r) определяется по результатам исследований на установившихся режимах фильтрации по формуле:

$$S_r = \ln \frac{r_c}{r_c^*}, \quad (11)$$

² Следует отметить, что понятие и методы расчета скин-фактора в руководствах по исследованию скважин [1, 2] и стандарте Р Газпром 086-2010 отсутствуют.

где r_c – радиус реальной скважины по долоту в интервале вскрытия пласта; r_c^* – приведенный радиус скважины, т.е. модельный радиус совершенной (идеальной) скважины, при котором ее расчетная продуктивность совпадает с продуктивностью реальной скважины при прочих равных условиях;

2) *скин-фактор «не Дарси»* (S_D) определяется на основании уравнения Дюпюи для плоскорadiaльного установившегося притока несжимаемой жидкости к вертикальной нефтяной скважине:

$$P_{пл} - P_3 = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (12)$$

где R_k – радиус контура питания. Тогда

$$S_D = \left(\frac{\eta_0}{\eta} - 1 \right) \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (13)$$

где η_0 – потенциальная продуктивность совершенной скважины (при отсутствии скин-фактора); η – фактическая продуктивность реальной скважины [5].

Преобразованием формулы (13) для расчета скин-фактора «не Дарси» получаем [6]:

$$S_D = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{r_c}, \quad (14)$$

где R_s – радиус зоны нарушения проницаемости;

3) *комплексный скин-фактор* определяется по результатам исследования скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Например, для газовых скважин скин-фактор записывается в виде:

$$S = 1,15 \left[\frac{\Delta P_{3600}^2}{\beta} - \lg \left(\frac{k}{m\mu\gamma^* r_c^2} \right) - 0,908 \right], \quad (15)$$

где ΔP_{3600}^2 – квадрат разницы давления в течение часа; $\gamma^* = \mu(m\gamma_c + \gamma_r)$ – упругоэластичность пласта (γ_c, γ_r – коэффициенты упругоэластичности пористой среды и газа соответственно).

Результаты дальнейших работ по изучению скин-эффекта и определению скин-фактора опубликованы [5–7]. В процессе исследований Р.Ш. Муфазалов [6] проанализировал известную формулу Дюпюи (12). Согласно этому уравнению при радиальной фильтрации жидкости (газа) через пористую среду (пласт) с постоянной естественной проницаемостью k по мере приближения к скважине $P_{пл}$ уменьшается по логарифмической зависимости до $P_3(k)$. Снижение проницаемости околоскважинного

пространства с k до k_s приводит к снижению забойного давления от $P_3(k)$ до $P_3(k_s)$.

Учитывая, что давление в пласте на контуре питания ($R_k = R_s$) равно P_{R_s} , уравнение (12) при фильтрации жидкости в околоскважинном пространстве запишется в виде:

$$P_{R_s} - P_3(k) = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (16)$$

При фильтрации жидкости в пласте с ухудшенной проницаемостью k_s уравнение запишется в виде:

$$P_{R_s} - P_3(k_s) = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (17)$$

Перепад давления ΔP_s , полученный за счет разности значений $P_3(k)$ и $P_3(k_s)$, является результатом скин-эффекта и определяется по формуле

$$\Delta P_s = P_3(k) - P_3(k_s). \quad (18)$$

Падение пластового давления в скин-слое составит:

$$\Delta P_{k_s} = P_{R_s} - P_3(k_s). \quad (19)$$

Падение забойного давления на величину ΔP_s пропорционально S , следовательно,

$$\Delta P_s = P_{R_s} - P_3(k_s)S. \quad (20)$$

Используя уравнения (17) и (20), запишем уравнение падения забойного давления в результате нарушения проницаемости пласта в призабойной зоне:

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{R_s}{r_c} S. \quad (21)$$

Вычитанием уравнения (16) из уравнения (17) получим разницу в потере давления между пластами с нарушенной и естественной проницаемостью:

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (22)$$

Из уравнений (21) и (22) получим:

$$\frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{R_s}{r_c} S = \frac{Q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{R_s}{r_c} - \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_s}{r_c}. \quad (23)$$

Из уравнения (23) выводится формула для определения скин-фактора [6]:

$$S = 1 - \frac{k_s}{k}. \quad (24)$$

Показано [6], что подтверждение формулы (24) получено путем исследования:

- потерь давления в контуре питания скважины и скин-слое;
- индикаторных линий $P = f(Q_{ж})$;
- значений потенциального дебита при $P_3 = 0$.

На основе анализа формулы (24) можно сделать следующие выводы, отличающиеся от известных ранее [3, 4]:

- числовое значение S представляет безразмерную и положительную величину;
- область существования S составляет $0 < S \leq 1$;
- при $k_s = k$ скин-фактор отсутствует (случай, когда пласт не имеет нарушений);
- при $k_s = 0$ скин-фактор принимает максимальное значение, т.е. $S = 1$ (случай, когда пласт абсолютно непроницаем).

В последнее время для обработки результатов исследований на нестационарных режимах фильтрации применяются различные программы, в частности, известный программный комплекс «Сапфир». Авторами с использованием программы «Сапфир» выполнены расчеты по результатам промысловых исследований скважины, проведенным на одном из месторождений Восточной Сибири. Исходные характеристики: дебит газа сепарации при освоении скважины составил 316,8 тыс. м³/сут, сырого конденсата – 0,72 м³/сут, воды – 0,19 м³/сут; начальное значение $P_{пл} = 22,4$ МПа, $T_{пл} = 326$ К, интервал перфорации – 26 м (2394...2420 м). Исходные данные, принятые при расчете фильтрационных параметров: $m = 0,14$; Q газа перед остановкой 242,4 тыс. м³/сут, $T_{пл} = 53$ °С; текущее значение $P_{пл} = 19,885$ МПа; $Z_{пл} = 0,821$; $\mu = 0,02$ мПа·с.

Для получения фильтрационных параметров зоны дренирования проведена обработка КВД. С целью диагностики и выявления основных режимов фильтрации построен диагностический билוגарифмический график (рис. 3). На билוגарифмическом графике после основного периода влияния ствола скважины

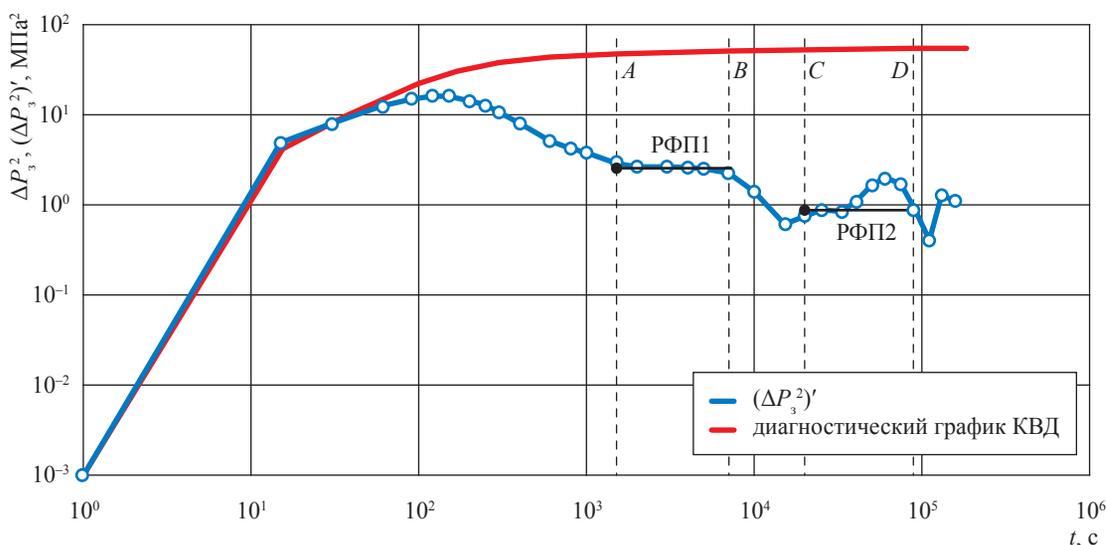


Рис. 3. Диагностический график производной давления

и окончания переходных процессов на участке AB выделяется первый участок радиального течения к стенке скважины (радиальный фильтрационный поток – РФП). Этот период характеризует околоскважинную зону пласта. Далее, по мере распространения волны давления, наблюдается падение производной $(\Delta P_3^2)'$ с последующей стабилизацией на втором уровне (участок CD) с лучшими фильтрационными свойствами, второй участок характеризует более удаленную зону пласта. Угол наклона касательной для первого участка $\beta_1^* = 6,07$ МПа² на логарифмический цикл, угол наклона касательной для второго участка $\beta_2^* = 2,123$ МПа² на логарифмический цикл, $P_3 = 18,421$ МПа.

По результатам расчетов по формуле (4) гидропроводность призабойной зоны составила:

$$\frac{k_1 h}{\mu} = \frac{4,23 Q T_{пл} Z_{пл} P_{пл}}{\beta_1^* T_{ст}} = \frac{4,23 \cdot 242,4 \cdot 326,15 \cdot 0,821 \cdot 0,1013}{6,07 \cdot 293,15} = 15,6 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}},$$

где k_1 – проницаемость призабойной зоны пласта.

Скин-фактор, определенный по формуле (15), составил:

$$S = 1,15 \left(\frac{\Delta P_{3600}^2}{\beta_1^*} - \lg \left(\frac{k_1}{m \mu \gamma_1 r_c^2} - 0,908 \right) \right) =$$

$$= 1,15 \left(\frac{50,18}{6,07} - \lg \left(\frac{0,0194}{0,14 \cdot 0,02 \cdot 6,07 \cdot 0,1^2} \right) - 0,908 \right) = 3,6.$$

Параметр $\frac{k_2 h}{\mu}$, характеризующий удаленную зону пласта, составил:

$$\frac{k_2 h}{\mu} = \frac{4,23 Q T_{пл} Z_{пл} P_{пл}}{\beta_2^* T_{ст}} = \frac{4,23 \cdot 242,4 \cdot 326,15 \cdot 0,821 \cdot 0,1013}{2,123 \cdot 293,15} = 44,7 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}},$$

где k_2 – проницаемость удаленной зоны пласта.

Согласно альтернативному подходу [6] скин-фактор определяется по формуле (24), которая применима к расчетам по газовым скважинам:

$$S = 1 - \frac{k_1 h / \mu}{k_2 h / \mu} = 1 - \frac{k_1}{k_2} = 0,652.$$

Учитывая, что полная, 100%-ная, кольматация призабойной зоны наступает при $S = 1$, при $S = 0,652$ кольматация составляет 65,2 %. В этом случае $k_1 \approx 35$ % от потенциально возможной при $S = 0$.

По мнению авторов, определенный альтернативным методом скин-фактор $\left(\frac{k_s}{k}\right)$ более информативен, так как позволяет оценить дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта в процентах.

Таким образом, изложены порядок проведения и результаты исследования скважины на нестационарном режиме фильтрации. Рассмотрено понятие скин-эффекта и показаны существующие формулы для определения скин-фактора (механического, «не Дарси» и др.). Оценена возможность расчета скин-фактора альтернативным методом. Показано, что такой подход к определению скин-фактора обладает большей информативностью.

Список литературы

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
2. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
3. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженеров по исследованию скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.
4. Everdingen, A.F., van. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs / A.F. van Everdingen, W. Hurst // *Petrol. Transactions, AIME*. – 1949. – Т. 1. – № 12. – С. 2732.
5. Economides M.J. Petroleum production systems / M.J. Economides, A.D. Hill, Ch. Ehlig-Economides. – NJ: Prentice Hall PTR, 1994.
6. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта / Р.Ш. Муфазалов. – Уфа: УГНТУ, 2005. – 44 с.
7. Муфазалов Р.Ш. Гидромеханика совместной работы пласта, добывающих и нагнетательных скважин: учеб. для вузов / Р.Ш. Муфазалов, Р.Х. Муслимов, И.Б. Бурцев. – Казань, 2000. – 282 с.

Peculiar features of well testing at transient regimes of filtration and determination of a skin-factor

V.I. Lapshin^{1*}, I.I. Minakov¹, D.P. Uvarov¹, I.A. Shikov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komi Republic, 169330, Russian Federation

* E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper describes gas-dynamical principals, procedure and calculations used in course of well testing at transient regimes of filtration. On account that nowadays the results of such tests are commonly being processed using a “Sapfir” program complex, the authors applied “Sapfir” for calculation of the hydrodynamic parameters of wells from one of the Eastern-Siberian fields.

An idea of the skin-effect is concretized. Few equations commonly used for determination of the skin-effects (mechanical, non-Darcy, general ones) are shown. Also an alternative method for skin-factor determination is presented. In authors’ opinion, this method is more informative in comparison with the traditional ones.

Keywords: gas-dynamic well tests, bottomhole area, transient regime of filtration, pressure build-up curve, skin-effect.

References

1. ZOTOV, G.A., Z.S. ALIYEV (eds.). *Manual on complex research of gas and gas-condensate beds and wells* [Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin]. Moscow: Nedra, 1980. (Russ.).
2. GRITSENKO, A.I., Z.S. ALIYEV, O.M. YERMILOV et al. *Guide on well research* [Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin]. Moscow: Nauka, 1995. (Russ.).
3. KARNAUKHOV, M.L. and Ye. M. PYANKOVA. *Modern methods of hydrodynamic well testing: reference for well researchers* [Sovremennyye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin: spravochnik inzhenerov po issledovaniyu skvazhin]. Moscow: Infra-Inzheneriya, 2010. (Russ.).
4. EVERDINGEN, A.F., van, and W. HURST. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Petrol. Transactions, AIME*. 1949, vol. 1, no. 12, p. 2732.
5. ECONOMIDES, M.J., A.D. HILL, Ch. EHLIG-ECONOMIDES. *Petroleum production systems*. NJ: Prentice Hall PTR, 1994.
6. MUFAZALOV, R.Sh. *Skin-factor and its meaning for evaluation of state of a near-well area of a productive bed* [Skin-faktor i yego znachenie dlya otsenki sostoyaniya okoloskvazhinного prostranstva produktivного пласта]. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2005. (Russ.).
7. MUFAZALOV, R.Sh., R.Kh. MUSLIMOV, I.B. BURTSEV. *Hydromechanics of combined work of a bed with input and output wells* [Gidromekhanika sovmestnoy raboty plasta, dobyvayushchikh i nagnetatelnykh skvazhin]. Kazan, 2000. (Russ.).

УДК 532.5.013.2+533.6.011.1+622.279

Полуэмпирическая модель для расчета потерь давления в стволе вертикальной газовой скважины, работающей с выносом жидкости

В.А. Соколов^{1*}, О.В. Николаев¹, И.В. Стоноженко¹, А.Г. Банникова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В работе приведены аналитические формулы, связывающие устьевое и забойное давления в вертикальном восходящем газожидкостном потоке как при больших, так и при малых значениях дополнительного безразмерного градиента давления, возникающего за счет наличия в движущейся среде жидкой фазы. Для дополнительного градиента давления приведена эмпирическая зависимость от диаметра трубы, расхода и типа жидкости, применимая для различных давлений на средней и поздней стадиях разработки. Эмпирическая зависимость получена на основании большого количества экспериментов, проведенных на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (длина труб 30 м) для различных диаметров труб, давлений и расходов воздуха и воды. Приведенные аналитические формулы совместно с эмпирической зависимостью представляют собой полуэмпирическую модель для расчета давлений в газожидкостном потоке.

Сравнение результатов расчетов по однофазной газовой и двухфазной моделям и реальных замеренных потерь давления в стволе скважин показало, что игнорирование наличия жидкости в потоке приводит к занижению потерь давления в насосно-компрессорных трубах. Расчет по предлагаемой полуэмпирической модели хорошо согласуется с результатами промысловых исследований скважин.

На примере данных промысловых газодинамических исследований сеноманской скважины показано, что появление песка в ее продукции значительно увеличивает градиент давления и общие гидравлические потери в стволе. В связи с этим необходимы специальные экспериментальные исследования динамики трехфазных сред в физических условиях, соответствующих промысловым.

Основное обыкновенное дифференциальное уравнение восходящего изотермического стационарного потока газа в вертикальной трубе имеет вид

$$dy + \frac{dP}{\rho_r g} + \frac{d(v_r^2)}{2g} + \lambda \frac{dy}{D} \frac{v_r^2}{2g} = 0, \quad (1)$$

где y – вертикальная ось трубы, направленная с забоя вверх. Остальные обозначения общеприняты: P – абсолютное давление; ρ_r – плотность газа; g – ускорение свободного падения; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; v_r – скорость потока газа; D – внутренний диаметр трубы. Все слагаемые уравнения (1) – это соответствующие напоры. Настоящая статья является продолжением ранее опубликованного материала [1].

Если ввести критерии Эйлера $\left(Eu = \frac{P}{\rho_r v_r^2} \right)$ и Фруда $\left(Fr = \frac{v_r^2}{gD} \right)$, то уравнение (1)

после некоторых преобразований можно записать в следующем виде:

$$-\frac{dP}{dy} \left(1 - \frac{1}{Eu} \right) = \left(1 + \frac{\lambda}{2} Fr \right) \rho_r g. \quad (2)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ есть функция числа Рейнольдса

$Re = \frac{v_r D \rho_r}{\mu}$ (μ – динамическая вязкость среды) и относительной эквивалентной шероховатости $\frac{k_s}{D}$ (k_s – эквивалентная шероховатость), которая также является критерием

Ключевые слова: полуэмпирическая модель, вертикальная газовая скважина, вынос жидкости, потери давления в стволе скважины, аналитические формулы, эмпирическая зависимость, специализированный стенд.

подобия. Следовательно, в уравнении (2) фигурируют все основные критерии, возникающие при рассмотрении стационарного движения вертикального восходящего потока газа в трубе.

Критерий Эйлера для обычных низкоскоростных потоков в стволе скважины очень большой и может сказаться только при крайне высоких скоростях газа в трубе. Следовательно, при рассмотрении низкоскоростных потоков в стволе скважины коэффициент $\left(1 - \frac{1}{Eu}\right)$

в уравнении (2) становится равным единице. Движение газа в скважине происходит при развитом турбулентном режиме, и коэффициент λ от критерия Re не зависит. Поэтому значение λ можно считать практически постоянным для насосно-компрессорных труб (НКТ) одного и того же диаметра в конкретной скважине. Таким образом, критерий Фруда является основным в расчетах, связанных с вертикальным движением однофазного газа вверх.

С учетом изложенного формула (2) примет вид

$$-\frac{dP}{dy} = \left(1 + \frac{\lambda}{2} Fr\right) \rho_r g. \quad (3)$$

Для стационарного изотермического течения принято, что при своем движении газ не подвержен процессам теплообмена и не совершает технической работы. Если в продукции скважины появляется жидкость и газ выносит ее из ствола, то в правой части уравнения (3) добавится еще одно слагаемое, а именно дополнительный градиент давления $\Delta\Gamma$, учитывающий тот факт, что теперь газ выносит конденсационную или поступающую на забой скважины воду (для газоконденсатной скважины – смесь воды и конденсата):

$$-\frac{dP}{dy} = \left(1 + \frac{\lambda}{2} Fr\right) \rho_r g + \Delta\Gamma. \quad (4)$$

Разделив уравнение (4) почленно на произведение плотности жидкости ($\rho_{ж}$) и ускорение свободного падения, можно все его слагаемые «обезразмерить». Тогда уравнение (4) примет следующий вид:

$$-\frac{1}{\rho_{ж} g} \frac{dP}{dy} = I = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} + \frac{\lambda}{2} \left(\frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \frac{v_r^2}{gD} \right) + \frac{\Delta\Gamma}{\rho_{ж} g}, \quad (5)$$

или

$$I = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} + \frac{\lambda}{2} Fr^* + \Delta i, \quad (6)$$

где $I = -\frac{1}{\rho_{ж} g} \frac{dP}{dy}$ – общий безразмерный градиент давления в стволе скважины, выносящей

жидкость; $Fr^* = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \frac{v_r^2}{gD}$ – модифицированный

критерий Фруда; $\Delta i = \frac{\Delta\Gamma}{\rho_{ж} g}$ – дополнительный

безразмерный градиент давления, необходимый для выноса воды из ствола. Если воды нет, то $\Delta i = 0$, а уравнение (6) практически превращается в уравнение (3) для чистого газа, поделенное на отвлеченную (теперь уже, когда жидкости нет) константу $\rho_{ж} g$. Величину Δi можно рассчитать как разницу ординат при одном и том же значении Fr^* по результатам двух экспериментов на одной и той же трубе при одних и тех же давлениях и для однофазного потока газа, и при наличии в нем жидкости.

Экспериментальные исследования газожидкостных потоков на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводились в трубах внутренним диаметром (D) 62, 76, 100 и 150 мм (длина труб $L \approx 30$ м) в диапазоне давлений $P = 1 \dots 30$ ат (0,1...3 МПа) при расходах воды 2...500 л/ч (0,048...12 м³/сут). Для стендовых условий при примерно постоянной плотности воздуха в трубе на каждом из стационарных режимов производная от давления по вертикальной пространственной переменной заменяется численным аналогом:

Экспериментальные исследования газожидкостных потоков на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводились в трубах внутренним диаметром (D) 62, 76, 100 и 150 мм (длина труб $L \approx 30$ м) в диапазоне давлений $P = 1 \dots 30$ ат (0,1...3 МПа) при расходах воды 2...500 л/ч (0,048...12 м³/сут). Для стендовых условий при примерно постоянной плотности воздуха в трубе на каждом из стационарных режимов производная от давления по вертикальной пространственной переменной заменяется численным аналогом:

$$\left(\frac{dP}{dy}\right)_{стенд} \approx \frac{\Delta P}{\Delta y} = \frac{p_{вых}^{стенд} - p_{вх}^{стенд}}{L},$$

где $p_{вых}^{стенд}$, $p_{вх}^{стенд}$ – выходное (верхнее) и входное (нижнее) давления в потоке на стенде, соответственно.

Схема обвязки труб импульсными трубками на стенде устроена таким образом, чтобы при неподвижном столбе газа мембранный дифференциальный манометр показывал ноль (т.е. вес газа принципиально не фиксируется). Поэтому в стендовых условиях стационарный газовый вертикальный восходящий поток описывается уравнением (без учета веса газа)

$$-\frac{1}{\rho_{ж} g} \left(\frac{dP}{dy}\right)_{стенд} = -\frac{1}{\rho_{ж} g} \frac{p_{вых}^{стенд} - p_{вх}^{стенд}}{L} = \frac{1}{\rho_{ж} g} \frac{p_{вх}^{стенд} - p_{вых}^{стенд}}{L} = i = \frac{\lambda}{2} Fr^*, \quad (7)$$

а стационарный водогазовый вертикальный восходящий поток (также без учета веса газа) – уравнением

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + \Delta i, \tag{8}$$

где i – безразмерный градиент давления в короткой (30 м) вертикальной стендовой трубе без учета веса газа.

Именно зависимости (7) и (8) исследовались на стенде. Из взаимного расположения (по вертикали) этих зависимостей определяется величина Δi , которая увеличивается при повышении расхода воды в водогазовом потоке для трубы заданного диаметра.

По результатам экспериментов на стенде получено выражение $\Delta i = k_0 \text{Вu}$ для определения дополнительных потерь давления: $k_0 = 9,60$ – безразмерный эмпирический коэффициент; Вu – параметр С.Н. Бузинова, вычисляемый по формуле

$$\text{Вu} = \frac{Fr_{ж}^{1/3}}{E\ddot{o}^{1/2}},$$

где $Fr_{ж} = \frac{w^2}{gD}$ – число Фруда по жидкости;

$$E\ddot{o} = \frac{\rho_{ж} g D^2}{\sigma} \text{ – число Этвеша [2].}$$

Уравнение для расчета дополнительных потерь давления может быть записано в виде

$$\Delta i = \frac{k_0}{g^{5/6}} \left(\frac{\sigma}{\rho_{ж}} \right)^{1/2} \left(\frac{w}{D^2} \right)^{2/3}, \tag{9}$$

где в правой части первый сомножитель представляет собой константу, второй определяется свойствами жидкой фазы, третий содержит параметры потока. Величина Δi не зависит от давления. Некоторые аспекты экспериментального изучения подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин отражены в ранее опубликованных материалах [3].

На практике удобно использовать соотношение (9) в виде следующей эмпирической зависимости:

$$\Delta i = k_1 \frac{q_{ж}^{2/3}}{D^{8/3}}, \tag{10}$$

где $q_{ж}$ – объемный расход жидкости, м³/с; коэффициент k_1 , с^{2/3}·м^{2/3}, зависит от свойств жидкости (значения k_1 представлены в табл. 1).

Расчет потерь давления в реальных скважинах основывается на уравнении (6) с учетом веса газа и стендовых определений величины Δi . Также используются следующие основные соотношения (Z – коэффициент сжимаемости газа в скважине; индексы «ст», «ср» соответственно обозначают стандартные и средние в стволе условия) [1, с. 87]:

- уравнение состояния реального газа

$$\rho_r = P \left(\frac{\rho_{г.ст} T_{ст}}{Z_{ср} T_{ср} P_{ср}} \right);$$

- уравнение скорости газа

$$v_r = \frac{1}{P} \left(\frac{v_{г.ст} P_{ср} Z_{ср} T_{ср}}{T_{ст}} \right);$$

- уравнение неразрывности потока газа

$$M = v_r \omega \rho_r = \text{const} \text{ (где } \omega = \frac{\pi D^2}{4} \text{ – площадь поперечного сечения трубы)}$$

и его следствие $\rho_r v_r = \rho_{г.ст} v_{г.ст} = \text{const}$ на стационарном режиме (при $\omega = \text{const}$);

- дополнительный безразмерный градиент давления Δi , который появляется из-за выноса газом жидкости из ствола, определяется по формуле (10).

- $\lambda \approx 0,02$ (для каждой НКТ λ индивидуальна и постоянна).

Как отмечалось ранее [1, с. 87], с учетом данных соотношений уравнение (6) можно записать в виде

$$-\frac{1}{\rho_{ж} g} \frac{dP}{dy} = aP + c \frac{1}{P} + b,$$

$$\text{где } a = \frac{1}{\rho_{ж}} \left(\frac{\rho_{ст} T_{ст}}{Z_{ср} T_{ср} P_{ср}} \right);$$

$$b = \Delta i;$$

$$c = \frac{\lambda}{2} \frac{\rho_r v_r}{\rho_{ж} g D} \frac{v_{ст} P_{ср} Z_{ср} T_{ср}}{T_{ст}}.$$

Таблица 1

Значения коэффициента k_1 для различных жидкостей

Жидкость	$\rho_{ж}$, кг/м ³	Коэффициент поверхностного натяжения, Н/м	k_1 , с ^{2/3} ·м ^{2/3}
Конденсационная вода	1000	0,072	0,01428
Пластовая вода	1200	0,056	0,01145
Конденсат	760	0,02	0,00861

После интегрирования последнего выражения по ходу движения потока [4] получим:

1) при $4ac > b^2$

$$\ln \left(\frac{aP_{\text{заб}}^2 + bP_{\text{заб}} + c}{aP_{\text{уст}}^2 + bP_{\text{уст}} + c} \right) + \frac{2b}{\sqrt{4ac - b^2}} \left[\arctg \left(\frac{2aP_{\text{уст}} + b}{\sqrt{4ac - b^2}} \right) - \arctg \left(\frac{2aP_{\text{заб}} + b}{\sqrt{4ac - b^2}} \right) \right] = 2a\rho_{\text{ж}}gL; \quad (11)$$

2) при $4ac < b^2$

$$\ln \left(\frac{aP_{\text{заб}}^2 + bP_{\text{заб}} + c}{aP_{\text{уст}}^2 + bP_{\text{уст}} + c} \right) + \frac{b}{\sqrt{b^2 - 4ac}} \left(\ln \left| \frac{2aP_{\text{уст}} + b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2aP_{\text{уст}} + b + \sqrt{b^2 - 4ac}} \right| - \ln \left| \frac{2aP_{\text{заб}} + b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2aP_{\text{заб}} + b + \sqrt{b^2 - 4ac}} \right| \right) = 2a\rho_{\text{ж}}gL, \quad (12)$$

где $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{уст}}$ – давление соответственно на забое и устье скважины.

Уравнение (11) справедливо для малых значений b , оно трансцендентно, т.е. решается подбором. Уравнение (12) для больших значений b из-за наличия под логарифмами абсолютных величин во избежание ошибок тоже лучше решать численно (подбором). Таким образом, с использованием уравнений (11) и (12) по заданному значению одного из давлений (либо $P_{\text{заб}}$, либо $P_{\text{уст}}$) можно рассчитать другое методом последовательных приближений. При $b = 0$ обе формулы (11) и (12) приводят к одному и тому же уравнению, из которого после некоторых преобразований получается формула Адамова [5] для вертикального потока чистого газа.

В аналитических уравнениях (11) и (12) величина $b = \Delta i$ для скважин, работающих с жидкостью, находится по эмпирической формуле (10). Совместно уравнения (10)–(12) представляют собой полуэмпирическую модель расчета потерь давления в стволах скважин, работающих с устойчивым выносом жидкости. Расчеты по данной модели следует вести в единой согласованной (когерентной) системе единиц измерения, например в СИ (SI).

Для скважин, выносящих и жидкость, и песок, значение b в данной модели будет больше, чем при отсутствии песка. Если для жидкости эту величину можно найти по эмпирической зависимости (10), определенной в результате стендовых экспериментов, то при совместном выносе воды и песка ее пока можно только подобрать (поскольку эксперименты с песком не проводились) по данным газодинамических исследований скважин, проведенных с замерами количеств выносимых жидкости и песка. При небольших расходах выносимой из скважины жидкости значение b будет небольшим. В этом случае достаточно будет только формулы (11). При выносе из скважины и воды, и песка b может приобрести значительные масштабы, что потребует уже использования формулы (12).

Примеры расчетов для конкретных скважин

В 2013 г. на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) выполнены газодинамические исследования вертикальной скв. 1135 (сеноман) на четырех стационарных режимах (исходные данные представлены в табл. 2, результаты расчетов – в табл. 3 и на рис. 1). Исследования проведены с глубинными замерами и замерами выноса воды на установке «Надым-1». Выноса песка не наблюдалось. Пластовое давление на глубине 1130 м равнялось 1,62 МПа. Скважина работала по НКТ ($D = 100,3$ мм), $\lambda = 0,013$.

Ранее, в 2011 г. выполнены газодинамические и газоконденсатные исследования вертикальной скв. 10601 Ямбургского НГКМ (валанжин) на семи стационарных режимах (исходные данные представлены в табл. 4, результаты расчетов – в табл. 5 и на рис. 2). Исследования проведены с глубинными замерами. Пластовое давление на глубине 2975,6 м равнялось 14,32 МПа. Скважина работала по НКТ ($D = 62$ мм), $\lambda = 0,019$.

Таблица 2

Результаты газодинамических исследований вертикальной скв. 1135-сеноман Ямбургского НГКМ на стационарных режимах (2013 г.)

Режим	$P_{\text{уст}}$, ат	$T_{\text{уст}}$, °С	$P_{\text{заб}}$, ат	$T_{\text{заб}}$, °С	Дебит		Содержание воды, см ³ /м ³
					газ, тыс. м ³ /сут	вода, л/ч	
1	12,92	4,9	14,92	22,6	91,7	1,5	0,393
2	11,01	6	13,89	22,6	142,1	9,0	1,520
3	9,06	6,2	13,17	22,6	175,1	11,0	1,508
4	8	7	12,89	22,6	186,5	36,0	4,633

Таблица 3

Потери давления в НКТ скв. 1135-сеноман Ямбургского НГКМ

Режим	Дебит		$P_{заб}$, МПа (замер 2013 г.)	$P_{устр}$, МПа (полуэмпирическая модель двухфазного потока)	Перепад давления, МПа		
	газ, тыс. м ³ /сут	вода, л/ч			промысловый замер 2013 г.	аналитическая модель однофазного потока газа	полуэмпирическая модель двухфазного потока
1	91,7	1,5	1,462	1,293	0,196	0,167	0,170
2	142,1	9	1,361	1,085	0,282	0,261	0,277
3	175,1	11	1,291	0,901	0,403	0,368	0,390
4	186,5	36	1,263	0,798	0,479	0,419	0,466

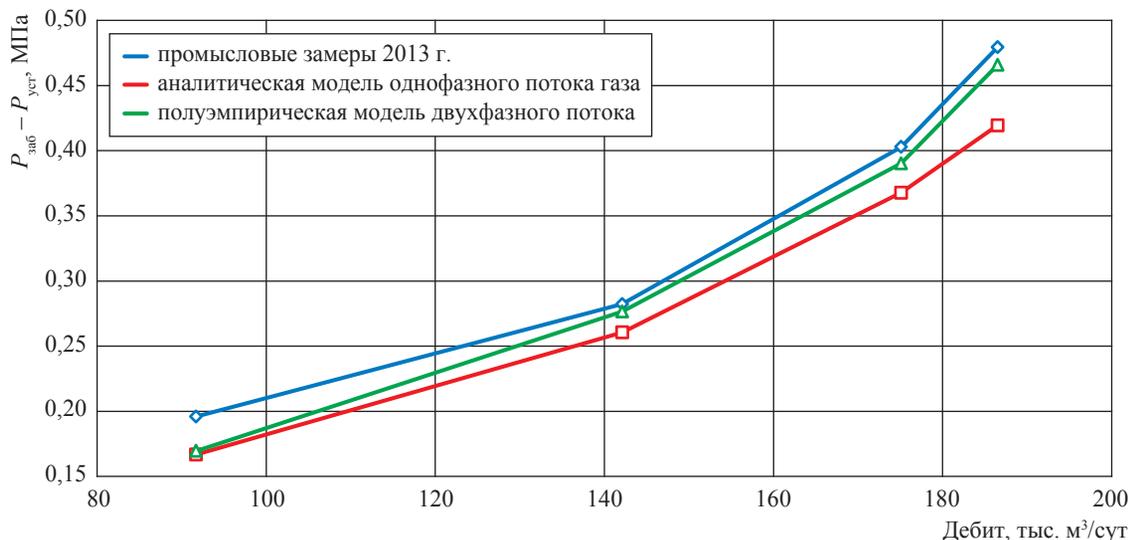


Рис. 1. Потери давления в НКТ скв. 1135-сеноман Ямбургского НГКМ

Таблица 4

Результаты газодинамических исследований скв. 10601-валанжин Ямбургского НГКМ на стационарных режимах (2011 г.)

Режим	$P_{устр}$, ат	$T_{устр}$, °С	$P_{заб}$, ат	$T_{заб}$, °С	Дебит		Содержание жидкости, см ³ /м ³
					газ, тыс. м ³ /сут	жидкость, л/ч	
1	96,4	29,9	131,4	78,25	131,6	39	7,112
2	93,4	30	130,8	78,25	138,7		6,748
3	91,8	30,6	130,3	78,35	152,8		6,126
4	89,2	31	129,6	78,45	157,3		5,950
5	85,8	30,6	128,7	78,45	171,6		5,455
6	82,4	30,6	127,7	78,35	180,4		5,188
7	81,80	31,8	127,3	78,25	191,1		4,898

Результаты модельных расчетов с использованием формул (10) и (11) по скв. 21701 Ямбургского НГКМ (валанжин) выполненных по данным исследований 2010 г. на пяти стационарных режимах с выносом жидкости по НКТ ($D = 76$ мм) ~ 1 м³/сут (42 л/ч) опубликованы ранее [1]. Для иллюстрации степени увеличения Δi при появлении в продукции

скважины кроме воды еще и песка приведем результаты исследований вертикальной скв. 1097-сеноман Ямбургского НГКМ, выполненных в 2011 г. на четырех стационарных режимах с глубинными замерами и замерами выноса воды и песка на установке «Надым-1» (исходные данные представлены в табл. 6, результаты расчетов – в табл. 7 и на рис. 3).

Таблица 5

Потери давления в НКТ скв. 10601-валанжин Ямбургского НГКМ

Режим	Дебит		$P_{\text{заб}}$, МПа (замер 2011 г.)	$P_{\text{уст}}$ МПа (полуэмпири- ческая модель двухфазного потока)	Перепад давления, МПа		
	газ, тыс. м ³ /сут	жидкость, л/ч			промысловый замер 2011 г.	аналитическая модель одно- фазного пото- ка газа	полуэмпири- ческая модель двухфазного потока
1	131,6	39	12,878	9,319	3,430	3,286	3,559
2	138,7		12,819	9,176	3,665	3,476	3,644
3	152,8		12,770	8,931	3,773	3,643	3,840
4	157,3		12,702	8,799	3,959	3,692	3,903
5	171,6		12,614	8,475	4,204	3,893	4,138
6	180,4		12,515	8,217	4,440	4,028	4,299
7	191,1		12,476	7,960	4,459	4,214	4,517

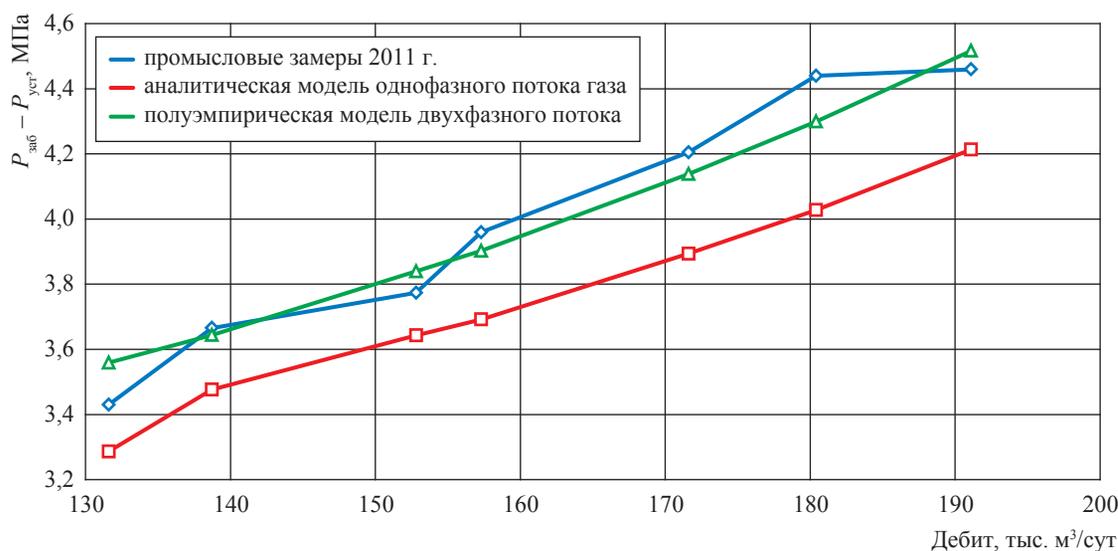


Рис. 2. Потери давления в НКТ скв. 10601-валанжин Ямбургского НГКМ

Таблица 6

Результаты газодинамических исследований скв. 1097-сеноман Ямбургского НГКМ на стационарных режимах (2011 г.)

Режим	$P_{\text{уст}}$, ат	$T_{\text{уст}}$, °С	$P_{\text{заб}}$, ат	$T_{\text{заб}}$, °С	Дебит			Содержание	
					газ, тыс. м ³ /сут	вода, л/ч	песок, г/ч	вода, см ³ /м ³	песок, мг/м ³
1	11	4,5	12,69	22,8	68,3	13	78	4,57	27,41
2	9,52	5,2	12,03	22,7	98,2	5	77	1,22	18,82
3	8,11	5,9	11,69	22,7	111,4	12	209	2,59	45,03
4	7,5	6,1	11,45	22,6	121,8	23	518	4,53	102,07

Пластовое давление на глубине 1117 м равнялось 1,37 МПа. Скважина работала по НКТ ($D = 100,3$ мм), $\lambda = 0,02$.

В табл. 7 и на рис. 3 показаны данные, смоделированные для скв. 1097-сеноман с учетом выноса только воды, и данные, с учетом роста Δi из-за появления песка определенные подбором до точного совпадения замеренных

и расчетных перепадов давлений в НКТ. Данные табл. 7 свидетельствуют, что после появления в газожидкостном потоке песка Δi может значительно увеличиться.

В настоящее время нет экспериментальных данных по учету дополнительного гидравлического сопротивления в вертикальных газожидкостных потоках различного диаметра

Таблица 7

Потери давления в НКТ скв. 1097-сеноман Ямбургского НГКМ

Режим	Дебит			$P_{зав}$, МПа (замер)	$P_{уст}$, МПа (полуэмпирическая модель двухфазного потока – газ + вода)	Δi		Перепад давления, МПа			
	газ, тыс. м ³ /сут	вода, л/ч	песок, г/ч			формула (10) (полуэмпирическая модель двухфазного потока – газ + вода)	подбор для трехфазного потока (с учетом выноса песка)	промысловый замер (2011 г.)	аналитическая модель однофазного потока газа	полуэмпирическая модель двухфазного потока (газ + вода)	подбор для трехфазного потока (с учетом выноса песка)
1	68,3	13	78	1,244	1,078	0,0015	0,0016	0,166	0,149	0,165	0,165
2	98,2	5	77	1,179	0,948	0,0008	0,0021	0,246	0,220	0,231	0,246
3	111,4	12	209	1,146	0,859	0,0015	0,0068	0,351	0,267	0,287	0,350
4	121,8	23	518	1,122	0,778	0,0023	0,0057	0,387	0,312	0,344	0,387

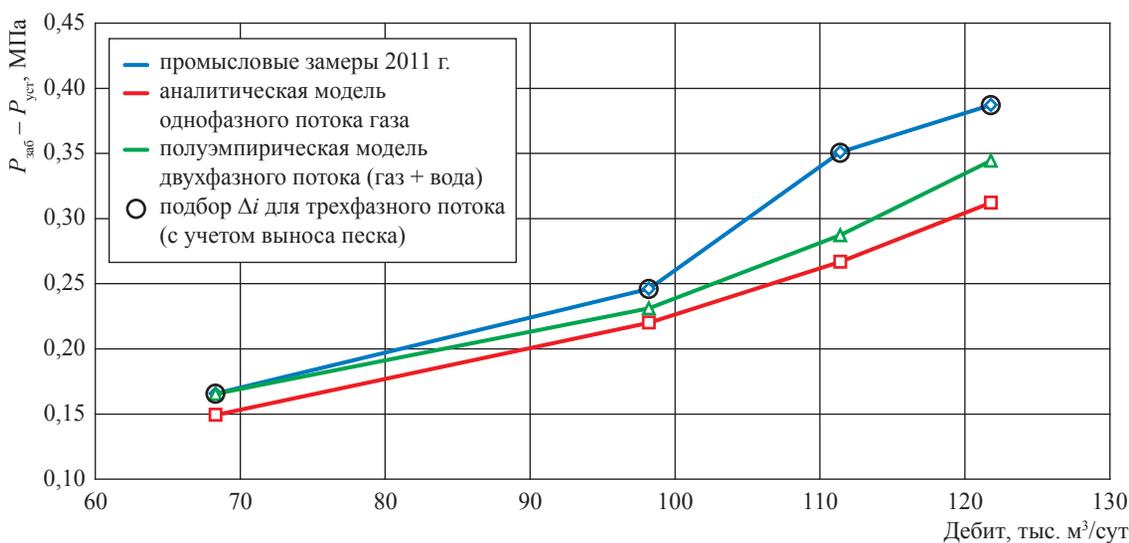


Рис. 3. Потери давления по скв. 1097-сеноман Ямбургского НГКМ, в том числе с учетом выноса песка

(с различными термобарическими условиями) при появлении в них песка, т.е. отсутствует эмпирическая формула для определения дополнительного безразмерного градиента давления Δi , появляющегося из-за выноса песка из ствола скважины, работающей с выносом жидкости. Появление такой формулы было бы весьма актуальным с точки зрения проведения гидродинамических расчетов для скважин, выносящих не только жидкость, но и песок.

Сравнение расчетных данных о потерях давления в стволе скважины по однофазной газовой и двухфазной полуэмпирической моделям показало, что наличие жидкости в потоке увеличивает потери давления в НКТ. Расчет по предлагаемой полуэмпирической модели хорошо согласуется с результатами промысловых исследований вертикальных газовых скважин,

работающих с выносом воды. Появление песка в продукции скважины дополнительно увеличивает потери давления в НКТ.

Список литературы

1. Николаев О.В. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость / О.В. Николаев, В.А. Соколов // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 84–90.
2. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис. ... к.т.н. / О.В. Николаев. – М., 2012. – 128 с.

3. Николаев О.В. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газо-жидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, С.А. Бородин, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 76–83.
4. Двайт Г.Б. Таблицы интегралов и другие математические формулы / Г.Б. Двайт. – М: Наука, 1973. – 228 с.
5. Адамов Г.А. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях / Г.А. Адамов // Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов: науч.-тех. сб. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 331 с.

Semi-empirical model for calculating pressure losses in the trunk of a vertical gas well operating with fluid

V.A. Sokolov^{1*}, O.V. Nikolayev¹, I.V. Stonozhenko¹, A.G. Bannikova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper presents few analytical equations connecting head and bottom pressures in a vertical uprising gas-liquid flow both at low and high values of the additional dimensionless pressure gradient which originates due to presence of a liquid phase in the moving medium. Empiric dependence between this gradient value and the pipe diameter, as well as a type and the flow rate of a fluid is derived from large array of test data acquired by means of a specialized Gazprom VNIIGAZ stand (pipes' length is 30 m) in respect to various pipe diameters, pressures and consumptions of water and air. It could be applied for different pressure values at the middle and final stages of field development. Jointly the analytical formulas and the empiric dependence constitute a semi-empiric model for calculation of pressures in a gas-fluid flow.

Comparison of the results calculated using the one-phase (gas) and two-phase models with the real measurements of pressure losses in a well trunk showed that ignoring of a liquid component in the flow leads to underestimation of pressure losses in the pipes. Calculations using the suggested semi-empiric model accurately correspond to the data measured in course of the field well tests.

On example of the field gas-dynamic tests of a Cenomanian well it is shown that appearance of sand in its products will sizably increase pressure gradient and total hydraulic losses in the well trunk. So, the special experiments on triple-phase media research in the physical conditions corresponding to the field ones are necessary.

Keywords: semi-empirical model, vertical gas-producing well operating with fluid, pressure losses in the trunk of a vertical gas well, analytical formulas, empirical dependence, GazpromVNIIGAZ specialized stand

References

1. NIKOLAYEV, O.V., V.A. SOKOLOV. Procedure for calculating process variables of vertical gas wells which products contain liquid [Metodika rascheta tekhnologicheskikh parametrov vertikalnykh gazovykh skvazhin, produktsiya kotorykh sodержit zhidkost]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 2 (26): Current issues of gas production, pp. 84–90. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. NIKOLAYEV, O.V. *Control of gas wells operation at final stage of deposit development according to the results of testing gas-liquid flows in vertical tubes* [Regulirovaniye raboty gazovykh skvazhin na zavershayushchey stadii razrabotki zalezhey po rezultata eksperimentalnykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov v vertikalnykh trubakh]. Candidate thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012. (Russ.).
3. NIKOLAYEV, O.V., S.A. BORODIN, S.A. SHULEPIN. Experimental study of vertical gas-liquid flows similarity in operation of watered gas wells [Eksperimentalnoye izucheniye podobiya vertikalnykh gazozhidkostnykh potokov v usloviyakh ekspluatatsii obvodnennykh gazovykh skvazhin]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields, pp. 76–83. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. DVAYT, G.B. *Tables of integrals and other mathematical formulas* [Tablitsy integralov i drugiye matematicheskiye formuly]. Moscow: Nauka, 1973. (Russ.).
5. ADAMOV, G.A. Kinematics of real gases in vertical tubes under high pressures [Dvizheniye realnykh gazov po vertikalnym trubam pri vysokikh davleniyakh]. In: *Questions of production, transport and processing of natural gases* [Voprosy dobychi, transporta i pererabotki prirodnnykh gazov]: collected scientific papers. Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat, 1951. (Russ.).

УДК 622.279.5

Особенности продуктивной характеристики скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах

В.Н. Чельцов^{1*}, Т.В. Чельцова¹, Л.А. Калякина¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассмотрены на примере Астраханского газоконденсатного месторождения особенности продуктивной характеристики скважин в карбонатных резко неоднородных низкопроницаемых коллекторах. Отмечены особые фильтрационные свойства продуктивных отложений. По результатам исследования скважин рассчитаны зависимости депрессии от дебита, имеющие практически линейный вид. Установлено, что эта линейная зависимость при дебите, равном нулю, отсекает на оси ординат (депрессий) некоторый отрезок, как правило, с положительным значением депрессии (псевдопороговая депрессия). По небольшому числу скважин эти значения близки к нулю и даже могут быть отрицательными. В этом случае вышеуказанная зависимость депрессии от дебита имеет нелинейный характер с выпуклостью, направленной к оси абсцисс (дебитов).

Установлено явное нарушение закона фильтрации (квадратичное двухчленное уравнение), общепринятого для залежей с высокопроницаемыми коллекторами.

При анализе процесса работы скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) отмечены особые фильтрационные свойства продуктивных отложений. В низкопроницаемых и резко неоднородных по разрезу коллекторах квадратичная зависимость $P_{пл}^2 - P_{п.зав}^2 = aq + bq^2$ (где $P_{пл}$, $P_{п.зав}$ – соответственно пластовое и забойное давления) притока газа q к скважине при воздействии пороговых градиентов давления в пласте преобразуется в целом для рабочего интервала скважины в условиях АГКМ практически в прямолинейную зависимость депрессии (ΔP) от дебита, отсекающую на оси ординат величину ΔP_0 – псевдопороговую (далее – пороговую) депрессию [1]. При росте дебитов прямолинейность сохраняется до определенной величины дебита и затем постепенно переходит в квадратичную зависимость. При достаточно высокой проницаемости коллекторов пороговые градиенты давления отсутствуют по всем или большинству пропластков разреза. В этом случае начальный неквадратичный участок рассматриваемой зависимости практически исчезает.

Действительно, расчеты на гипотетических примерах при условиях, близких АГКМ, показывают, что для низкопроницаемых резко неоднородных по разрезу коллекторов зависимость депрессии от дебита практически линейна в довольно широком диапазоне дебитов и при ее экстраполяции до оси ординат имеет начальную депрессию, не равную нулю. При росте дебитов за пределами указанного диапазона эта зависимость приближается к квадратичной и затем переходит в квадратичную. Сказанное также подтверждается экспериментами на соответствующих моделях [2, 3].

В настоящее время при обработке результатов исследования скважин на стационарных режимах фильтрации используются два подхода: индикаторные кривые описываются либо полиномом, либо степенной функцией. В случае полинома ограничиваются его первыми двумя членами, не считая свободного члена, – так называемое квадратичное уравнение притока с постоянным квадратичным коэффициентом. Второй подход (применяется в США) предполагает, что показатель степени принимается постоянным [4]. Использование названных эмпирических уравнений для однородных по разрезу коллекторов с высокой проницаемостью дает хорошие результаты. Но эти уравнения неуниверсальные и нефизичны и, так же как линейное уравнение, для условий АГКМ применимы в узком диапазоне дебитов. Причем по сравнению с линейным уравнением они как минимум преимуществ не имеют.

Ключевые слова: продуктивная характеристика скважины, резко неоднородный низкопроницаемый коллектор, линейная зависимость, квадратичная зависимость, степенная зависимость, пороговый градиент давления.

Приток газа к скважине для однородных по разрезу коллекторов с относительно высокой проницаемостью характеризуется тем, что в начале (при малых дебитах) сопротивление пласта зависит линейно от дебита (ламинарный поток) [5]. Далее, по мере усиления турбулентности, сопротивление пласта увеличивается нелинейно с постепенным возрастанием показателя степени при дебите до 2, а в пределе даже до 3. В связи с этим использование для условий АГКМ квадратичного уравнения с постоянным квадратичным коэффициентом или степенной функции с постоянным показателем степени не адекватно.

Для того чтобы использовать классическое квадратичное уравнение для обработки результатов исследования скважин АГКМ в случае отсутствия пороговых градиентов по всем пропласткам разреза, необходимо ввести переменный квадратичный коэффициент (b), который будет возрастать от нуля до определенной предельной величины. В случае наличия по ряду пропластков пороговых градиентов давления коэффициент b в начале (в области малых депрессий) будет иметь отрицательное значение, затем с ростом депрессий он станет увеличиваться до нуля и далее до определенной величины. В связи с этим рассматриваемая зависимость в том или ином диапазоне дебитов оканчивается линейной.

Анализ характера зависимостей депрессии на пласт от дебита, построенных по результатам исследования скважин АГКМ в стационарных (условно) режимах фильтрации на контрольном сепараторе, показал (на качественном уровне) следующее. По большинству скважин указанная зависимость практически прямолинейна в диапазоне исследованных дебитов. По ряду высокопродуктивных скважин отмечалась явная параболическая зависимость. При этом пороговые депрессии были близки к нулю. Продуктивная характеристика скважин, определяемая по результатам отдельных исследований за длительный период времени (между двумя мероприятиями), если таковой имелся, изменялась в значительном диапазоне. Причем, как было показано ранее [6], эти границы остаются неизменными на протяжении не менее четырех лет.

В связи с указанными особенностями работы скважин АГКМ возник вопрос, каковы должны быть порядок проведения и объем исследований скважин разного типа для

установления средней продуктивной характеристики и ее изменчивости с удовлетворительной точностью? С целью получения соответствующего ответа выполнен тщательный анализ результатов исследования ряда скважин на продуктивность.

Из большого числа имеющихся скважин с указанными пороговыми депрессиями для анализа были отобраны 30, для которых между двумя интенсификациями прошел значительный промежуток времени, при исследовании снято максимальное число режимов (n), а коэффициенты трещиноватости ($\alpha_{тр}$) и неоднородности ($\alpha_{неодн}$) коллекторов максимальные, средние и минимальные. Выбранные 30 скважин разбили на три группы по 10 ед. – с самыми большими, средними и минимальными пороговыми депрессиями (табл. 1). По каждой из выбранных скважин строилась зависимость депрессии ΔP на пласт от дебита q , значения которых были получены при исследовании этой скважины на разных режимах (для примера см. табл. 2–4 и рис. 1–3).

При определении средней продуктивной характеристики, во-первых, все имеющиеся режимы разбивались на две группы: основные (в ходе конкретного исследования измерялись показатели по трем режимам и более) и дополнительные («снялось» от одного до двух режимов). Далее по основным режимам определялись три средние точки. Режимы по каждому исследованию выстраивались в порядке возрастания дебитов. Там, где имелись данные по трем и более режимам, рассчитывались три средние точки, которым присваивался весовой коэффициент, равный $n/3$. Например, «сняты» четыре режима с параметрами $q_1, \Delta P_1; q_2, \Delta P_2; q_3, \Delta P_3$ и $q_4, \Delta P_4$ (записаны в порядке увеличения дебитов). По ним рассчитываются средние дебиты для трех точек с весом 1,333:

$$q_{cp.1} = (q_1 + 0,333q_2)/1,333 - 1\text{-я точка};$$

$$q_{cp.2} = (0,667q_2 + 0,667q_3)/1,333 - 2\text{-я точка};$$

$$q_{cp.3} = (0,333q_2 + q_4)/1,333 - 3\text{-я точка}.$$

В случае измерения показателей по пяти режимам параметры трех средних точек с весом 1,667 рассчитываются следующим образом:

$$q_{cp.1} = (q_1 + 0,667q_2)/1,667 - 1\text{-я точка};$$

$q_{cp.2} = (0,333q_2 + q_3 + 0,333q_4)/1,667 - 2\text{-я точка};$

$$q_{cp.3} = (0,667q_4 + q_5)/1,667 - 3\text{-я точка}.$$

При «снятии» шести режимов их параметры осредняются попарно.

Таблица 1

Исходные параметры выбранных для анализа скважин

№ скв.	n	ΔP_0 , МПа	Коэффициент сопротивления (ϕ), МПа·сут·(тыс. м) ⁻³	Исследуемый временной диапазон, годы	$\alpha_{гр}$	$\alpha_{неодн}$
1-я группа						
1	20	12,93	0,0601	4,392	1,20	1,43
2	15	18,65	0,1032	5,847	0,51	1,42
3	21	12,55	0,0143	3,044	1,74	1,28
4	14	9,88	0,0284	3,809	0,92	1,32
5	23,5	16,16	0,0257	3,841	1,03	1,17
6	25	15,43	0,0194	4,336	0,46	1,32
7	26	10,80	0,0152	3,436	0,67	1,51
8	15	12,74	0,0326	3,188	0,52	1,18
9	14	9,89	0,0333	2,949	3,10	1,24
10	26	9,92	0,0353	4,889	0,30	1,39
2-я группа						
11	14	6,32	0,0077	5,878	1,40	1,58
12	26	7,56	0,0385	2,620	0,55	1,36
13	22	5,64	0,0107	2,078	2,32	1,26
14	26	4,86	0,0146	3,205	2,05	1,23
15	16	4,86	0,015	4,884	1,66	1,25
16	23	4,46	0,0143	6,344	0,35	1,30
17	24	4,03	0,0163	3,978	3,45	1,26
18	25	2,98	0,0146	3,985	0,2	1,36
19	36	2,47	0,0104	2,188	0,62	1,48
20	26	2,18	0,0118	2,449	1,24	1,50
3-я группа						
21	28	1,49	0,0241	3,153	1,14	1,23
22	26	1,34	0,0123	3,449	2,2	1,30
23	23	0,90	0,0225	3,153	0,85	1,26
24	13	0,88	0,0499	1,713	1,46	1,45
25	26	0,28	0,0132	6,221	1,11	1,28
26	37	0,14	0,0134	5,147	3,58	1,41
27	22	-0,19	0,0145	6,820	1,59	1,20
28	38	-0,66	0,014	2,202	1,68	1,25
29	24	-1,02	0,0179	5,836	2,50	1,45
30	26	-1,85	0,0083	4,927	2,48	1,34

Таблица 2

Результаты исследования скв. 6 (1-я группа)

Номер исследования	Номер режима	Дата	q , тыс. м ³ /сут	ΔP , МПа
1	1	21.12.2008	167,0	16,56
2	4	16.03.2009	160,3	18,48
	3	10.03.2009	163,4	18,66
	2	04.03.2009	177,4	19,27
	5	19.03.2009	189,1	18,61
3	7	25.09.2009	183,2	18,40
	8	28.09.2009	184,3	18,35
	6	24.09.2009	235,6	20,24
4	9	22.12.2009	272,6	18,93
5	11	16.07.2010	136,5	15,44
	10	15.07.2010	136,6	15,41
	13	22.07.2010	222,1	17,99
	12	21.07.2010	273,4	18,04
6	15	29.12.2010	168,9	19,16
	14	28.12.2010	187,3	19,15

Номер исследования	Номер режима	Дата	q , тыс. м ³ /сут	ΔP , МПа
7	20	06.09.2011	100,4	18,52
	18	05.09.2011	106,0	19,11
	19	05.09.2011	131,5	18,42
	17	04.09.2011	133,3	19,43
	16	02.09.2011	142,2	19,85
	24	12.09.2011	149,8	19,00
	23	09.09.2011	244,0	21,57
	22	08.09.2011	249,8	21,29
8	21	07.09.2011	258,2	21,26
	25	28.05.2012	187,9	20,56
Средневзвешенное значение по основным режимам (весовой коэффициент 6,667 для $n = 20$)			$q_{cp.1} = 137,69$	$\Delta P_{cp.1} = 17,96$
			$q_{cp.2} = 161,39$	$\Delta P_{cp.2} = 18,62$
			$q_{cp.3} = 237,49$	$\Delta P_{cp.3} = 20,01$

Таблица 3

Результаты исследования по скв. 19 (2-я группа)

Номер исследования	Номер режима	Дата	q , тыс. м ³ /сут	ΔP , МПа
1	1	24.06.2000	222,0	2,82
	2	25.06.2000	337,0	3,45
	3	26.06.2000	403,0	5,20
	4	27.06.2000	546,0	5,85
	5	28.06.2000	575,0	8,25
2	6	21.09.2000	149,8	2,29
	7	22.09.2000	224,2	3,44
	8	23.09.2000	277,8	4,31
	10	25.09.2000	425,7	6,39
3	9	24.09.2000	439,5	3,68
	11	19.12.2000	304,5	7,62
	12	20.12.2000	371,4	9,10
	15	23.12.2000	427,6	9,98
	13	21.12.2000	456,1	10,27
	14	22.12.2000	470,3	10,38
	16	24.12.2000	511,9	10,29
4	20	19.10.2001	160,7	4,60
	21	21.10.2001	368,7	6,51
	23	24.10.2001	422,8	7,85
	22	23.10.2001	424,9	7,15
5	24	20.12.2001	201,6	5,51
	25	22.12.2001	287,9	4,97
	26	22.12.2001	386,2	6,71
	27	23.12.2001	391,5	6,78
	28	24.12.2001	556,7	8,23
6	29	06.10.2002	121,2	3,84
	30	07.10.2002	224,7	4,19
7	31	16.11.2002	333,0	5,99
8	32	04.03.2003	74,3	3,86
	33	05.03.2003	327,7	5,09
	34	06.03.2003	429,6	6,04
	35	07.03.2003	471,5	7,09
9	36	07.12.2003	193,3	4,15
Средневзвешенное значение по основным режимам (весовой коэффициент 9,667 для $n = 29$)			$q_{cp.1} = 236,12$	$\Delta P_{cp.1} = 4,92$
			$q_{cp.2} = 384,90$	$\Delta P_{cp.2} = 6,60$
			$q_{cp.3} = 480,28$	$\Delta P_{cp.3} = 7,49$

Таблица 4

Результаты исследования по скв. 29 (3-я группа)

Номер исследования	Номер режима	Дата	q , тыс. м ³ /сут	ΔP , МПа
1	1	05.12.2009	465,0	8,03
2	2	13.02.2010	364,8	5,01
3	4	17.06.2010	279,9	4,12
	5	21.06.2010	404,0	6,49
	3	10.06.2010	441,4	7,39
4	6	13.07.2011	225,3	3,38
	7	15.07.2011	364,0	5,45
	8	17.07.2011	429,8	6,91
	9	22.07.2011	502,3	8,56
5	13	07.09.2012	258,8	3,34
	12	04.09.2012	304,1	4,39
	11	31.08.2012	381,1	5,58
	10	28.08.2012	456,4	7,18
6	15	09.11.2012	235,0	3,01
	14	03.11.2012	380,3	5,20
7	16	13.01.2013	377,2	5,15
	17	17.01.2013	425,9	6,29
	18	21.01.2013	432,7	6,63
8	19	11.10.2013	139,0	1,90
	20	14.10.2013	309,0	5,63
	22	28.10.2014	328,0	4,57
	21	27.10.2014	350,0	5,29
	23	29.10.2014	446,0	6,98
9	24	01.10.2015	225,4	2,81
Средневзвешенное значение по основным режимам (весовой коэффициент 6,333 для $n = 19$)			$q_{cp,1} = 373,19$	$\Delta P_{cp,1} = 5,66$
			$q_{cp,2} = 269,83$	$\Delta P_{cp,2} = 3,93$
			$q_{cp,3} = 439,32$	$\Delta P_{cp,3} = 7,02$

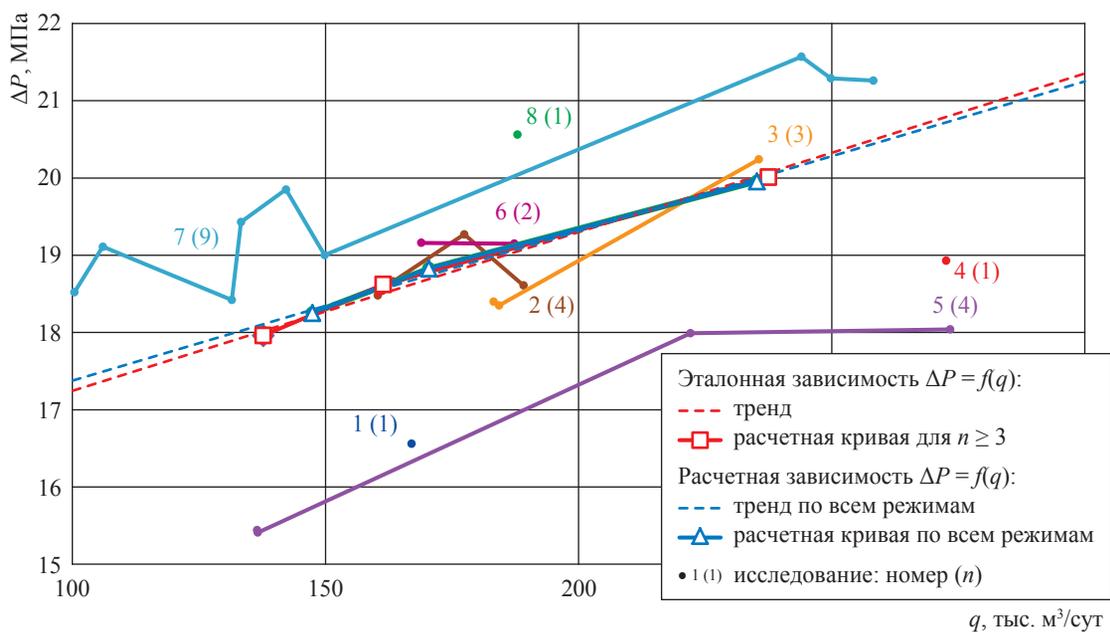


Рис. 1. Зависимость депрессии от дебита для скв. 6 первой группы: см. табл. 2

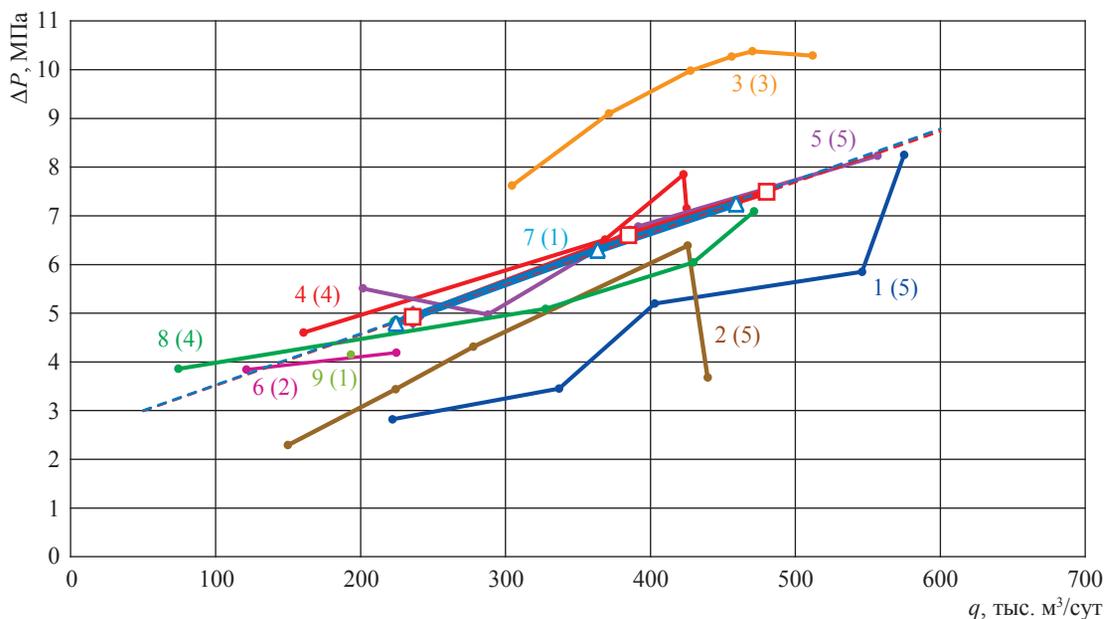


Рис. 2. Зависимость депрессии от дебита по скв. 19 второй группы:

см. табл. 3 и экспликацию к рис. 1

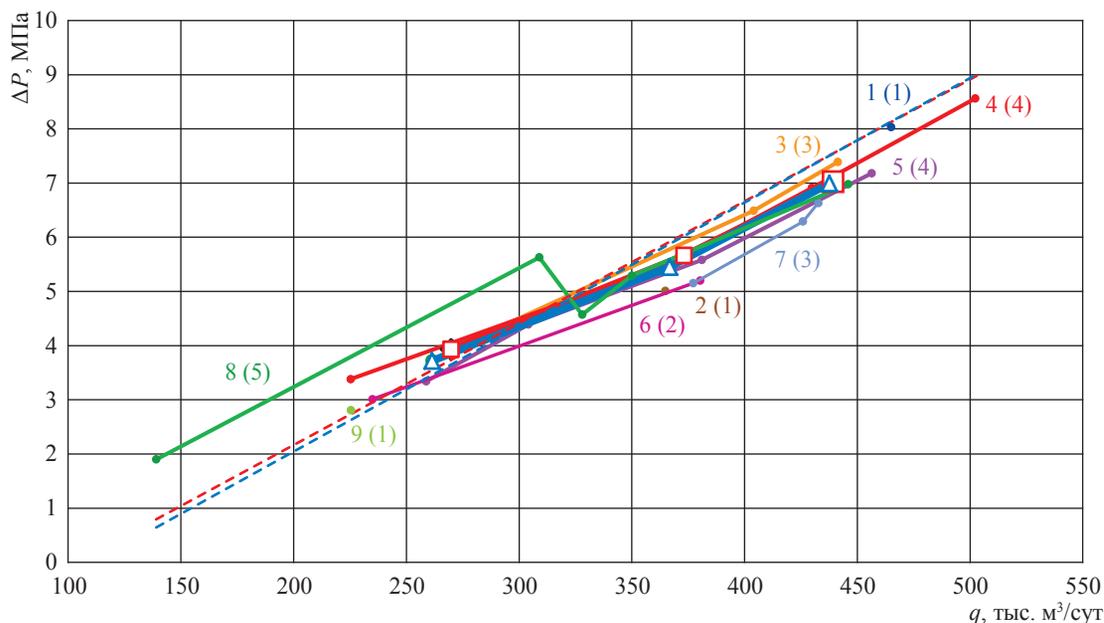


Рис. 3. Зависимость депрессии от дебита по скв. 29 третьей группы:

см. табл. 4 и экспликацию к рис. 1

Аналогично $q_{\text{ср}}$ вычислялись средние депрессии $\Delta P_{\text{ср}}$.

Выбор за основу трех точек связан с тем, что при проводимых на АГКМ исследованиях скважин в большинстве случаев измеряют данные по трем режимам. Исследований четырех и более режимов проводится мало, и определение по ним характера зависимости $\Delta P = f(q)$ будет весьма ненадежным. По двум

режимам характер зависимости не устанавливается.

По всей видимости, надлежит признать, что «снятие» в ходе исследования трех режимов является оптимальным. Вопрос только в том, в каком диапазоне дебитов проводить исследования? При наличии параметров по большому числу режимов более точно определяется характер зависимости. Но тогда придется

сократить частоту исследований, что приведет к большей погрешности определяемой зависимости. На основании того, что характер зависимости $\Delta P = f(q)$ для условий АГКМ является линейным или практически линейным, а изменение продуктивной характеристики во времени происходит в относительно большом диапазоне (см. далее), можно утверждать, что три – это оптимальное в ходе одного исследования число режимов.

После определения средних параметров трех расчетных режимов (в том числе их веса) по каждому исследованию определяются средние параметры трех расчетных режимов по всем рассматриваемым исследованиям. При расчете параметров 1-го режима усредняются данные по всем первым режимам конкретных исследований с учетом их весов, аналогичные расчеты выполняются в отношении 2-го и 3-го режимов. Здесь следует отметить, что расчет средней продуктивной характеристики скважины осреднением параметров режимов без разделения по исследованиям (классический случай) в электронном виде (способом наименьших квадратов) часто приводил к существенным погрешностям, а так называемая «ручная» обработка требовала больших затрат времени.

Таким образом, расчетом средних параметров трех точек по основным режимам устанавливается «эталонная» для данной скважины зависимость $\Delta P = f(q)$ (см. рис. 1–3). Если кроме основных режимов имеются дополнительные, то эту зависимость следует уточнить по уровню продуктивной характеристики с их учетом с минимально возможным изменением характера данной зависимости. Создание универсального алгоритма для проведения данного уточнения с использованием электронной техники весьма проблематично: потребуется «ручная» доработка, но при этом невозможно исключить фактор субъективизма. Для проведения корректного уточнения исполнитель должен иметь надлежащие опыт и представления о характере работы различных групп скважин. Это минус с точки зрения проведения исследований на одном или двух режимах. С другой стороны, есть и плюс. Как указывалось ранее, в этом случае можно провести больше разновременных исследований, что очень важно.

Результаты обработки данных, полученных в ходе исследования выбранных 30 скважин, представлены в табл. 5. Отношение α_2/α_1 качественно определяет характер зависимости

$\Delta P = f(q)$: если $\alpha_2/\alpha_1 = 1$, это линейная зависимость; если $\alpha_2/\alpha_1 < 1$, это нелинейная выпуклая по отношению к оси абсцисс зависимость; если $\alpha_2/\alpha_1 > 1$, зависимость нелинейная вогнутая по отношению к оси абсцисс (например, в частном случае известная квадратичная зависимость).

Анализируя данные табл. 5, видим, что по 1-й группе скважин при среднем значении пороговой депрессии $\Delta P_0 = 12,9$ МПа в среднем угол наклона зависимости на втором участке меньше, чем на первом, на 15,2 %; по 2-й группе – при $\Delta P_0 = 4,5$ МПа, соответственно, меньше на 4,8 %; по 3-й группе – при $\Delta P_0 = 0,11$ МПа, соответственно, больше – на 7,6 %. Наблюдается в среднем четкая зависимость отношений углов наклона зависимости от значения ΔP_0 . Зависимость отношений углов наклона от коэффициентов $\alpha_{тр}$ и $\alpha_{неодн}$ разреза установить не удалось. По всей видимости, это связано с тем, что превалирует зависимость от пороговых депрессий.

Степень отклонения фактической зависимости от линейной рассчитывалась по расхождению дебитов при фактических депрессиях в трех полученных точках – фактических и рассчитанных по линейной зависимости. Пороговая депрессия и коэффициент ϕ для линейной зависимости определялись по двум средним точкам, рассчитанным по трем фактическим: в 1-й точке $q = (q_1 + 0,5q_2)/1,5$; во 2-й точке $q = (q_3 + 0,5q_2)/1,5$. Аналогично рассчитывались депрессии.

По скв. 6 (группа 1) разница дебитов составила: (–)1,49 % в 1-й точке; (+)2,67 % во 2-й точке и (–)0,93 % в третьей точке. По скв. 19 (группа 2) соответственно: (–)0,7 %; (+)0,86 %; (–)0,34 %. По скв. 29 (группа 3) соответственно: (+)1,52 %; (–)2,17 %; (+)0,91 %. Таким образом, в диапазоне исследуемых дебитов степень нелинейности зависимости $\Delta P = f(q)$ невелика и вполне может быть принята линейной, особенно для первых двух групп скважин.

Здесь необходимо дать следующее пояснение. Линейность рассматриваемой зависимости обусловлена тем, что при наличии пороговых градиентов при фильтрации газа в неоднородном по разрезу пласте происходит последовательное подключение отдельных пропластков в работу при увеличении депрессии на пласт. По 1-й группе скважин с высокими пороговыми градиентами давления при

Таблица 5

Основные результаты обработки данных исследования скважин на стационарных режимах фильтрации

№ скв.	n	$\Delta P_{\text{ф}}$, МПа	φ , МПа·сут × (тыс. м) ⁻³	Разброс (±) депрессий, МПа	Параметры расчетных точек			Угол наклона прямых отрезков*			α_2/α_1		
					q_1 , тыс. м ³ /сут	ΔP_1 , МПа	q_2 , тыс. м ³ /сут	ΔP_2 , МПа	q_3 , тыс. м ³ /сут	ΔP_3 , МПа		между точками 1 и 2 (α_1)	между точками 2 и 3 (α_2)
1-я группа													
1	20	12,925	0,0601	41,48	184,98	24,00	213,8	25,87	232,86	26,88	0,6607	0,5414	0,8196
2	15	18,648	0,1032	21,24	98,82	28,84	111,82	30,21	117,73	30,79	1,0785	0,9966	0,9241
3	21	12,548	0,0143	31,72	172,46	15,04	204,96	15,40	242,08	16,03	0,1148	0,1721	1,4999
4	14	9,88	0,0284	15,94	145,84	14,03	177	14,87	195,69	15,44	0,2779	0,3082	1,1089
5	23,5	16,163	0,0258	39,35	70,223	17,94	106,38	18,90	128,975	19,33	0,2706	0,1975	0,7297
6	25	15,43	0,01942	22,57	147,39	18,25	170,42	18,83	235,22	19,95	0,2560	0,1775	0,6933
7	26	10,798	0,0152	22,44	191,13	13,75	258,64	14,63	309,31	15,54	0,1325	0,1840	1,3892
8	15	12,736	0,0326	22,88	68,69	14,95	81,8	15,46	106,57	16,18	0,3951	0,2996	0,7581
9	14	9,892	0,0333	13,14	214,97	17,03	237,38	17,84	264,87	18,69	0,3668	0,3176	0,8658
10	26	9,915	0,0353	27,5	203,87	17,10	238,95	18,35	277,56	19,70	0,3653	0,3546	0,9706
Среднее		12,893	0,0367	25,826	149,84	18,09	180,11	19,04	211,087	19,85	0,3918	0,3549	0,9759
2-я группа													
11	14	6,323	0,0077	15,81	143,18	7,43	209,59	7,95	264,71	8,37	0,0803	0,0773	0,9630
12	26	7,556	0,0385	15,34	154,52	13,52	191,07	14,86	224,36	16,21	0,3750	0,4115	1,0975
13	22	5,637	0,0107	47,78	215,04	7,90	280,36	8,75	331,28	9,14	0,1327	0,0797	0,6007
14	26	4,861	0,0146	23,89	153,78	7,14	248,04	8,39	323,34	9,61	0,1346	0,1660	1,2331
15	16	4,857	0,015	12,56	168,57	8,26	221,43	9,07	256,69	9,58	0,1568	0,1466	0,9350
16	23	4,457	0,0143	22,68	174,79	6,93	203,03	7,40	229,75	7,71	0,1714	0,1183	0,6900
17	24	4,026	0,0163	9,28	189,31	7,12	250,66	8,12	308,5	9,06	0,1676	0,1654	0,9864
18	25	2,979	0,0146	11,75	274,58	7,02	392,64	8,69	502,07	10,34	0,1445	0,1534	1,0615
19	36	2,471	0,01045	26,875	224,38	4,80	363,58	6,30	459,15	7,25	0,1101	0,1013	0,9197
20	26	2,179	0,0118	28,2	448,57	7,40	537,16	8,71	610,34	9,32	0,1508	0,0844	0,5600
Среднее		4,5346	0,0154	21,417	214,67	7,75	289,76	8,83	351,019	9,66	0,1459	0,1389	0,9518
3-я группа													
21	28	1,491	0,0241	23,78	258,86	7,78	346,54	9,74	390,67	10,95	0,228102	0,280535	1,229864
22	26	1,336	0,0123	16,64	236,73	4,23	286,01	4,92	355,595	5,70	0,143466	0,11353	0,791339
23	23	0,899	0,0225	24,74	316,68	7,99	416,92	10,35	484,21	11,76	0,239525	0,214594	0,895912
24	13	0,877	0,0499	33,39	197,83	10,81	259,26	13,68	326,89	17,24	0,474074	0,539661	1,138348
25	26	0,275	0,0132	13,565	162,6	2,41	215,23	3,13	283,835	4,00	0,140509	0,129728	0,923271
26	37	0,142	0,0134	12,83	307,85	4,28	394,49	5,18	449,54	6,17	0,1058	0,1842	1,7403
27	22	-0,194	0,0145	23,776	280,59	3,92	350,58	4,78	433,55	6,14	0,1247	0,1673	1,3412
28	38	-0,660	0,0140	18,75	268,14	3,05	299,57	3,61	346,13	4,14	0,1823	0,1158	0,6350
29	24	-1,214	0,01858	4,19	261,37	3,72	366,68	5,45	437,61	6,99	0,1681	0,2214	1,3173
30	26	-1,847	0,0083	13,82	253,21	0,29	350,08	1,00	465,014	2,05	0,0750	0,0930	1,2387
Среднее		0,1105	0,01907	18,548	254,39	4,85	328,54	6,18	397,304	7,51	0,1837	0,1977	1,0760

* $\alpha_i = (\Delta P_{i+1} - \Delta P_i) / (q_{i+1} - q_i)$.

исследовании скважин с соответствующими (небольшими) депрессиями далеко не все пласты включились в работу. Поэтому при увеличении депрессии на режимах в какой-то момент происходит подключение пластов в работу, что приводит к выполаживанию зависимости в данном интервале дебитов. Затем при дальнейшем увеличении депрессии до подключения очередного пласта в работу будет происходить более интенсивный рост депрессий с увеличением дебитов, и зависимость приблизится к линейной. В связи с этим данные исследований скважин 1-й группы лучше обрабатывать по линейной зависимости.

По высокопродуктивным скважинам 3-й группы при депрессиях на режимах исследования практически все пласты подключились к работе. Поэтому в данном случае с увеличением дебитов нелинейность зависимости $\Delta P = f(q)$ будет только возрастать. При этом не по всем скважинам 3-й группы обработка результатов исследований по линейной зависимости окажется удовлетворительной. Здесь обработка должна проводиться по некоторой нелинейной зависимости, но далеко не квадратичной.

Отмечалось, что углы наклона зависимостей $\Delta P = f(q)$ по отдельным исследованиям конкретной скважины более стабильны, чем значения их пороговых депрессий (см. рис. 1–3). Диапазоны изменения продуктивной характеристики на качественном уровне оценены по величинам депрессии при выбранном некотором среднем дебите по конкретным исследованиям. Максимальные отклонения этих депрессий от среднего уровня приведены в табл. 5. Наибольшие отклонения отмечаются по скв. 13 и 1: $\pm(4,1 \dots 4,6)$ МПа по абсолютной

величине, или $\pm(15 \dots 53)$ % в относительном выражении; наименьшие – по скв. 29 и 17: $\pm(0,4 \dots 0,9)$ МПа, или $\pm(7,5 \dots 11,3)$ %.

По скв. 6 и 19 рассчитана динамика дебитов при выбранном значении $\Delta P_{\text{ср}}$ по данным конкретных исследований (табл. 6). При этом принималось, что углы наклона зависимостей $\Delta P = f(q)$ отдельных исследований равны углу наклона средней зависимости. Продуктивная характеристика этих скважин изменяется во времени в довольно широком диапазоне, причем последовательно снижается и возрастает. Так, по скв. 19 минимальный дебит $q_{\text{мин}} = 136$ тыс. м³/сут получен при 3-м исследовании. Если этот режим считать ошибочным и его отбраковать, то минимальная продуктивность все равно отмечается примерно в середине 2001 г. при $q \leq 275$ тыс. м³/сут. Максимальная продуктивность скважины отмечается в двух точках – в середине 2000 г. и в начале 2003 г.: дебиты равны соответственно 480 и 380 тыс. м³/сут, что больше $q_{\text{мин}}$ равного 275 тыс. м³/сут, на 75 и 38 % соответственно. По скв. 6 отмечаются два максимума и два минимума продуктивной характеристики. Дебиты в минимумах оцениваются в объемах не более 170 и 90 тыс. м³/сут для середины 2009 г. и середины 2012 г. соответственно. Дебиты в максимумах оцениваются в объеме не менее 280 тыс. м³/сут, что больше первого минимального дебита на 65 % и второго минимума на 210 %. По скв. 19 фиксированный полупериод колебаний дебита составил $\approx 1,7$ года. По скв. 6 первый полупериод составил 1 год, что меньше, чем по скв. 19, но второй полупериод оценивается сроком не менее 2 лет. В среднем по этим скважинам продолжительность полупериода оценивается в 1,6 года,

Таблица 6

Динамика дебитов по скв. 19 и 6 при постоянных депрессиях

Номер исследования	Скв. 19		Скв. 6	
	q , тыс. м ³ /сут, при $\Delta P = 6$ МПа	Средняя дата	q , тыс. м ³ /сут, при $\Delta P = 18,5$ МПа	Средняя дата
1	483	26.06.2000	266	21.12.2008
2	438	23.09.2000	157	16.03.2009
3	136	21.12.2000	188	26.09.2009
4	303	22.10.2001	251	22.12.2009
5	321	22.12.2001	270	18.07.2010
6	363	06.10.2002	145	28.12.2010
7	334	16.11.2002	99	08.09.2011
8	380	06.03.2003	84	28.05.2012
9	374	07.12.2003	–	–

периода – 3,2 года. Исходя из указанной продолжительности периода колебаний дебита для получения достоверной средней продуктивной характеристики скважин необходимое количество «снимаемых» режимов при исследовании должно равномерно распределяться в течение 3 лет. Чем меньше период набора режимов, тем больше возможная погрешность определения продуктивной характеристики.

По оценкам, для скв. 19 и 6 максимальное отклонение дебитов на отдельных режимах от среднего значения (за длительный период) составляет примерно $\pm 40\%$. Исходя из этого возможная погрешность определения средней продуктивной характеристики по режимам, «снятым» в течение двух лет, оценивается в размере $\pm 13\%$, в течение полутора лет – в размере $\pm 20\%$, в течение года – в размере $\pm 27\%$. Погрешности рассчитывались при условии, что при наборе режимов в течение трех лет погрешность равна нулю, в течение полутора лет – половине ($\pm 20\%$) максимальной погрешности и при проведении только одного исследования в течение нескольких дней время принимается нулевым (погрешность равна $\pm 40\%$). Отметим, что при этом при определении эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) погрешности могут удвоиться. Отсюда следует, что для определения достоверной продуктивной характеристики скважины важны не только «снятие» необходимого количества режимов в ходе исследований, но и длительность периода, охватываемого этими исследованиями.

Как установлено (см. ранее), диапазоны изменения продуктивной характеристики по скважинам существенно различаются – наибольшие отмечаются по скв. 13 и 1, наименьшие – по скв. 29 и 17. По рассмотренным скв. 19 и 6 значение указанного диапазона соответствует среднему.

В зависимости от степени изменчивости продуктивной характеристики скважин средние нормы проведения исследований на продуктивность могут быть несколько скорректированы: по скважинам с большой изменчивостью необходимо планировать более частые исследования, а по скважинам с низкой изменчивостью исследования можно проводить реже.

На основании изложенного и с учетом зависимости погрешности расчетов от числа «снятых» режимов [6] можно заключить, что для определения продуктивной характеристики

скважин с погрешностью, близкой к нулю, необходимо после проведения каждого ГТМ при исследовании на продуктивность «снимать» 24 режима в течение трех лет. Далее, если по скважине ГТМ не проводится, объем исследований можно существенно сократить. Например, после проведения на скважине ГТМ рекомендуется ежегодное проведение двух исследований в течение трех лет со «снятием» трех режимов в ходе каждого исследования и двух исследований со «снятием» по одному режиму, распределенных равномерно в течение года. В отсутствие ГТМ рекомендуется проводить ежегодно по одному исследованию со снятием трех режимов.

Если считать 13%-ную погрешность определения продуктивной характеристики скважины допустимой (при расчете эффективности ГТМ погрешность может составить 26%), то после проведения ГТМ необходимо в течение двух лет ежегодно проводить по три исследования со «снятием» трех режимов в каждом случае, а далее по одному исследованию в год с тремя режимами, либо в течение трех лет по два исследования в год со «снятием» трех режимов.

При дальнейшем сокращении объема исследований на продуктивность погрешности соответствующих расчетов будут слишком большими, особенно при определении эффективности ГТМ.

1. В резко неоднородном по разрезу низкопроницаемом коллекторе при наличии пороговых градиентов давления при притоке газа к забоям скважин известный квадратичный закон фильтрации в целом для разреза преобразуется в практически линейный в рабочем диапазоне. Продуктивная характеристика по большей части скважин определяется по линейному уравнению притока $\Delta P = \Delta P_0 + \varphi q$.

2. Проведено уточнение способа обработки результатов исследования с целью получения средних значений фильтрационных коэффициентов и более тщательное изучение характера зависимости $\Delta P = f(q)$. Установлено, что по большинству скважин упомянутые зависимости имеют линейный или почти линейный характер. Заметное отклонение от линейности наблюдается не более чем по 10% скважин. Линейность нарушается при пороговых депрессиях, близких к нулю. В этих случаях при аппроксимации

результатов исследования линейной функцией пороговые депрессии могут иметь отрицательные значения, а использование линейного уравнения в данном случае правомерно только в ограниченном диапазоне дебитов.

Аппроксимация таких результатов квадратичным уравнением приводит к тому, что по ряду скважин первый (*a*) или второй (*b*) коэффициенты квадратичной функции имеют отрицательное значение (особенно при их определении способом наименьших квадратов), что так же нефизично, как и в случае использования линейной функции. Эти коэффициенты тоже правомерно использовать в ограниченном диапазоне дебитов.

Для условий АГКМ степенная функция также адекватно не отображает фактических зависимостей.

Анализ фактических зависимостей $\Delta P = f(q)$ при пороговых депрессиях, близких к нулю, показывает, что при использовании для обработки результатов исследования квадратичного уравнения коэффициент *b* должен при росте дебитов постепенно возрастать от нуля (возможно, от некоторой отрицательной величины) до определенной величины, а при использовании степенной функции показатель степени должен быть переменным (возрастающим).

3. Анализ изменения продуктивной характеристики скважин во времени и характера зависимости $\Delta P = f(q)$ показывает, что углы наклона зависимости более стабильны, чем их пороговые депрессии. Диапазон изменения продуктивной характеристики во времени оценивался по значениям депрессии при выбранном среднем дебите. По величине этого диапазона скважины можно разбить на отдельные группы: стабильно работающие, когда разброс депрессий составляет $\pm(0,4 \dots 0,9)$ МПа; нестабильно работающие – разброс депрессий $\pm(4,1 \dots 4,6)$ МПа; средние – разброс депрессий $\pm(2,2 \dots 2,7)$ МПа.

4. По динамике дебитов, рассчитанных при постоянной депрессии на примере скв. 6 и 19, установлено, что эти дебиты периодически то возрастают, то снижаются. Отклонения от средней величины составляют приблизительно $\pm 40\%$. Средний период колебаний дебита равен 3,2 года. Исходя из указанной продолжительности периода колебаний дебита для получения достоверной средней продуктивной характеристики скважин необходимое

количество «снимаемых» режимов при исследовании должно равномерно распределяться в течение 3 лет. Чем короче период набора режимов, тем выше возможная погрешность определения продуктивной характеристики.

5. Для получения достоверной продуктивной характеристики скважин (с погрешностью менее 5 %) необходимо после проведения каждого ГТМ при исследовании скважины на продуктивность «снимать» 24 режима ее работы за три года, например, ежегодно проводить два исследования, каждый раз измеряя параметры трех режимов, и два исследования со «снятием» по одному режиму, распределенных равномерно в течение года. Спустя три года, если ГТМ не проводятся, можно ежегодно проводить только по одному исследованию со «снятием» трех режимов.

Указанные нормы проведения исследований могут быть несколько сокращены для группы стабильно работающих скважин (см. п. 2).

Список литературы

1. Чельцов В.Н. К вопросу о прогнозировании режимов работы скважин газоконденсатных месторождений в карбонатных коллекторах / В.Н. Чельцов // Опытно-промышленная эксплуатация Астраханского и Карачаганакского месторождений: сб. науч. трудов – М.: ВНИИГАЗ, 1989. – С. 58–65.
2. Петров Г.В. Фильтрация газожидкостных систем при разработке низкопроницаемых пластов с предельным градиентом давления: дис. ... к.т.н. / Г.В. Петров. – М., 1985. – 141 с.
3. Горбунов В.Е. О свойствах смесей флюидов / В.Е. Горбунов. – М.: ВНИИЭГазпром, 1990. – 70 с.
4. Перемышцев Ю.А. Теория и опыт использования степенной формулы для обработки результатов испытания газовых скважин / Ю.А. Перемышцев, Г.А. Зотов, Н.Г. Степанов. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 30 с.
5. Кортаев Ю.П. Новая методика определения фильтрационных параметров при стационарных режимах фильтрации / Ю.П. Кортаев // Геология нефти и газа. – 1992. – № 10. – С. 35–43.
6. Чельцов В.Н. Обоснование учитываемых режимов для определения фильтрационных коэффициентов с заданной точностью по результатам исследования скважин на месторождениях с карбонатным коллектором / В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 62–68.

Productive capacity of wells in low-permeable carbonate reservoirs

V.N. Cheltsov^{1*}, T.V. Cheltsova¹, L.A. Kalyakina¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On example of Astrakhan gas-condensate field the productive capacity of wells in the carbonate sharply heterogeneous low permeable reservoirs are studied. The special flow properties of productive sediments are mentioned. According to results of well tests some correlation between a pressure drawdown and a well output are calculated. They are nearly linear. It is found out that in case of zero output such linear dependence cuts off some segment of a y-axis (pressure drawdown). As a rule, this segment reflects positive values (pseudo-threshold depression). According to a few wells these values are close to zero, or can be negative. In this case the named flow-depression dependence has non-linear character with a protuberance directed to the x-axis (outputs).

An obvious infringement of a filtration law (a quadratic binominal equation) common for deposits with the high-permeable reservoirs is ascertained.

Keywords: well productive capacity, sharply heterogeneous low-permeable reservoir, linear dependence, quadratic dependence, power dependence, threshold pressure gradient.

References

1. CHELTISOV, V.N. On forecasting of running regimes for wells of gas-condensate fields in carbonate reservoirs [K voprosu o prognozirovaniy rezhimov raboty skvazhin gazokondensatnykh mestorozhdeniy v karbonatnykh kollektorakh]. In: *Pilot operation of Astrakhan and Karachaganak fields* [Opytno-promyshlennaya ekspluatatsiya Astrakhanskogo i Karachaganakskogo mestorozhdeniy]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 1989, pp. 58–65. (Russ.).
2. PETROV, G.V. *Filtration of gas-liquid systems at development of low-permeable beds with threshold pressure gradient* [Filtratsiya gazozhidkostnykh sistem pri razrabotke nizkopronitsayemykh plastov s predelnym gradiyentom davleniya]. Candidate thesis (engineering). Moscow: VNIIGAZ, 1985. (Russ.).
3. GORBUNOV, V.Ye. *On the properties of fluid mixtures* [O svoystvakh smesey flyuidov]. Moscow: VNIIEgazprom, 1990. (Russ.).
4. PEREMYSHTSEV, Yu.A., G.A. ZOTOV, N.G. STEPANOV. *Theory and practice of a power law application for processing of gas well test results* [Teoriya i opyt ispolzovaniya stepennoy formyly dlya obrabotki rezultatov ispytaniya gazovykh skvazhin]. Moscow: VNIIGAZ, 1999. (Russ.).
5. KOROTAYEV, Yu.P. A new procedure for determination of flow parameters at stationary filtration regimes [Novaya metodika opredeleniya filtratsionnykh parametrov pri statsionarnykh regimakh filtratsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1992, no. 10, pp. 35–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. CHELTISOV, V.N. and T.V. CHELTSOVA. Substantiation of accountable regimes for determination of flow factors with given accuracy using the results of well tests at the fields with the carbonate collectors [Obosnovaniye uchityvayemykh rezhimov dlya opredeleniya filtratsionnykh koeffitsiyentov s zadannoy tochnostyu po rezultatam issledovaniya slvazhin na mestorozhdeniyakh s karbonatnym kollektorom]. In: *Development of hydrocarbon fields* [Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov]: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 62–68. (Russ.).

УДК 622.279::621.694.2

Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением устьевых газоструйных аппаратов

А.И. Пономарёв^{1*}, В.С. Вербицкий², А.Э. Фёдоров², А.А. Ибатулин¹

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: pnmr@mail.ru

Тезисы. На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений в условиях пониженного пластового давления и уменьшения дебитов скважин до критических значений на забое и в призабойной зоне пласта происходит процесс накопления жидкости, который приводит к неустойчивой работе и самопроизвольной остановке («самозадавливанию») скважин.

При кустовой схеме обвязки управление технологическими режимами скважин, вскрывающих различные эксплуатационные объекты, когда минимально допустимое для эксплуатации устьевое давление каждой скважины определяется противодействием общего газосборного коллектора, еще более осложняется. В большинстве случаев при снижении устьевого давления одной из скважин до критического значения последняя переводится в бездействующий фонд до момента снижения линейного давления за счет выработки запасов и снижения потенциала остальных скважин. Известны несколько технологий интенсификации добычи газа из обводняющихся газовых скважин, позволяющие продлить их эксплуатацию и снизить темп падения дебитов газа. Однако все они наряду с преимуществами имеют недостатки, ограничивающие их применение.

В статье рассматривается возможность применения устьевых газожидкостных струйных аппаратов (ГЖСА) для повышения эффективности эксплуатации низконапорных газовых скважин, в продукции которых содержится пластовая жидкость. Указаны особенности эксплуатации газовых скважин Губкинского месторождения на поздней стадии разработки в условиях активного водопоявления; проанализированы существующие методы удаления жидкости с забоя газовых скважин; предложены способ и технологические схемы повышения эффективности эксплуатации газовых скважин с помощью устьевых струйных аппаратов; отмечено, что теоретические и экспериментальные исследования двухфазного ГЖСА, так же как и опыт его промышленного применения, практически отсутствуют. Расчеты технологических режимов работы скважин с применением устьевых газоструйных аппаратов (ГА) и прогнозных уровней дополнительной добычи газа выполнены на основе результатов теоретических и экспериментальных исследований звуковых ГА с цилиндрической камерой смешения, проведенных в лаборатории РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Добыча углеводородного сырья на завершающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений характеризуется низким энергетическим потенциалом пласта и неустойчивой работой скважин. В условиях пониженного пластового давления и уменьшения дебитов скважин до критических значений на забое и в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходит процесс накопления жидкости, который приводит к увеличению противодействия на пласт, ускоренному темпу падения добычи углеводородного сырья, переходу на эксплуатацию в периодическом режиме, а затем и к самопроизвольной остановке («самозадавливанию») скважин [1–3].

При кустовой схеме обвязки газовых скважин, вскрывающих различные эксплуатационные объекты, когда минимально допустимое для устойчивой работы устьевое давление каждой скважины определяется линейным давлением общего газосборного коллектора, ситуация еще более осложняется. В большинстве случаев при снижении устьевого давления одной из скважин до критического значения последняя временно переводится в бездействующий фонд до момента снижения линейного давления за счет выработки запасов и снижения устьевого давления остальных скважин куста [3].

Ключевые слова: поздняя стадия разработки месторождений, обводнение газовых скважин, повышение эффективности эксплуатации, газожидкостный струйный аппарат, снижение устьевого давления.

В настоящее время предложено много способов нейтрализации негативного влияния накопления жидкости в скважине на добычу газа и повышения эффективности эксплуатации обводняющихся газовых скважин [1, 2, 4]. Однако наряду с преимуществами каждый из них обладает недостатками, ограничивающими их применение. Из-за особенностей геолого-фильтрационных характеристик, климатических условий месторождений, а также исходя из соображений рентабельности технологий универсальных решений проблемы не существует. Далее в статье на примере эксплуатации газовых объектов Губкинского месторождения рассматриваются перспективы применения устьевых газоструйных аппаратов (ГА) как средства повышения эффективности эксплуатации низконапорных газовых скважин.

Методы удаления жидкости с забоя газовых скважин

Для предотвращения «самозадавливания» скважин на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, применяются различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) (табл. 1):

- периодическое продувание ствола скважины с обработкой скважины на факельном устройстве;
- обработка ПЗП твердыми поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- интенсификация притока газа (обработка ПЗП жидкими растворами ПАВ);
- снижение гидравлического сопротивления насосно-компрессорных труб (НКТ) за счет полимерного покрытия внутренней поверхности;
- ограничение водопритока в процессе капитального ремонта скважин (КРС) созданием

Таблица 1

Преимущества и недостатки ГТМ, применяемых при эксплуатации обводняющихся газовых скважин

ГТМ	Преимущества	Недостатки
Периодическая «продувка» скважины	Низкие экономические затраты; предупреждение гидратообразования	Безвозвратные потери газа; отсутствие продолжительного эффекта
Обработка ПЗП твердыми ПАВ	Обработка скважины без ее глушения; высокие антикоррозионные свойства ПАВ	Положительный эффект отмечается не на всех скважинах (влияние состава пластовой воды / конденсационной фракции); отсутствие достаточного ассортимента ПАВ с требуемыми свойствами
Обработка ПЗП жидкими ПАВ	Обработка скважины без ее глушения; высокие антикоррозионные свойства ПАВ; низкие экономические затраты	Положительный эффект отмечается не на всех скважинах (влияние состава пластовой воды / конденсационной фракции); отсутствие продолжительного эффекта
Ремонтно-изоляционные работы для отсечения обводненных интервалов	Ограничение водопритока в скважину	Необходимость глушения скважины; экономические затраты на технологические операции КРС; положительный эффект уменьшается в процессе снижения пластовых давлений
Применение концентрических лифтовых колонн		Необходимость глушения скважины; высокие экономические затраты
Уменьшение диаметра НКТ	Стабильный вынос жидкости с забоя скважины	Необходимость глушения скважины; экономические затраты на технологические операции КРС; отсутствие долгосрочной перспективы (ограничение минимальным диаметром)
Механизированный способ добычи (плунжерный лифт, газлифт и т.д.)	Стабильный вынос жидкости с забоя скважины	Высокие начальные экономические затраты
Применение МКУ	Снижение устьевого давления скважины; поддержание необходимого линейного давления; увеличение добычи газожидкостной смеси	Высокие капитальные и эксплуатационные затраты
Применение устьевых ГА	Снижение устьевого давления скважины; поддержание необходимого линейного давления; низкие экономические затраты; простота монтажа	Необходимо наличие потока высокого давления

водоизоляционного экрана и отсечением обводненного интервала скважины;

- реконструкция скважины путем замены подвески НКТ на трубы меньшего диаметра;
- перевод скважины с фонтанного способа эксплуатации на механизированный, например, на постоянный или периодический плунжерный лифт, газлифтную эксплуатацию и т.д.
- снижение устьевого давления газовых скважин, например, применением ГА или мобильных компрессорных установок (МКУ).

В качестве одного из возможных способов решения рассматриваемой проблемы предлагается метод снижения устьевого давления газовых скважин, что, в свою очередь, приведет к снижению забойного давления, увеличению фактической скорости потока на забое скважины, стабильному выносу жидкости с забоя скважины и увеличению добычи газа.

Применение ГА для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин Губкинского месторождения

Проблема водопроявления и обводнения газовых скважин актуальна для Губкинского месторождения (рис. 1). Группа разрабатываемых газонасыщенных пластов нижнемеловой системы Губкинского месторождения демонстрирует тенденцию к увеличению количества скважин, для которых не выполняется условие обеспечения необходимой скорости потока на забое для полного и непрерывного выноса жидкости. При этом на месторождении есть несколько вышелегающих пластов с высоким энергетическим потенциалом.

Среди широкого комплекса технологических решений, позволяющих снизить устьевое давление газовых скважин для уменьшения темпов падения добычи природного газа и обеспечения максимально полной выработки запасов, при наличии пласта с высокой энергией наиболее целесообразно применять ГА в связи с простотой, надежностью, дешевизной и энергоэффективностью этих аппаратов. ГА выполняет роль компрессора низконапорного газа, используя для этого потенциал скважин с высоким устьевым давлением, энергия которых на данный момент безвозвратно расходуется в штуцерных камерах [5].

Струйными аппаратами называются устройства (рис. 2), в которых осуществляется передача кинетической энергии высоконапорного потока газа низконапорному

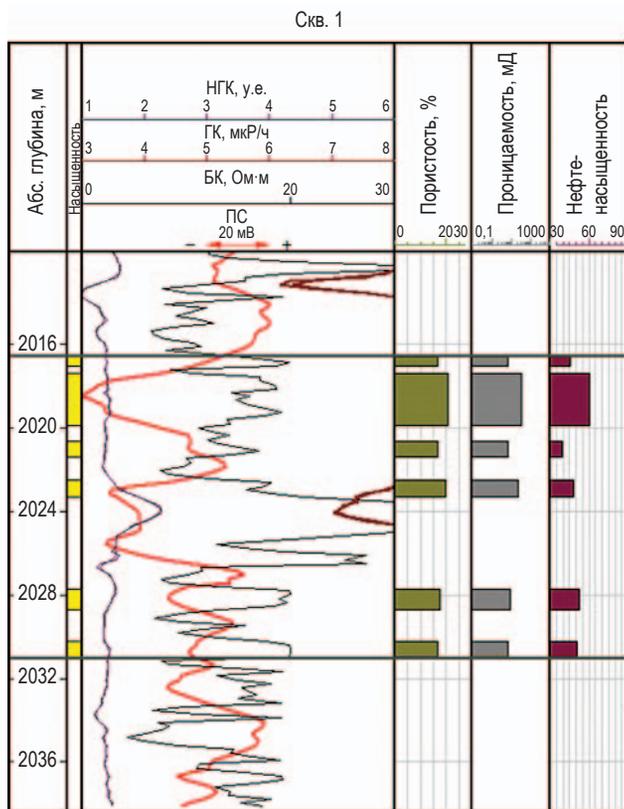


Рис. 1. Корреляционная схема-разрез пласта Губкинского месторождения с низким текущим энергетическим потенциалом. Каротажные диаграммы: ГК – гамма-каротажа; НГК – нейтронного гамма-каротажа; БК – бокового каротажа; ПС – потенциалов самопроизвольной поляризации

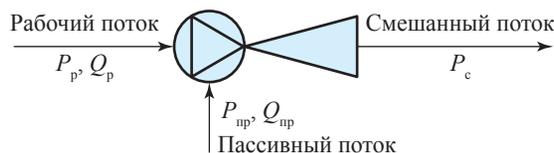


Рис. 2. Принципиальная схема струйного аппарата: Q_p – расход рабочего потока (газа); P_p – рабочее давление; $Q_{пр}$ – расход пассивного потока (газа, газожидкостной смеси), $P_{пр}$ – давление на приеме ГА; P_c – давление смеси на выходе ГА

с образованием смешанного потока [6]. Принципиальные схемы струйных аппаратов, а также процессы, происходящие в их проточных элементах, подробно описаны [7–9]. Основными элементами струйного аппарата являются рабочее (активное) сопло, приемная камера, камера смешения (КС) и диффузор. Далее под ГА будем понимать струйный аппарат, рабочим агентом которого является газ. ГА подразделяются на газоструйные эжекторы

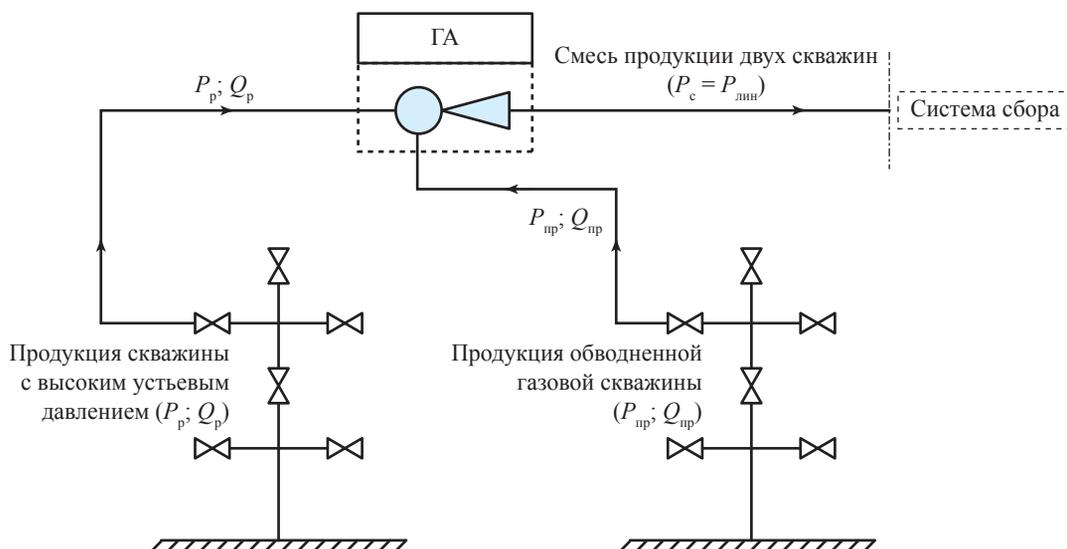


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема эжекторной установки снижения устьевого давления газовых скважин: $P_{лин}$ – линейное давление

(ГЭ) для эжектирования газа струей газа и газожидкостные струйные аппараты (ГЖСА) для эжектирования жидкости или газожидкостной смеси струей газа [9].

На рис. 3 представлена принципиальная технологическая схема эжекторной установки снижения устьевого давления газовых скважин Губкинского месторождения. За счет разрежения давления потока, создаваемого на выходе из сопла ГА при истечении через него газа высокого давления (Q_p, P_p), происходит снижение давления на приеме ГА ($Q_{пр}, P_{пр}$) – в нашем случае устьевого давления обводненной газовой скважины – до значения, при котором происходит полный и непрерывный вынос жидкости с забоя скважины. Далее в камере смешения ГА происходит смешение продукций участвующих в процессе скважин и восстановление давления до значения линейного давления в системе сбора ($P_c = P_{лин}$).

Характеристики работы ГА

Один и тот же струйный аппарат может работать в различных режимах и при различных соотношениях начальных параметров смешиваемых потоков. Характеристикой струйного аппарата называется зависимость между его параметрами и условиями работы. Экспериментально либо расчетом можно получить разнообразные характеристики, однако наибольший интерес представляют обобщенные характеристики, позволяющие одним графиком охватить всю область возможных режимов работы аппарата.

На рис. 4 представлены огибающие характеристики работы ГА, полученные путем обобщения зависимостей оптимальных значений

относительной степени сжатия $\frac{P_c}{P_{пр,опт}}$ и коэф-

фициента инжекции ГА от степени расширения

рабочего потока $\frac{P_p}{P_{пр}}$ для различных компо-

новок ГА [9]. Обобщенные огибающие характеристики (см. рис. 4) представляют собой зависимости достижимого коэффициента инжекции U и оптимального безразмерного геометрического параметра f' ($f' = \frac{f_{кв}}{f_c}$, где $f_{кв}$ – пло-

щадь поперечного сечения камеры смешения ГА; f_c – площадь поперечного сечения сопла ГА) от относительной степени сжатия, создаваемой ГА. Они отражают оптимальные режимы работы для ГА с определенным значением f' .

Для подбора скважин-кандидатов на использование газоструйной технологии проанализированы режимы работы газовых скважин Губкинского месторождения. Так, скв. 1, вскрывающая высокообводненный пласт нижнемеловой системы, находится в бездействующем

Подбор низконапорных газовых скважин Губкинского месторождения для опытно-промышленных испытаний газоструйной технологии

Для подбора скважин-кандидатов на использование газоструйной технологии проанализированы режимы работы газовых скважин Губкинского месторождения. Так, скв. 1, вскрывающая высокообводненный пласт нижнемеловой системы, находится в бездействующем

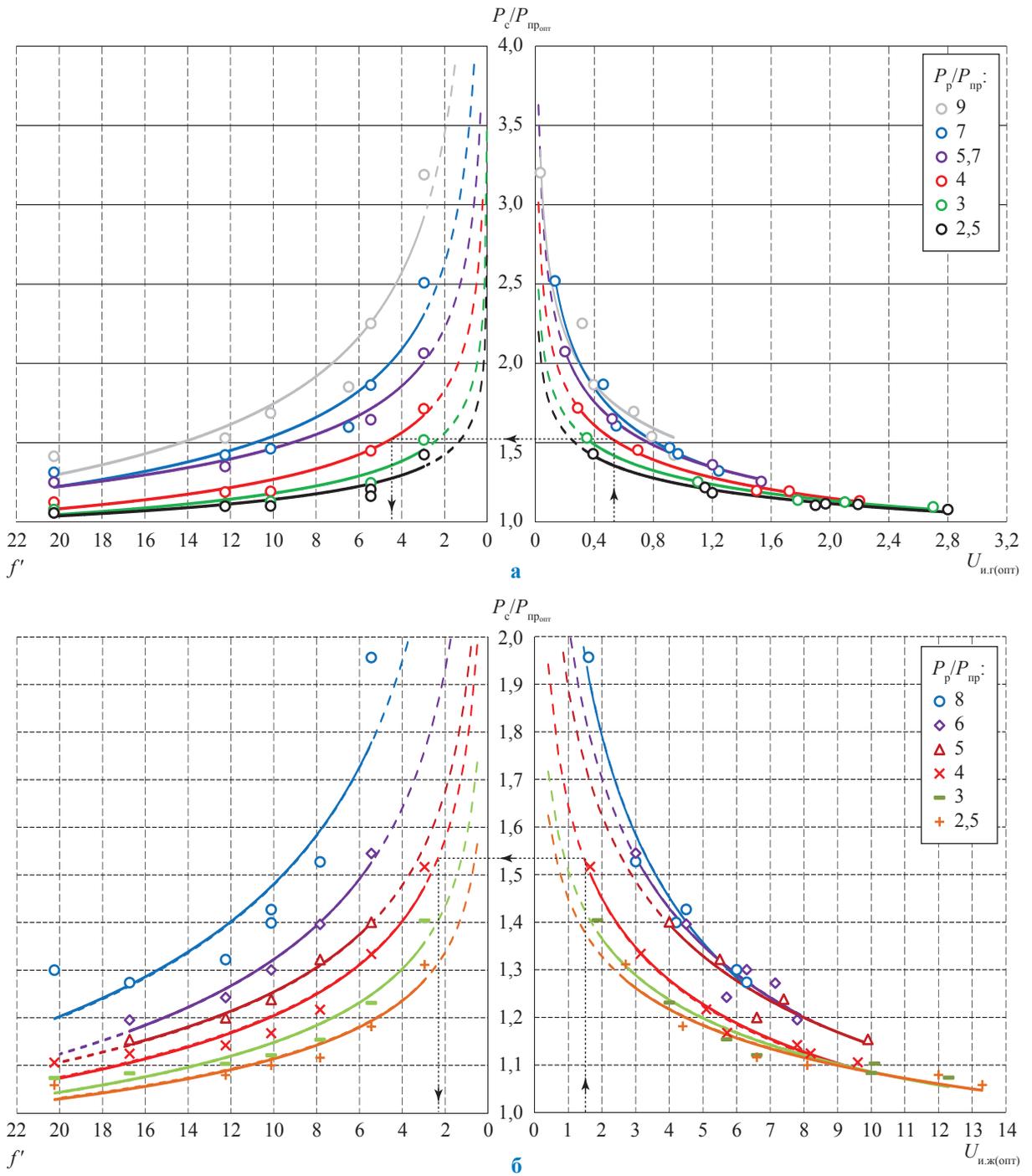


Рис. 4. Обобщенные огибающие характеристики ГЭ (а) и ГЖСА (б): зависимости относительной степени сжатия ГА от достижимого коэффициента инжекции по газу ($U_{и.г(опт)}$) и жидкости ($U_{и.ж(опт)}$) и оптимального безразмерного геометрического параметра f' для различных значений перепада давления $P_p/P_{пр}$, создаваемого ГА

фонде по причине прекращения фонтанирования в связи с накоплением жидкости на забое, что свидетельствует о практическом равенстве фактической скорости потока на забое скважины и критической скорости, необходимой для бесперебойного выноса жидкости.

В табл. 2 представлены параметры фактического режима работы скв. 1 Губкинского месторождения в шлейф перед самопроизвольной остановкой и последующими опытно-промышленными испытаниями (ОПИ) газоструйной технологии.

Таблица 2

Параметры фактического технологического режима работы скв. 1 Губкинского месторождения перед ОПИ газоструйной технологии

Штуцер, мм	Буферное давление, кг/см ²	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Дебит стабильного конденсата, т/сут	$P_{\text{мин}}$, МПа
10	48,0	61,6	8,2	3,4

Для повышения эффективности эксплуатации скв. 1 предложено снизить устьевое давление за счет использования ГА. С целью проверки целесообразности применения ГА проведен прогнозный расчет добычи с учетом использования устьевого ГА. В табл. 3 и на рис. 5 представлены результаты прогнозного расчета добычи газа скв. 1. на период с ноября 2017 г. по ноябрь 2018 г. Видно, что при использовании ГА, позволяющего снизить устьевое давление скважины на 11 атм, происходит снижение забойного давления скважины, увеличение депрессии на пласт, фактической скорости потока и дебита газа с полным выносом жидкости с забоя скважины.

Подбор ГА для скважин Губкинского месторождения

Расчет характеристик работы ГА (см. технологические схемы на рис. 2, 3) и его подбор к конкретным условиям эксплуатации скважины осуществляется по методике, описанной ранее [9]. В табл. 4 представлены исходные данные о планируемом технологическом режиме работы низконапорной и высоконапорной скважин, а также результаты расчета технологических параметров и геометрических размеров ГА.

Использовался следующий алгоритм расчета [9]:

1) степень сжатия ГА определяется как

$$\frac{P_c, \text{ МПа}}{P_{\text{уп}}, \text{ МПа}},$$

2) максимально возможная степень расширения рабочего потока по параметрам

$$\text{скважины-донора} - \text{как } \frac{P_p, \text{ МПа}}{P_{\text{уп}}, \text{ МПа}};$$

Таблица 3
Прогнозный расчет добычи газа и конденсата по скв. 1 Губкинского месторождения при использовании ГА (с вводом ГА в октябре-ноябре 2017 г.)

Параметры	2017 г.		2018 г.												Суммарно за 2017–2018 гг.	В среднем за 2017–2018 гг.
	Окт.	ноябр.	дек.	январь.	февр.	март.	апр.	май.	июнь.	июль.	авг.	сент.	окт.	ноябр.		
Добыча газа, млн м ³	0,75	2,31	2,30	2,07	2,28	2,19	2,25	2,17	2,23	2,21	2,13	2,19	1,40	26,5	–	
Добыча конденсата, тыс. т	0,09	0,28	0,28	0,25	0,27	0,26	0,27	0,26	0,27	0,27	0,26	0,26	0,17	3,2	–	
Дебит газа, тыс. м ³ /сут	75,5	75,4	75,0	74,5	74,2	73,7	73,3	72,9	72,5	72,1	71,7	71,3	70,9	–	73,3	
Дебит конденсата, т/сут	9,1	9,0	9,0	8,9	8,9	8,8	8,8	8,7	8,7	8,7	8,6	8,6	8,5	–	8,8	
Устьевое давление, МПа	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	–	3,8	
Забойное давление, МПа	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	–	4,5	
Скорость, минимально необходимая для выноса жидкости с забоя, м/с	2,39	2,40	2,40	2,41	2,41	2,42	2,42	2,43	2,43	2,44	2,45	2,45	2,46	–	2,42	
Скорость потока на забое, м/с	3,30	3,30	3,29	3,29	3,29	3,28	3,28	3,28	3,27	3,27	3,26	3,26	3,26	–	3,28	
Обеспечение выноса жидкости (±)	–	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	

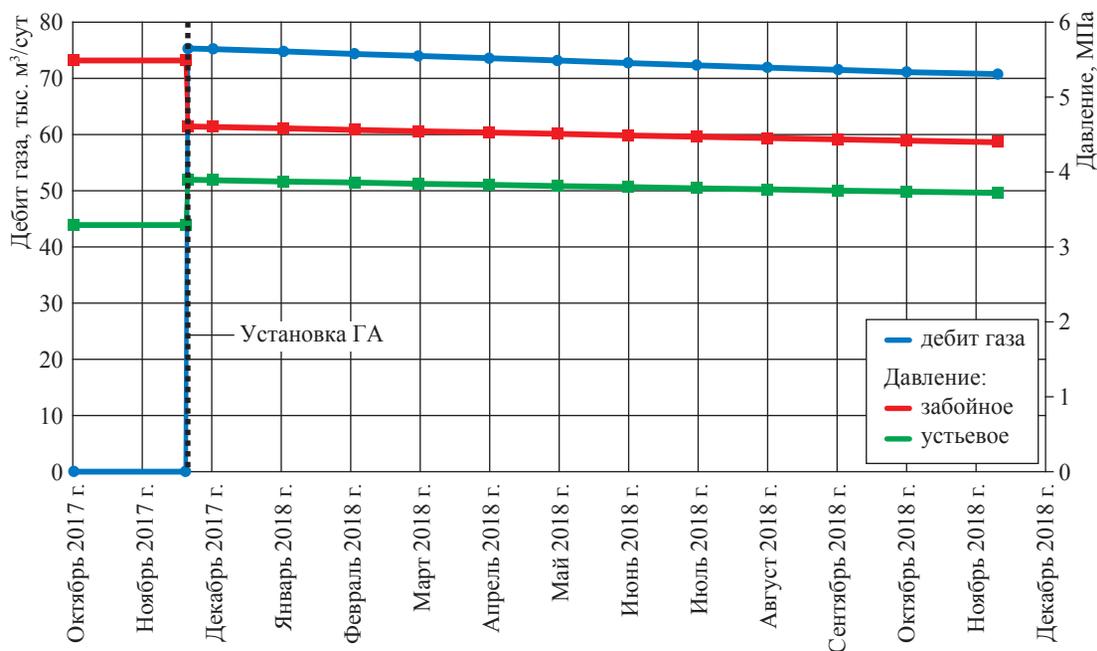


Рис. 5. Графики изменения параметров работы скв. 1 при использовании ГА

Таблица 4

Основные технологические параметры работы ГА

P_p , МПа	10,13...13,17
Q_p , тыс. м³/сут	100...120
Состав рабочего (высоконапорного) потока скважины-донора	CH ₄ – 98 %
Диаметр сопла, мм	10
Диаметр камеры смешения, мм	24,5; 26,5; 28,3
Расстояние от среза выходного сечения сопла до входа в камеру смешения, мм	≤ 12
Длина камеры смешения, мм	244,95; 264,58; 282,84
Длина диффузора, мм	428,66; 463,01; 494,97
$P_{пр}$, МПа	2,5...3,5
$Q_{пр}$ газа, тыс. м³/сут	70...85
$Q_{пр}$ жидкости, м³/сут	10...12
P_c , МПа	4,0

3) максимально возможный массовый коэффициент инжекции ГА

$$U = \frac{Q_n \rho_{n(c,y)}}{Q_{p(макс)} \rho_{p(c,y)}} = \frac{G_n}{G_p}, \tag{1}$$

где Q_n – объемный расход пассивного потока, м³/с; $Q_{p(макс)}$ – максимальный объемный расход рабочего потока, м³/с; $\rho_{n(c,y)}$ – плотность пассивного потока в стандартных условиях, кг/м³; $\rho_{p(c,y)}$ – плотность рабочего потока в стандартных условиях, кг/м³; G_n – массовый расход пассивного потока, кг/с; G_p – массовый расход рабочего потока, кг/с;

4) с учетом известных значений U , $\frac{P_c}{P_{пр}}$ и $\frac{P_p}{P_{пр}}$ по номограммам (см. рис. 4а для ГЭ

и рис. 4б для ГСЖА) определяют соотношение f' для газового и газожидкостного низконапорного потоков соответственно (последовательность определения f' графоаналитическим методом показана на номограммах пунктирными стрелками);

5) из совместного решения уравнения для площади поперечного сечения сопла

$$f_c = \frac{\pi d_c^2}{4} \tag{2}$$

и уравнения массового расхода рабочего газа через звуковое сопло ГА, кг/с,

$$G_p = \frac{\mu P_p f_c}{\sqrt{T_p}} \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \left(\frac{k}{R} \right)^{0,5}, \tag{3}$$

где μ – коэффициент расхода сопла; T_p – температура рабочего потока, К; k – показатель адиабаты; R – индивидуальная газовая постоянная, Дж/(кг·К), получают выражение для определения диаметра звукового сопла ГА, м:

$$d_c = \sqrt{\frac{4G_p \sqrt{T_p}}{\pi P_p \mu \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \left(\frac{k}{R}\right)^{0,5}}}; \quad (4)$$

б) диаметр камеры смешения ГА

$$d_{kc} = d_c \sqrt{\frac{f_{kc}}{f_c}}, \quad (5)$$

7) расстояние от среза выходного сечения сопла до входа в цилиндрическую камеру смешения выбирается минимальным (желательно, чтобы срез выходного сечения сопла находился на срезе входного сечения камеры смешения);

8) длина цилиндрической камеры смешения звукового ГА

$$L_{kc} = 4,3d_{kc}; \quad (6)$$

9) длина диффузора ГА

$$L_{диф} = \frac{d_{вых.д} - 2\delta_{ст.д} - d_{kc}}{2 \operatorname{tg}\left(\frac{\alpha}{2}\right)}, \quad (7)$$

где $d_{вых.д}$ – диаметр выходного сечения диффузора, м; $\delta_{ст.д}$ – толщина стенки диффузора, м; α – угол раскрытия диффузора, град. При этом оптимально длина диффузора должна попадать в диапазон $L_{отн.диф(опт)} = (15 \dots 20)d_{kc}$.

На Губкинском месторождении наблюдается тенденция к увеличению количества скважин, на которых в ближайшее время не будет выполняться условие обеспечения скорости потока газа на забое, необходимой для полного и непрерывного выноса жидкости. При этом на месторождении есть несколько вышезалегающих пластов с высоким потенциалом – пластовым давлением, ввод которых запланирован на более поздний период, однако для повышения эффективности эксплуатации низконапорных скважин их можно ввести в разработку с опережением и использовать в качестве допоров.

Выполненная оценка применимости технологий ГА для повышения эффективности эксплуатации низконапорных обводняющихся газовых скважин Губкинского месторождения явилась обоснованием опытно-промышленных испытаний ГА в качестве альтернативы традиционным способам эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки залежей, активная подготовка к которым ведется в настоящее время.

Список литературы

1. Ли Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. / Дж. Ли, Г.В. Никен, М. Уэллс; науч. ред. С.Г. Вольпин, И.В. Шулятиков. – М.: Премииум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – (Промышленный инжиниринг).
2. Грицишин Д.Н. Новые технологии эксплуатации газоконденсатных скважин с низкими устьевыми параметрами на Уренгойском НГКМ / Д.Н. Грицишин, Ю.Б. Салихов, Н.А. Цветков и др. // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Уренгой-газпром». – М.: Недра, 2003. – С. 158–166.
3. Калиновский Ю.В. Определение газосодержания в расчетах многофазных потоков обводняющихся газоконденсатных скважин / Ю.В. Калиновский, А.И. Пономарёв, Г.А. Ланчаков и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 13. – С. 52–54.
4. Шестерикова Р.Е. Обеспечение устойчивой эксплуатации газосборных сетей и скважин при добыче низконапорного газа / Р.Е. Шестерикова, Е.А. Шестерикова // Газовая промышленность. – 2015. – № 772. – С. 64–68.
5. Кульков А.Н. Перспективы использования эжекторной технологии в газовой промышленности / А.Н. Кульков, Ю.Б. Салихов, Н.Р. Колушев и др. // Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях: материалы НТК. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – Т. 1. – С. 127–143.
6. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов с двухрядным лифтом для эксплуатации осложненных скважин / А.Н. Дроздов, В.А. Териков // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 68–72.
7. Соколов Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер. – М.: Госэнергоиздат, 1989. – 300 с.

8. Drozdov A.N. Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia / A.N. Drozdov, N.A. Drozdov // SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia, 26–28 October 2015. – SPE-176676-MS.
9. Fedorov A.E. Experimental studies and analysis of gas-jet device's operation characteristics for oil and gas production in abnormal operating conditions / A.E. Fedorov, V.S. Verbitsky, K.A. Goridko // SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia, 24–26 October 2016. – SPE-181956-MS.

Provision of stable technological regimes for gas wells operation at late stage of field development using well-head gas-jet devices

A.I. Ponomarev^{1*}, V.S. Verbitskiy², A.E. Fedorov², A.A. Ibatulin¹

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Bld. 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation

² Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Bld. 1, Estate 65, Leninskiy Prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: pnmrv@mail.ru

Abstract. At a late stage of development of gas and gas-condensate fields in conditions of reduced pore pressure and decrease of well outputs down to critical values, the liquid accumulates in a bottomhole and in a critical bed zone. This process leads to unstable work and spontaneous shutdown (“self-killing”) of wells.

In case of cluster connections, it is even more difficult to control technological regimes of wells which expose different production facilities, when operational margin of minimal head pressure for each well is determined by the counter pressure of a common gas collector. Mostly, at critical reduction of the head pressure in one of wells it is attributed to an idle fund till the linear pressure will decrease due to exhaustion of reserves and shortening of potential of other wells. Few techniques for stimulation of flooded gas wells are known. They afford prolongation of well operation and slowing down reduction of gas outputs. However, except advantages all of them have disadvantages, which limit their application.

The article studies chances to use well-head gas-jet devices for rising efficiency of low-pressure gas wells which products contain bed fluids. The peculiarities of Gubkin field gas wells operation in conditions of active water exposure at a late stage of field development are listed; the applied methods of liquid removal from well bottoms are analyzed; a new method and technological charts aimed at increase of gas wells' performance using well-head jet devices are suggested. It is stressed that there are hardly any theoretical and experimental test results for a two-phase gas-jet device, as well as there is no experience of its industrial application. Calculations in respect to technological regimes of well operation together with gas-jet devices and forecasts of additional gas outputs are done on the basis of data acquired in course of theoretical and experimental research of acoustic gas-jet apparatuses with a cylindrical mixing chamber (tests were carried out in a laboratory of Gubkin Russian State University of Oil and Gas).

Keywords: late stage of field development, gas wells drowning, increase of operation efficiency, gas-jet device, reduction of well-head pressure.

References

1. LEA, James F., Henry V. NICKENS, Mike R. WELLS. *Gas well deliquification. Solution to gas well liquid loading problems* [Ekspluatatsiya obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. Tekhnologicheskkiye resheniya po udalenyu zhidkosti iz skvazhin]. Translated from English. Moscow: Premium Inzhiniring, 2008. (Russ.).
2. GRITSISHIN, D.N., Yu.B. SALIKHOV, N.A. TSVETKOV et al. New technologies for operating gas-condensate wells with low head parameters at the Urengoy oil-gas-condensate field [Novyye tekhnologii ekspluatatsii gazokondensatnykh skvazhin s nizkimi ustyevymi parametrami na Urengoyskom NGKM]. In: *Issues of Urengoy fields development* [Problemy osvoyeniya mestorozhdeniy Urengoyskogo kompleksa]: collected transactions of the Urengoy-gazprom LLC. Moscow: Nedra, 2003, pp. 158-166. (Russ.).
3. KALINOVSKIY, Yu.V., A.I. PONOMAREV, G.A. LANCHAKOV et al. Determination of gas content while designing multiphase flows of water-producing gas-condensate wells [Opredeleniye gazosoderzhaniya v raschetakh mnogofaznykh potokov obvodnyayushchikhsya gazokondensatnykh skvazhin]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2010, no. 13, pp. 52–54. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. SHESTERIKOVA, R.Ye., Ye.A. SHESTERIKOVA. Providing steady operation of gas-gathering systems and wells at production of low-pressure gas [Obespecheniye ustoychivoy ekspluatatsii gazosbornykh setey i skvazhin pri dobyche nizkonapornogo gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2015, no. 772, pp. 64–68. ISSN 0016-5581. (Russ.).

5. KULKOV, A.N., Yu.B. SALIKHOV, N.R. KOLUSHEV et al. Outlooks for application of an ejector technology in the gas industry [Perspektivy ispolzovaniya ezhektornoy tekhnologii v gazovoy promyshlennosti]. In: *Issues of production performances at northern oil-gas-producing enterprises* [Problemy effektivnosti proizvodstva na severnykh neftegazodobyvayushchikh predpriyatiyakh]: proc. of a scientific-technical conference. Moscow: IRTs Gazprom, 1994, vol. 1, pp. 127–143. (Russ.).
6. DROZDOV, A.N., V.A. TERIKOV. Application of drowned water-jet pump installations with a double-row elevator for operation of complicated wells [Primeneniye ustanovok pogruzhnykh gidrostruynykh nasosov s dvukhryadnym liftom dlya ekspluatatsii oslozhnennykh skvazhin]. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2009, no. 6, pp. 68–72. ISSN 0028-2448. (Russ.).
7. SOKOLOV, Ye.Ya., N.M. ZINGER. *Jet apparatuses* [Struynnye apparaty]. Moscow: Gosenergoizdat, 1989. (Russ.).
8. DROZDOV, A.N., N.A. DROZDOV. Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia. In: *Transactions of SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia, 26–28 October 2015*. SPE-176676-MS.
9. FEDOROV, A.E., V.S. VERBITSKY, K.A. GORIDKO. Experimental studies and analysis of gas-jet device's operation characteristics for oil and gas production in abnormal operating conditions. In: *Transactions of SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia, 24–26 October 2016*. SPE-181956-MS.

УДК 532.5.013.2+533.6.011.1+622.279

Уточнение расчета среднего давления и коэффициента сжимаемости в стволе вертикальной добывающей газовой скважины при больших расходах

В.А. Соколов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Нормативные документы предписывают определять забойное давление в добывающей вертикальной газовой скважине методом последовательных приближений по известной формуле Г.А. Адамова. При этом на каждом из приближений проводится вычисление среднего давления в стволе как среднего арифметического промежуточных значений давления на устье и на забое, т.е. предполагается линейное распределение давления в стволе. По найденному значению среднего давления при известной средней температуре в стволе находят коэффициент сжимаемости газа для дальнейших итераций.

В статье показано, что при больших расходах среднее давление в насосно-компрессорных трубах малого диаметра может быть намного больше среднего арифметического значений забойного и устьевого давлений. В этом случае определение среднего давления в вертикальной газовой скважине как среднего арифметического может дать большую ошибку.

Приведены вывод и проверка формулы для более точного определения среднего давления для указанного случая больших расходов газа. Расчеты по предлагаемой формуле проводятся методом последовательных приближений. На последнем приближении одновременно получают и коэффициент сжимаемости газа, соответствующий найденному более точно среднему давлению.

В нормативных документах¹ и научных публикациях [1] предлагается определять забойное давление в добывающей вертикальной газовой скважине методом последовательных приближений по известной формуле Г.А. Адамова [2] (см. далее формулу (2)). При этом на каждом из приближений вычисляется среднее давление в стволе как среднее арифметическое промежуточных значений давления на устье и на забое, т.е. предполагается линейное распределение давления в стволе. По найденной величине среднего давления при известной средней температуре в стволе определяют коэффициент сжимаемости газа для дальнейших итераций.

Далее показано, что при больших расходах газа среднее давление в насосно-компрессорных трубах (НКТ) малого диаметра может быть намного больше среднего арифметического устьевого и забойного значений.

В настоящей статье выведена формула для аналитической оценки среднего давления в вертикальной добывающей газовой скважине при больших расходах газа. Расчеты по ней проводятся методом последовательных приближений. На последнем приближении одновременно получают и величину коэффициента сжимаемости газа, соответствующего найденному более точно среднему давлению. Расчеты по предлагаемой формуле сопоставлены с численными расчетами среднего давления, проведенными с учетом изменения температуры и коэффициента сжимаемости газа по мере изменения глубины скважины.

Для элемента dy установившегося вертикального изотермического восходящего газового потока в НКТ длиной L справедливо следующее обыкновенное дифференциальное уравнение [2]:

$$dy + \frac{dP}{\rho g} + \lambda \frac{dy}{D} \frac{v^2}{2g} = 0, \quad (1)$$

¹ См. Инструкцию по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980; см. также Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. I.

Ключевые слова: вертикальная добывающая газодобывающая скважина, среднее давление, распределение давления, коэффициент сжимаемости, расчет по формуле, численный расчет.

где y – вертикальная ось трубы, направленная от забоя вверх; P – абсолютное давление в потоке газа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления трения; D – внутренний диаметр трубы; v – скорость газа; ρ – плотность газа при рабочих условиях в трубе; g – ускорение свободного падения.

Интегрирование уравнения (1) по ходу движения газа вверх от 0 до L по вертикальной оси и от забойного ($P_{\text{заб}}$) до устьевого ($P_{\text{уст}}$) давлений приводит к известному решению Г.А. Адамова [2], которое в системе СИ имеет вид

$$P_{\text{заб}}^2 = P_{\text{уст}}^2 e^{2s} + P_{\text{ст}}^2 \left[\frac{8}{g\pi^2 T_{\text{ст}}^2} \left(\frac{\lambda Z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2}{D^5} \right) (e^{2s} - 1) Q_{\text{ст}}^2 \right], \quad (2)$$

где $P_{\text{ст}}$ и $T_{\text{ст}}$ – стандартные давление и температура соответственно; Z_{cp} – коэффициент сжимаемости газа для средних термобарических условий в трубе; T_{cp} – средняя температура в трубе; $Q_{\text{ст}}$ – дебит газа, приведенный к стандартным условиям;

$s = 0,0341889 \frac{\bar{\rho}_{\text{ст}} L}{Z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}} (\bar{\rho}_{\text{ст}} - \text{относительная плотность газа по воздуху при стандартных условиях}).$

Для вертикальной трубы с движущимся по ней вверх газом распределение давления при влиянии на поток силы тяжести может иметь различный вид. В статике это распределение будет близко к экспоненциальному, что следует из формулы (2) Г.А. Адамова, если положить в ней дебит газа равным нулю. Например, оно может иметь вид кривой с выпуклостью, направленной в сторону вертикальной оси (среднее давление в стволе при этом будет меньше среднего арифметического устьевого и забойного давлений).

При больших расходах газа и перепадах давления выпуклость кривой распределения давления может стать обратной (направленной в сторону, противоположную вертикальной оси). Среднее давление при этом будет больше среднего арифметического значений устьевого и забойного давлений.

При каком-то промежуточном значении дебита газа кривая распределения давления может иметь двоякую выпуклость с точкой перегиба, поскольку линейная скорость движения газа в НКТ сверху выше, чем внизу.

Если в выражении для комплекса s принять в качестве длины НКТ не конечную величину L , а переменную глубину от устья h , то формулу (2) можно записать в виде

$$P^2(h) = e^{2a_1 h} (P_{\text{уст}}^2 + a_2) - a_2, \quad (3)$$

$$\text{где } a_1 = 0,0341889 \frac{\bar{\rho}_{\text{ст}}}{Z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}}; \quad a_2 = \frac{8P_{\text{ст}}^2 \lambda Z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2 Q_{\text{ст}}^2}{g\pi^2 T_{\text{ст}}^2 D^5}.$$

Обозначив в уравнении (3) величину $P_{\text{уст}}^2 + a_2$ через a_3 , получим следующее выражение для нахождения среднего давления:

$$P_{\text{cp}} = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{a_3 e^{2a_1 h} - a_2} dh. \quad (4)$$

После интегрирования уравнения (4) получим формулу для определения среднего давления в стволе вертикальной добывающей газовой скважины по средним термобарическим параметрам в НКТ:

$$P_{\text{cp}} = \frac{1}{a_1 L} \left[\sqrt{a_3 e^{2a_1 L} - a_2} - P_{\text{уст}} - \sqrt{a_2} \left(\arctg \sqrt{\frac{a_3 e^{2a_1 L} - a_2}{a_2}} - \arctg \frac{P_{\text{уст}}}{\sqrt{a_2}} \right) \right]. \quad (5)$$

Расчеты среднего давления по формуле (5) следует проводить в системе СИ методом последовательного приближения, рассчитывая средний коэффициент сжимаемости на первой итерации при средней температуре и давлении, равном $P_{\text{уст}}$.

В конце расчета будет получено значение коэффициента Z_{cp} , соответствующее найденному значению P_{cp} .

В статике при $Q_{ст} = 0$ коэффициент a_2 принимает нулевое значение. Поскольку арктангенс бесконечности равен постоянному значению $0,5\pi$, то формула (5) примет следующий вид:

$$P_{cp} = \frac{1}{a_1 L} (\sqrt{a_3 e^{2a_1 L}} - P_{уст}).$$

Расчеты по формуле (5) проведены для НКТ с условными диаметрами $D \in \{73; 89; 114; 168 \text{ мм}\}$ и $L = 3000 \text{ м}$ в системе СИ, результаты представлены в общепринятых единицах: дебиты – в тысячах метров кубических в сутки, давления – в мегапаскалях. При расчетах приняты следующие параметры: температуры на устье и забое соответственно 301 К и 346 К; $\lambda = 0,02$; критическое давление газовой смеси 4,595 МПа; критическая температура 209 К; $\bar{p}_{ст} = 0,66$. Распределение температуры в стволе принималось линейным.

Численные расчеты распределения давления в стволе проведены по слоям толщиной 10 м (т.е. по 300 точкам), начиная с устья (т.е. с $P_{уст}$) вниз. Расчет на каждом слое проводился по формуле (3), при этом коэффициент Z_{cp} рассчитывался для температуры и давления на каждом слое. Результатом расчета

на последнем слое (т.е. при $h = L$) являлось значение $P_{заб}$. По полученному численным способом распределению давления в НКТ – $P(y)$ – рассчитывалось среднее давление:

$$P_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L P(y) dy. \tag{6}$$

Интеграл в формуле (6) определялся численно методом трапеций.

Среднее давление, полученное численным методом по формуле (6), следует считать наиболее близким к точному значению этой величины в стволе скважины. Если оно ниже среднего арифметического $P_{уст}$ и $P_{заб}$, то кривая распределения давления в стволе имеет либо одинарную выпуклость, ориентированную в сторону оси y , либо двоякую выпуклость с точкой перегиба. В противном случае она имеет либо одинарную выпуклость, но направленную в противоположную сторону, либо также двоякую выпуклость.

Результаты расчетов давлений численным способом и по формуле (5) для НКТ с внутренними диаметрами 62 и 76 мм приведены в табл. 1 и 2 соответственно.

На рис. 1–3 представлены расчетные графики распределения давления в НКТ для $D = 62 \text{ мм}$ при одном и том же $P_{уст} = 1 \text{ МПа}$ в статике и при двух расходах 400 и 23 тыс. м³/сут с учетом изменения коэффициента Z_{cp} в зависимости

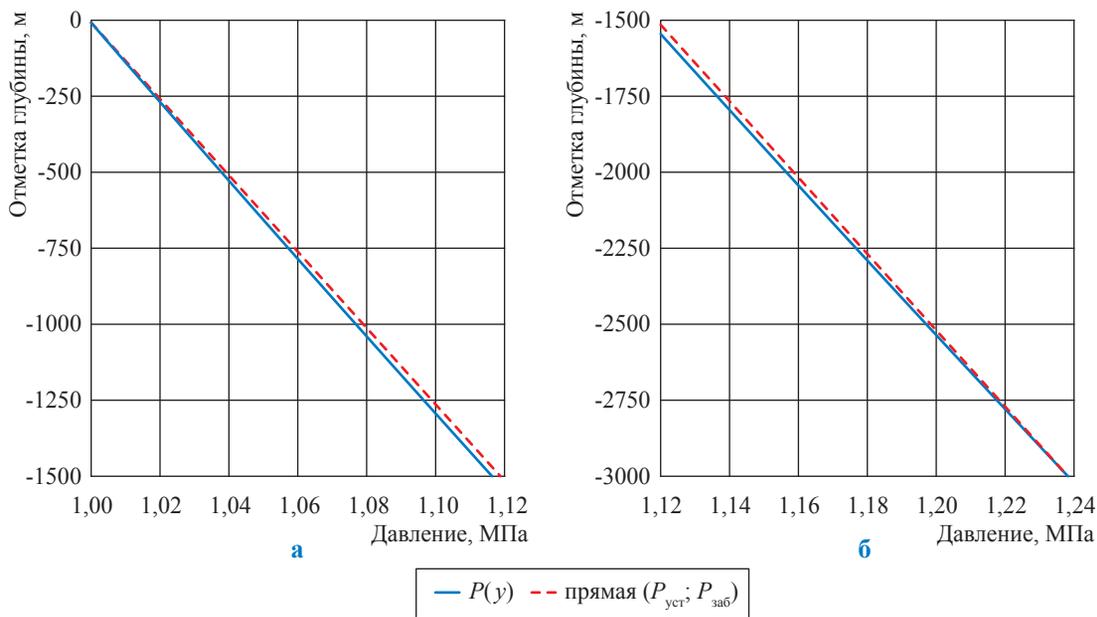


Рис. 1. Распределение давления в верхней (а) и нижней (б) частях НКТ ($D = 62 \text{ мм}$) в статике

Таблица 1

Расчетные значения давления в НКТ для $D = 62$ мм

$Q_{ст}$, тыс. м ³ /сут	Давление, МПа				
	$P_{уст}$	$P_{заб}$ (численный способ)	$P_{ср}$		
			среднее арифметическое	численный способ	формула (5)
0	1	1,238	1,119	1,117	1,114
50		2,309	1,654	1,689	1,698
100		4,063	2,532	2,721	2,741
150		5,894	3,447	3,840	3,864
200		7,727	4,364	4,978	5,001
300		11,360	6,180	7,251	7,259
400		14,946	7,973	9,497	9,486
500		18,506	9,753	11,721	11,695
0		5	6,315	5,658	5,651
50	6,593		5,797	5,786	5,769
100	7,360		6,180	6,169	6,166
150	8,475		6,737	6,745	6,760
200	9,809		7,405	7,460	7,490
300	12,827		8,914	9,142	9,194
400	16,066		10,533	11,013	11,074
500	19,411		12,206	12,980	13,050
0	10		12,896	11,448	11,439
50		13,026	11,513	11,502	11,441
100		13,408	11,704	11,687	11,636
150		14,019	12,010	11,987	11,951
200		14,829	12,415	12,390	12,374
300		16,914	13,457	13,456	13,484
400		19,441	14,720	14,790	14,864
500		22,261	16,130	16,316	16,441

Таблица 2

Расчетные значения давления в НКТ для $D = 76$ мм

$Q_{ст}$, тыс. м ³ /сут	Давление, МПа				
	$P_{уст}$	$P_{заб}$ (численный способ)	$P_{ср}$		
			среднее арифметическое	численный способ	формула (5)
0	1	1,238	1,119	1,117	1,114
50		1,706	1,353	1,357	1,360
100		2,647	1,823	1,882	1,894
150		3,707	2,354	2,507	2,525
200		4,801	2,900	3,169	3,191
300		7,007	4,003	4,530	4,553
400		9,203	5,101	5,900	5,918
500		11,380	6,190	7,263	7,271
800		17,826	9,413	11,297	11,273
0	5	6,315	5,658	5,651	5,628
50		6,417	5,709	5,700	5,679
100		6,713	5,856	5,845	5,830
150		7,177	6,089	6,077	6,071
200		7,777	6,388	6,382	6,386
300		9,264	7,132	7,165	7,190
400		10,989	7,994	8,108	8,149
500		12,845	8,922	9,152	9,204
800		18,765	11,883	12,599	12,666

$Q_{ст}$, тыс. м ³ /сут	Давление, МПа				
	$P_{уст}$	$P_{заб}$ (численный способ)	$P_{ср}$		
			среднее арифметическое	численный способ	формула (5)
0	10	12,896	11,448	11,439	11,375
50		12,943	11,472	11,462	11,399
100		13,084	11,542	11,530	11,470
150		13,314	11,657	11,641	11,588
200		13,629	11,815	11,795	11,750
300		14,489	12,244	12,220	12,196
400		15,607	12,803	12,784	12,784
500		16,927	13,464	13,463	13,490
800		21,703	15,852	16,012	16,126

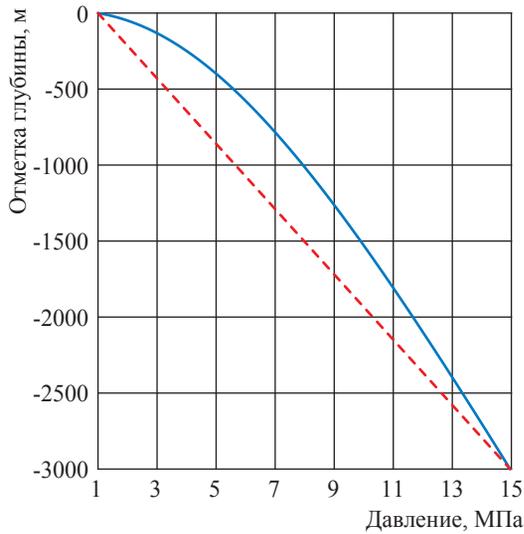


Рис. 2. Распределение давления в НКТ ($D = 62$ мм) при $Q_{ст} = 400$ тыс. м³/сут (здесь и далее на рис. 3–6 экспликацию см. на рис. 1)

от давления и температуры. Для визуального контроля характера искривления зависимости кривые распределения на графиках показаны совместно с прямой, соединяющей значения $P_{уст}$ и $P_{заб}$.

Расчетная кривая распределения давления и прямая линия на всем интервале глубин от 0 до 3000 м могут проходить очень близко друг к другу (практически сливаться). По этой причине график распределения давления в статике разбит на два участка, а при $Q_{ст} = 23$ тыс. м³/сут представлен двумя короткими отрезками по 20 м (в верхней и нижней частях НКТ).

На рис. 4–6 представлены аналогичные расчетные графики распределения давления для другого диаметра НКТ: здесь $D = 76$ мм,

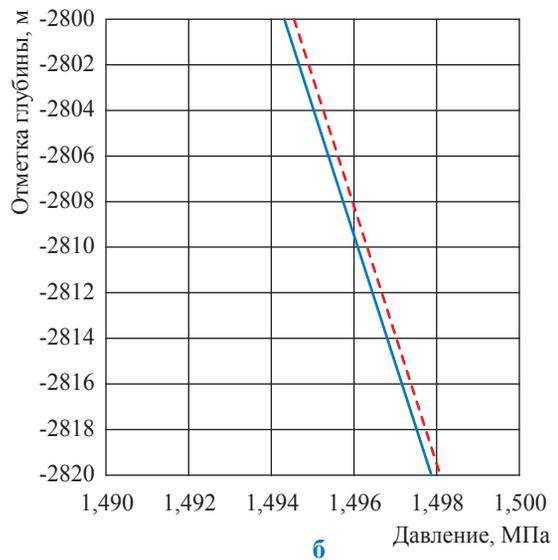
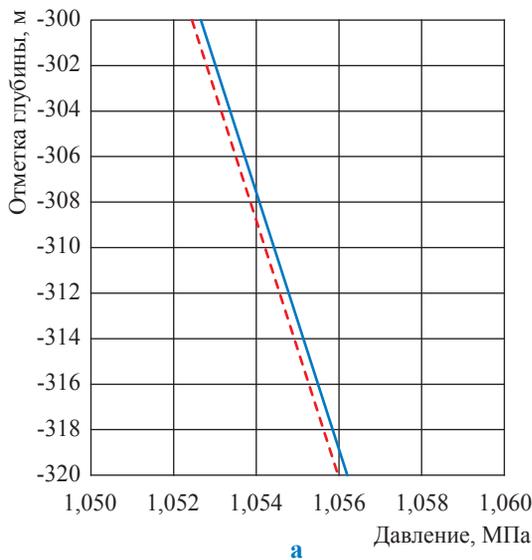


Рис. 3. Распределение давления в верхней (а) и нижней (б) частях НКТ ($D = 62$ мм) при $Q_{ст} = 23$ тыс. м³/сут

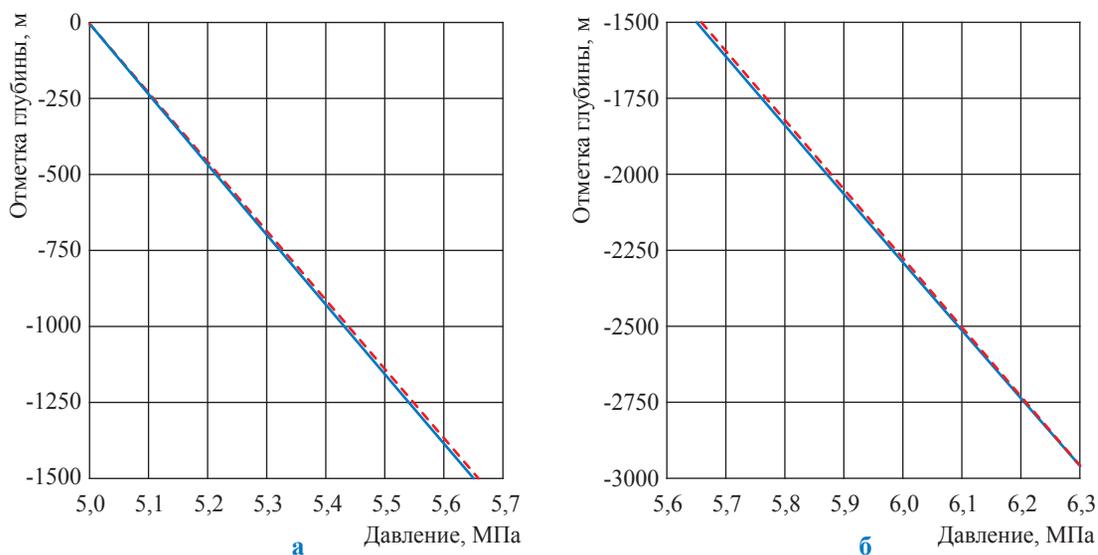


Рис. 4. Распределение давления в верхней (а) и нижней (б) частях НКТ ($D = 76$ мм) в статике

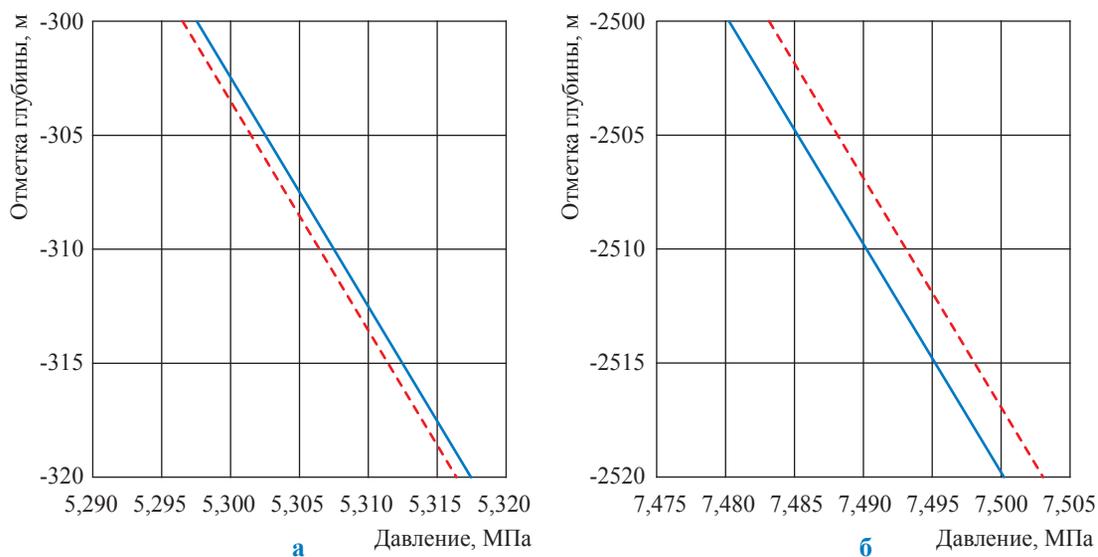


Рис. 5. Распределение давления в верхней (а) и нижней (б) частях НКТ ($D = 76$ мм) при $Q_{ст} = 215$ тыс. $m^3/сут$

$P_{уст} = 5$ МПа, расходы газа – 0 (статика), 215 и 500 тыс. $m^3/сут$.

Рис. 1–6 наглядно свидетельствуют, что в статике кривые распределения давления выгибаются в сторону оси глубин (см. рис. 1 и 4). При больших расходах выпуклость обратная (см. рис. 2 и 6). При промежуточных расходах кривые распределения давления имеют точки перегиба: в верхней части НКТ (см. рис. 3а, 5а) они выгибаются в направлении от оси глубин (поскольку вверх линейная скорость газа выше), а в нижней

(см. рис. 3б, 5б) – в направлении оси глубин (линейная скорость газа ниже).

Для повышения точности расчетов в случае больших расходов (и перепадов давления) в НКТ малого диаметра в нормативных документах предлагается определять среднее давление совместно с соответствующим ему коэффициентом сжимаемости газа методом последовательных приближений по формуле (5). После этого с использованием найденного значения среднего коэффициента сжимаемости забойное давление определяется напрямую по формуле Г.А. Адамова (2).

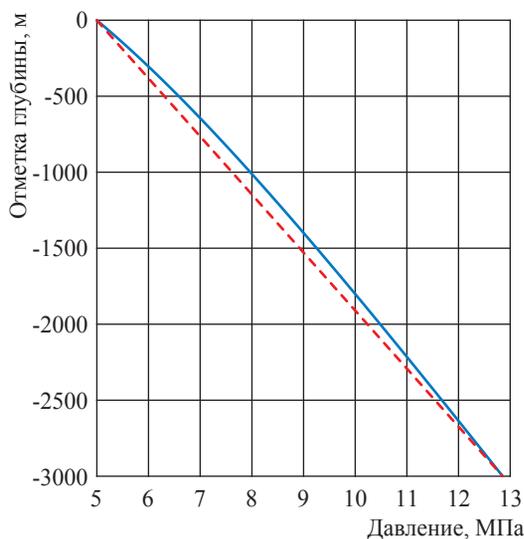


Рис. 6. Распределение давления в НКТ
($D = 76$ мм) при $Q_{ст} = 500$ тыс. м³/сут

Список литературы

1. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Адамов Г.А. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях / Г.А. Адамов // Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов: науч.-тех. сб. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 331 с.

Improvement of procedure for calculation of average pressure and compressibility coefficient in the trunk of a vertical production gas well at high flows

V.A. Sokolov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Normative regulations require determination of the bottomhole pressure in a vertical gas-producing well using a method of consecutive approximations with a known Adamov formula. At this each iteration the average pressure is calculated as the arithmetical mean of the intermediate values of head and bottom pressures, i.e. the linear pressure distribution along a well trunk is supposed. According to the calculated average pressure and the given average temperature in the trunk a factor of gas compressibility is calculated in respect to further iterations. The paper shows that at big gas outputs the average pressure in the small-diameter pipes could seriously exceed the arithmetical mean of head and bottom pressures. In this case calculation of the average pressure in a vertical gas well like an arithmetical mean could give big error.

The paper contains derivation and check of an equation aimed at more precise calculation of an average well pressure in the event of big gas flows. For calculations the method of consecutive approximations must be applied. At final iteration the gas-compressibility factor corresponding to a found (more accurate) value of the average pressure is also determined.

Keywords: vertical gas-producing well, middle (average) pressure, pressure distribution, compressibility coefficient, calculation by formulas, numerical calculation.

References

1. GRITSENKO, A.I., Z.S. ALIYEV, O.M. YERMILOV et al. *Guide to well studying* [Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin]. Moscow: Nauka, 1995. (Russ.).
2. ADAMOV, G.A. Kinematics of real gases in vertical tubes under high pressures [Dvizheniye realnykh gazov po vertikalnym trubam pri vysokikh davleniyakh]. In: *Questions of production, transport and processing of natural gases* [Voprosy dobychi, transporta i pererabotki prirodnnykh gazov]: collected scientific papers. Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat, 1951. (Russ.).

УДК 622.279.5

Снижение выхода конденсата при разработке карбонатных коллекторов на истощение

В.Н. Чельцов^{1*}, Т.В. Чельцова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: потери конденсата, газоконденсатные исследования скважин, сайклинг-процесс, выход $C_{5+в}$, плотность смеси.

Тезисы. В статье на примере Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) рассматривается особенность учета потерь конденсата в пласте при сравнительной оценке вариантов разработки газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе тяжелых углеводородов, начиная с пентана, на истощение либо с поддержанием пластового давления.

Для условий КНГКМ разработана методика расчета выхода $C_{5+в}$ по результатам измерений давлений на устье и забое скважины после ее остановки. По разнице указанных давлений рассчитывалась средняя относительная плотность смеси флюидов по стволу скважины, а по ее значению – выход $C_{5+в}$ из пласта. Методика адаптирована по результатам газоконденсатных исследований скважин на установке «Порта-Тест». Преимуществом данного подхода к определению выхода $C_{5+в}$ по сравнению с исследованиями на «Порта-Тесте» является то, что эти определения были выполнены неоднократно по каждой скважине и их общий объем многократно превышал объем исследований, проведенных на установке «Порта-Тест». Это позволило построить достаточно надежные зависимости выхода $C_{5+в}$ от текущего пластового давления по четырем группам скважин с разной глубиной рабочих интервалов пласта. В результате для заданных глубин определены давления начала конденсации и выход $C_{5+в}$ до пластового давления 30 МПа, которое соответствовало примерно половине начального. При этом давлении потери конденсата в пласте составили 300 г/м³ газа сепарации против 500 г/м³, рассчитанных по кривой дифференциальной конденсации при начальном конденсатогазовом факторе 700 г/м³.

Для газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе тяжелых углеводородов, начиная с пентана, актуален вопрос целесообразности проведения разработки или на истощение, или с поддержанием пластового давления (например, сайклинг-процесс). В основном выбор зависит от стоимости нагнетательных скважин, потенциала $C_{5+в}$ и потерь конденсата в пласте.

На примере Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) рассмотрены особенности учета потерь конденсата в пласте при сравнительной оценке указанных вариантов разработки. Для условий данного месторождения разработана методика расчета выхода $C_{5+в}$ по результатам измерений давлений на устье и забое скважины после ее остановки. По разнице указанных давлений рассчитывалась средняя относительная плотность смеси флюидов по стволу скважины, а по ее значению – выход $C_{5+в}$ из пласта. Методика адаптирована по результатам газоконденсатных исследований скважин на установке «Порта-Тест». Преимуществом такого подхода к определению выхода $C_{5+в}$ по сравнению с исследованиями на установке «Порта-Тест» является то, что эти определения выполнены неоднократно по каждой скважине и их общий объем многократно превышает объем исследований, проведенных на установке «Порта-Тест». Это позволило построить достаточно надежные зависимости выхода $C_{5+в}$ от текущего пластового давления по четырем группам скважин с разной глубиной рабочих интервалов пласта. В результате для заданных глубин определены максимальное значение пластового давления начала снижения выхода $C_{5+в}$ в добываемом газе ($P_{нсв}$) и его текущие значения до пластового давления 30 МПа.

Зависимость содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе от относительной средней плотности смеси по стволу остановленной скважины показана в табл. 1 и на рис. 1.

Для установления степени достоверности расчетов содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе по относительной плотности смеси проведено сопоставление содержаний

Таблица 1
Зависимость содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе от относительной плотности смеси ($\bar{\rho}$)

$\bar{\rho}$	Содержание $C_{5+в}$ в газе, г/м ³
0,8	155
0,9	334
1,0	531
1,1	754
1,2	987
1,3	1258

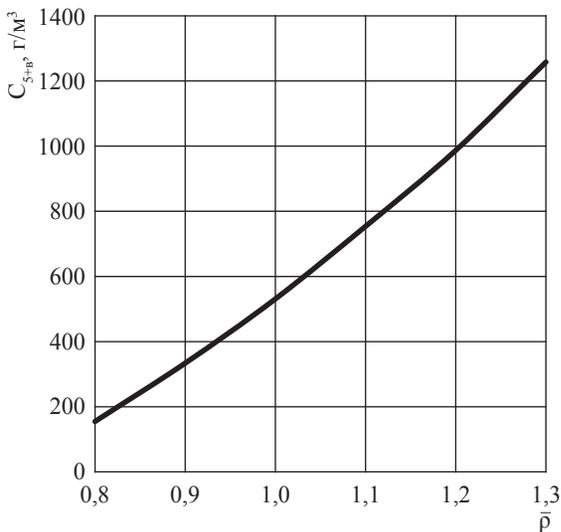


Рис. 1. Зависимость содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе от относительной плотности смеси по стволу остановленной скважины

$C_{5+в}$, рассчитанных и измеренных при исследовании конкретных скважин на газоконденсатной на установке «Порта-Тест» (табл. 2).

Расхождения содержаний $C_{5+в}$ по четырем из пяти скважин небольшие – от (-)0,7 до (+)3,2 % (см. табл. 2). Повышенное расхождение (-)12,6 % по скв. 118 можно считать удовлетворительным. Среднее содержание $C_{5+в}$,

рассчитанное по плотности по пяти скважинам, меньше измеренного значения на 0,9 %. Считаем, что использование рассчитанных по плотности содержаний $C_{5+в}$ для анализа динамики выхода $C_{5+в}$ и определения $P_{нсв}$ вполне приемлемо.

Изложенным способом рассчитаны содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе за период работы промысла с октября 1984 г. по октябрь 1990 г. по 70 скважинам и всем имеющимся замерам давлений в остановленных скважинах. Полученные содержания $C_{5+в}$ и значения соответствующих им текущих пластовых давлений ($P_{пл}$) сгруппированы по средней глубине (L) рабочих интервалов скважин и значениям $P_{пл}$. В первом случае выделены четыре группы скважин по средним глубинам 4820, 4512, 4257 и 4010 м. В каждой из таких групп сформированы несколько подгрупп с близкими значениями пластовых давлений. Затем для каждой подгруппы рассчитывались средние содержания $C_{5+в}$ в газе и средние значения $P_{пл}$ (табл. 3).

По результатам, представленным в табл. 3, построены графические зависимости содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе от текущего пластового давления, приведенного к отметке 4100 м (рис. 2), с вычерчиванием средних трендов. По горизонтальным участкам средних трендов определялось начальное содержание $C_{5+в}$ (на газ сепарации), а по текущему пластовому давлению в конце горизонтальных участков – значение $P_{нсв}$ для выделенных четырех групп скважин (табл. 4).

Для сравнения с фактическими значениями содержание $C_{5+в}$ в добываемом газе рассчитано по изотермам дифференциальной конденсации [1] для первой и четвертой групп скважин (табл. 5, см. рис. 2).

Начальные пластовые давления на глубинах 4820 и 4010 м равны соответственно 56,72 и 53,25 МПа, а приведенные к отметке

Таблица 2
Сопоставление содержаний $C_{5+в}$, рассчитанных по плотности смеси и измеренных при исследовании скважин на установке «Порта-Тест»

Скв.	Содержание $C_{5+в}$, г/м ³		Число определений плотности	Относительная погрешность расчетного содержания $C_{5+в}$, %
	«Порта-Тест»	расчет		
107	537	544	8	+1,3
118	516	451	5	-12,6
105	273	277	10	+1,5
115	678	673	4	-0,7
121	925	955	4	+3,2
В среднем	585,8	580,0	6	-1,46 (-0,91)

Таблица 3

Средние содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе и средние значения $P_{пл}$, приведенного к отметке 4100 м

Номер подгруппы	$L, м$											
	4820			4512			4257			4010		
	Кол-во измерений	$P_{пл}, МПа$	Содержание $C_{5+в}, г/м^3$	Кол-во измерений	$P_{пл}, МПа$	Содержание $C_{5+в}, г/м^3$	Кол-во измерений	$P_{пл}, МПа$	Содержание $C_{5+в}, г/м^3$	Кол-во измерений	$P_{пл}, МПа$	Содержание $C_{5+в}, г/м^3$
1	12	50,61	839,9	5	50,28	719,4	7	50,09	686,5	7	49,65	600,0
2	11	49,41	839,4	6	49,33	721,8	8	47,34	686,3	7	45,33	600,0
3	12	48,40	842,9	7	46,44	725,3	8	44,68	683,7	7	41,31	565,2
4	10	46,46	838,5	5	45,86	724,4	3	43,24	670,3	7	37,42	509,5
5	9	43,39	822,9	15	41,93	680,1	7	38,73	585,8	6	34,46	461,5
6				9	41,73	677,7	7	34,84	505,1	7	30,97	405,0
7				7	33,27	532,8	8	28,58	430,6	7	27,49	352,5
Прогнозные значения (экстраполяция)												
1	–	39,22	722,0	–	39,22	632,0	–	39,22	598,0	–	39,22	535,0
2	–	34,31	633,8	–	34,31	551,3	–	34,31	511,7	–	34,31	459,3
3	–	29,41	555,7	–	29,41	473,6	–	29,41	433,8	–	29,41	381,2

4100 м – 53,40 и 54,02 МПа. Минимальные пластовые давления, при которых были определены концентрации $C_{5+в}$, составляли 28,6 МПа (3-я группа) и 27,49 МПа (4-я группа) или в среднем 52 % от начального значения $P_{пл}$.

Как видно, содержания $C_{5+в}$ в добываемом газе, рассчитанные по плотности, значительно превышают соответствующие значения, определенные по изотермам дифференциальной конденсации. Так, при снижении $P_{пл}$ на 20 % по сравнению с начальным значением такое превышение составит по 1-й группе 217,6 г/м³ (или 37 %), по 4-й группе – 81,5 г/м³ (или 16 %). При снижении $P_{пл}$ на 40 % по сравнению с начальным эти превышения составят соответственно 344,6 г/м³ (137 %) и 190,9 г/м³ (80 %).

Таким образом, для газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе $C_{5+в}$ и низким содержанием кислых компонентов достаточно надежен способ определения выхода $C_{5+в}$ в добываемом газе по средней плотности смеси по стволу остановленной скважины. Плотность рассчитывается по измеренным значениям давления на устье и забое скважины.

На КНГКМ общий объем таких определений многократно превышал объем газоконденсатных исследований на установке «Порта-Тест», что позволило выявить зависимости выхода $C_{5+в}$ в добываемом газе от текущего пластового давления. Содержание кислых газов (H_2S и CO_2) в пластовом газе составило по объектам I (пермь) и II (средний карбон) 8,7 и 9,07 % мол., а $C_{5+в}$ – 6,12 и 7,60 % мол. соответственно. На Астраханском газоконденсатном месторождении содержание кислых компонентов составляет около 40 % мол., а $C_{5+в}$ – около 4 % мол. Здесь вышеуказанный способ определения выхода $C_{5+в}$ не дает удовлетворительных результатов.

По данным определений выхода $C_{5+в}$ в добываемом газе по 70 скважинам КНГКМ за 6 лет их работы построены зависимости выхода $C_{5+в}$ от текущего пластового давления по четырем группам скважин со средней глубиной от 4010 до 4820 м. Пластовое давление менялось в диапазоне от начального значения до 0,5 начального значения.

Фактический выход $C_{5+в}$ существенно превысил расчетный выход по изотермам

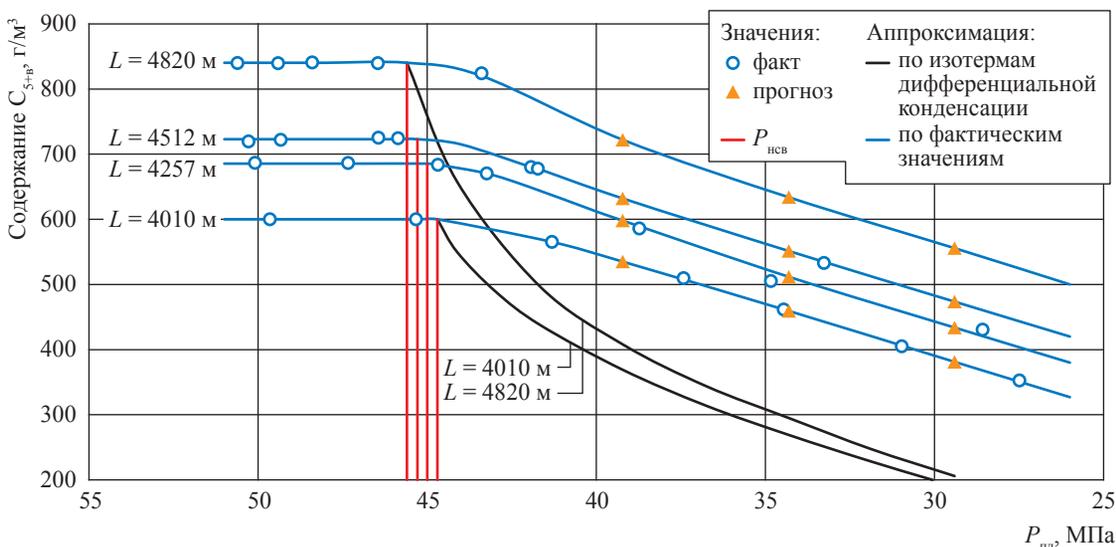


Рис. 2. Зависимость содержания C_{5+v} в добываемом газе от текущего пластового давления

Таблица 4

Расчетные значения начального содержания C_{5+v} в газе (на газ сепарации) и $P_{нсв}$ по группам скважин

Группа скважин	L , м	Начальное содержание C_{5+v} в газе, г/м ³ (газа сепарации)	$P_{нсв}$, МПа (приведено к отметке 4100 м)	Давление начала конденсации*, принятое для КНГКМ, МПа
1	4820	840,26	45,60	43
2	4512	722,90	45,29	42
3	4257	685,43	45,00	45,96
4	4010	600,00	44,70	45,65

* Определено по результатам исследований.

Таблица 5

Результаты расчета содержания C_{5+v} в добываемом газе по изотермам дифференциальной конденсации и по фактическим данным

Группа скважин	$P_{пл}$, МПа (приведенное к отметке 4100 м)	Содержание C_{5+v} , г/м ³		Снижение содержания C_{5+v} по сравнению с начальным значением, г/м ³	
		по изотермам дифференциальной конденсации	по факту	по изотермам дифференциальной конденсации	по факту
1 ($L = 4820$ м)	$P_{нсв}$	840,3	840,3	—	—
	44,12	658	831,8	182,3	8,5
	41,67	497	773	343,3	67,3
	39,22	408	722,0	432,3	118,3
	36,76	344	673	496,3	167,3
	34,31	295	633,8	545,3	206,5
	31,86	247	592,0	593,3	248,3
	29,41	206	555,7	634,3	284,6
4 ($L = 4010$ м)	$P_{нсв}$	600,0	600,0	—	—
	44,12	544	596	56	4,0
	41,67	438	570	162	30,0
	39,22	369	535,0	231	65,0
	36,76	314	498	286	102,0
	34,31	269	459,3	331	140,7
	31,86	228	419	372	181,0
	29,41	190	381,2	410	218,8

дифференциальной конденсации. Так, по группе скважин с глубиной 4010 м при снижении $P_{пл}$ на 40 % по сравнению с начальным значением превышение составило 191 г/м³ (или 80 %) при начальном содержании C_{5+B} 600 г/м³, по группе скважин с глубиной 4820 м соответственно 345 г/м³ (137 %) при начальном содержании 840 г/м³.

Максимальное пластовое давление, при котором начинается снижение выхода C_{5+B} в добываемом газе, приведенное к отметке 4100 м, составляет примерно 45,5 МПа. При этом в среднем по скважинам забойное давление составляет 34,5 МПа, а среднее давление в зоне дренирования – 40,0 МПа.

Давление начала конденсации по результатам исследований было принято в размере

примерно 42,5 МПа. Сравнение названных данных показывает, что на начальной стадии выпадения конденсата в пласте последний полностью выносится в скважину. В дальнейшем при снижении пластового давления, когда зона выпадения конденсата отдалится на определенное расстояние от скважины, часть выпавшего конденсата будет задерживаться в пласте.

В связи с изложенным при оценке целесообразности применения «сайклинг-процесса» рекомендуется учитывать, что значительная часть выпавшего в пласте конденсата будет выноситься в скважину.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алимов, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

Decrease of the condensate output at depletion drive of carbonate reservoirs

V.N. Cheltsov^{1*}, T.V. Cheltsova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. On example of the Karachaganak oil-gas-condensate field (KOGCF) this article reveals peculiarities of accounting condensate losses in a bed for gas-condensate fields with high content of the heavy hydrocarbons (beginning from pentane) in course of the comparative assessment of depletion drive and cycling field development. In respect to the KOGCF conditions a procedure for calculating C_{5+B} output using results of pressure measurements at the head and the bottom of a well after its shutdown is developed. By difference between the named pressure values the average related density of a fluid mixture along a well column was calculated. And the density value was used for calculation of the C_{5+B} output from a bed. The procedure was adjusted to the results of the well gas-condensate tests carried out using the Porta-Test instrument. In comparison with the Porta-Test measurements, the advantage of the new procedure is in the repeated spotting of each well. The total amount of measurements many times exceeded the amount of the Porta-Test measurements. It gave an opportunity to plot reliably C_{5+B} output against a current value of pore pressure by four groups of wells with different depths of working bed intervals. As a result, for given depths the dewpoint pressures and C_{5+B} outputs were determined up to the pore pressure value of 30 MPa, which constituted nearly a half of the initial pore pressure. Under this pressure the amount of condensate losses in the bed came to 300 g/m³ of the separator gas against the 500 g/m³ amount, calculated using a constant volume depletion curve with the initial condensate-gas factor of 700 g/m³.

Keywords: losses of condensate, gas-condensate tests of wells, cycling, output of C_{5+B} , density of a mixture.

References

1. Gritsenko, A.I., Z.S. Alimov, O.M. Yermilov et al. *Guide on well testing* [Rukovodstvo po issledovaniyu slvazhin]. Moscow: Nauka, 1995. (Russ.).

УДК 622.691.24

Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и подземных хранилищ

А.А. Михайловский

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассмотрены области применения упрощенных газогидродинамических прокси-моделей газовых промыслов и подземных хранилищ (ПХГ) как единых технологических комплексов, а также моделей их отдельных составных частей – пластов, скважин, объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа. Показано, что такие модели позволяют проводить адекватные уровню и сложности поставленных задач и объему достоверных исходных геолого-промысловых данных достаточно точные и приемлемые по трудозатратам оперативные расчеты, в которых учитываются наиболее значимые особенности технологических процессов на промыслах и ПХГ. Представлены прокси-модели зонального дренирования газовой залежи, движения газа в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта на ПХГ. Приведен пример применения разработанной программы «Компас», предназначенной для проведения оперативных технологических расчетов газовых промыслов и ПХГ. Сделан вывод, что газогидродинамические прокси-модели являются эффективным инструментом оперативных технологических расчетов газовых промыслов и ПХГ для решения задач проектирования, анализа, контроля и регулирования разработки месторождений и хранения газа в пластах-коллекторах, а также оценки геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: газогидродинамическая прокси-модель, пласт, скважина, объекты внутрипромыслового транспорта газа, оперативные технологические расчеты, газовый промысел, ПХГ.

В практике проектирования, анализа, контроля и регулирования разработки месторождений и хранения газа в пластах-коллекторах, а также оценки геолого-технических мероприятий возникают задачи оперативного технологического расчета газовых промыслов и подземных хранилищ газа (ПХГ) [1–5]. При этом может рассматриваться эксплуатация как отдельных составных частей промысла или ПХГ – пластов, скважин, объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа, так и совместная их эксплуатация в едином технологическом комплексе. Газовые промыслы либо ПХГ рассматриваются также как единые технологические комплексы при обосновании уровней добычи газа или оптимизации размещения резервов газа и мощностей ПХГ в системе газоснабжения, в предпроектных расчетах, технологических схемах разработки месторождений или создания ПХГ, при обосновании режимов их эксплуатации.

Для решения подобных задач применение сложных детализированных (мелкомасштабных) газогидродинамических моделей – как дифференцированных, описывающих отдельные составные части, так и интегрированных, представляющих технологические комплексы в целом, – во многих случаях оказывается неэффективным, так как требует неоправданно больших трудозатрат и значительного вычислительного времени даже на современных ЭВМ. Более того, использование сложных интегрированных моделей при обосновании уровней добычи газа на месторождениях или размещения ПХГ в принципе не является рациональным.

Эффективным инструментом решения указанных задач служат укрупненные (крупномасштабные) газогидродинамические прокси-модели газового промысла и ПХГ или их составных частей. Такие модели позволяют проводить адекватные уровню и сложности поставленных задач и объему достоверных исходных геолого-промысловых данных достаточно точные и приемлемые по трудозатратам оперативные расчеты, в которых учитываются наиболее существенные особенности технологических процессов на газовых промыслах и ПХГ.

К основным особенностям технологических процессов на ПХГ и частично на месторождениях-регуляторах можно отнести сезонную цикличность, вероятностный характер, быстротечность, значительный диапазон изменения термобарических условий в скважинах и объектах обустройства, нестационарность и гистерезисность характеристик движения газа в пласте и скважинах. *Сезонная цикличность* технологических процессов на ПХГ характеризуется чередованием летнего сезона закачки газа, осеннего нейтрального периода, зимнего сезона отбора газа и весеннего нейтрального периода на протяжении многодесятилетней эксплуатации ПХГ. При этом продолжительность сезонов может составлять от трех до шести месяцев, а нейтральных периодов – от нескольких суток до нескольких месяцев. На месторождениях-регуляторах добыча газа осуществляется преимущественно в зимние периоды повышенного спроса на газ. *Вероятностный характер* технологических процессов на ПХГ и месторождениях-регуляторах обуславливается случайными изменениями погодных условий и многолетнего погодного режима, а также состояния систем газопотребления и газоснабжения.

Быстротечность процессов на ПХГ связана с высокими темпами изменения его производительности, накопления и истощения объемов газа в пласте. Так, производительность пиковых ПХГ может изменяться за несколько часов от нуля до нескольких десятков миллионов метров кубических в сутки или в обратном направлении, а закачиваемые и отбираемые в течение сезонов объемы газа могут достигать 50...60 % общего объема газа в пласте. Темпы изменения объемов газа в пласте ПХГ в ряде случаев более чем в 40...50 раз превышают обычные темпы разработки месторождений. Это приводит к значительному усилению неравномерности аккумуляции и дренирования неоднородных коллекторов и интенсивности внутрипластовых перетоков газа. При запаздывании пластовых перетоков газа в низкопроницаемых пропластках и зонах или на удаленных от скважин периферийных участках могут образовываться слабо дренируемые и обычно плохо контролируемые области.

Технологические процессы при циклической эксплуатации ПХГ могут характеризоваться *значительным диапазоном знакопеременных изменений давлений, расходов*

и температур в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта и компримирования газа. Указанные технологические особенности приводят к тому, что на ПХГ практически постоянно наблюдается *нестационарность технологических процессов*, протекающих в пласте, скважинах и объектах обустройства.

Кроме того многократно чередующаяся периодическая смена направлений газовых потоков на ПХГ в условиях проявления водонапорного режима в ряде случаев приводит к необходимости учета *эффекта гистерезиса гидродинамических характеристик* вытеснения и движения флюидов в пласте и скважинах. К числу таких характеристик можно отнести капиллярное давление, относительные фазовые проницаемости, коэффициенты растворения газа и разгазирования пластовой воды, приемистость и продуктивность скважин, структуру и гидродинамические параметры газожидкостных потоков в стволе скважин. Эффект гистерезиса может оказаться существенным при смене направления вытеснения газа вторгающейся в газовую залежь краевой водой на обратное направление вытеснения вторгшейся воды остаточным газом, который расширяется при снижении давления в обводненной области залежи.

Применение прокси-моделей особенно эффективно для оперативных расчетов ПХГ, так как для качественного учета указанных технологических особенностей требуется устанавливать малый шаг по времени – от нескольких часов до нескольких суток, в то время как в расчетах разработки месторождений достаточно шага в размере нескольких месяцев.

Прокси-модели пласта, скважин и объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа могут строиться на основе относительно упрощенных – приближенных по полноте описания физических процессов, низкомерных и огрубленных по степени агрегирования – аналитических моделей (возможно, также в графическом или табулированном виде). Для построения таких моделей не требуется детальных сведений о геологическом строении пласта, газодинамических характеристиках движения газа в призабойных зонах пласта и лифтах скважин, объектах внутрипромыслового транспорта, а используются преимущественно первичные промысловые данные контроля их эксплуатации. Прокси-модели сравнительно просты в адаптации по данным истории разработки месторождения, хранения газа, эксплуатации

скважин и объектов внутрипромыслового транспорта. Адаптированные прокси-модели позволяют проводить достоверные прогнозные расчеты, особенно в тех случаях, когда сохраняются в основном сложившаяся система дренирования/аккумулирования газовой залежи и условия движения газа в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта.

В качестве прокси-моделей пласта, в которых учитываются наиболее характерные особенности неравномерного распределения давления, могут рассматриваться модификации балансовой модели газовой залежи – модель двухобъемного дренирования и модель зонального дренирования газовой залежи при газовом и водонапорном режимах [3]. Модель двухобъемного дренирования позволяет получать практически значимые результаты расчетов в условиях ограниченных данных о контроле слабодренируемых периферийных частей залежи и их состоянии. Удовлетворительные результаты расчетов по изменению пластового давления в скважинах могут быть оперативно получены с использованием модели зонального дренирования газовой залежи. В этой модели может быть учтена двухобъемность дренирования не только газовой залежи в целом, но и отдельных зон, в которых имеются локальные слабодренируемые участки. С целью учета наиболее важных особенностей продвижения газа и воды в залежи может использоваться модель зональной газонасыщенности пласта при водонапорном режиме.

Рассмотрим прокси-модель зонального дренирования газовой залежи. Принцип построения такой модели основывается на разделении газоносного пласта на фиксируемое количество разно аккумулируемых/дренируемых зон с определенной схемой возможных межзональных перетоков газа. Разделение на зоны проводится по некоторым виртуальным границам, которые для крайних зон аппроксимируют контур залежи. В такой модели не требуется знания детального распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта, а рассматриваются лишь зоны с относительно однородными, но разными свойствами. Таким способом учитываются основные черты геологического строения пласта, например, наличие разно проницаемых участков, пропластков, блоков. При делении пласта на зоны учитываются также особенности дренирования залежи при реализованных размещении

эксплуатационных скважин и промысловой технологической схеме закачки и отбора газа. Масштабирование пласта возможно от удельных дренируемых поровых объемов в окрестности отдельных скважин до укрупненных зон, охватывающих группы рядом расположенных скважин. Такая модель позволяет учесть для каждой зоны разную приемистость/продуктивность окружающих зон и водоносной области, а также разное дебитность скважин.

В основу рассматриваемой модели положены уравнения материального баланса для каждой выделенной зоны с учетом межзональных перетоков газа:

$$\frac{dV_i}{dt} = \frac{1}{P_{cr}} \frac{T_{cr}}{T_{пл}} \frac{d}{dt} \left(\Omega_i \frac{\bar{P}_i}{z(\bar{P}_i)} \right) = q_i + \sum_{j=1}^m q_{пер.ij}, \quad (1)$$

где V_i – объем газа в i -й зоне в стандартных условиях; t – время; Ω_i – газонасыщенный поровый объем i -й зоны ($i = 1, 2, 3, \dots, n$; n – количество выделенных зон в газовой залежи); \bar{P}_i – среднее пластовое давление в i -й зоне; T_{cr} , $T_{пл}$ – температура стандартная и пластовая соответственно; $z(\bar{P}_i)$ – коэффициент сжимаемости газа при пластовой температуре; $\pm q_i$ – расход закачиваемого (+) / отбираемого (–) газа в i -й зоне; $q_{пер.ij}$ – расход перетока (приток (+) / отток (–)) газа между i -й и соседней j -й зонами ($j = 1, 2, 3, \dots, m$; m – количество зон, соседних с i -й зоной).

Под газонасыщенным поровым объемом i -й зоны понимается некоторая условная величина, которая при равномерном аккумулировании/дренировании этой зоны выражает зависимость среднего пластового давления от объема газа в ней, соответствующую реальному процессу.

В каждой выделяемой зоне газовой залежи могут находиться одна или несколько эксплуатационных скважин либо скважины могут отсутствовать. Если в i -й зоне находятся несколько скважин, расход газа в ней определяется как суммарный расход по этим скважинам, т.е.

$$q_i = \sum_{k=1}^N q_k, \text{ где } k = 1, 2, 3, \dots, N; N - \text{количество}$$

скважин в зоне.

В принимаемой схеме межзональных перетоков газа соседними считаются зоны, имеющие общие границы. Переток газа между i -й и соседней j -й зонами определяется по следующей формуле:

$$q_{пер.ij} = C_{i,j} (\bar{P}_j^2 - \bar{P}_i^2), \quad (2)$$

где C_{ij} – коэффициент перетока газа (взаимосвязи) между соседними зонами.

Коэффициент взаимосвязи между зонами выражается следующей формулой:

$$C_{i,j} = \frac{k_i + k_j}{2\mu} \frac{S_{i,j}}{L_{i,j}}, \quad (3)$$

где k_i, k_j – средние проницаемости соседних i -й и j -й зон соответственно; μ – вязкость газа в пластовых условиях; $S_{i,j}$ – площадь виртуальной контактной поверхности соседних зон; $L_{i,j}$ – расстояние между центрами соседних зон.

Система уравнений (1)–(3) достаточна в условиях проявления газового режима для решения прямых задач прогнозирования изменения пластового давления с заданными расходами газа по зонам при известных коэффициентах C_{ij} . Эта система уравнений также достаточна для решения обратных задач идентификации коэффициентов C_{ij} по истории пластового давления и расходов газа по зонам.

При водонапорном режиме газонасыщенные поровые объемы зон вследствие продвижения краевых вод являются переменными величинами и для них можно написать

$$\frac{d\Omega_i}{dt} = q_{в,i}. \quad (4)$$

Для расхода отгесняемой/вторгающейся в зону краевой воды $q_{в,i}$ можно использовать прокси-модель линейной зависимости расхода от разности между текущим средним давлением в рассматриваемой зоне и начальным гидростатическим давлением в пласте $P_{ГС}$, т.е.

$$q_{в,i} = C_{в,i} (\bar{P}_i - P_{ГС}), \quad (5)$$

где $C_{в,i}$ – коэффициент подвижности краевой воды в i -й зоне.

Таким образом, при водонапорном режиме модель зонального дренирования газовой залежи описывается замкнутой системой уравнений (1)–(5). Подставляя уравнение (2) в уравнение (1) для пластового давления в i -й зоне на момент времени t , можно написать

$$\bar{P}_i(t) = \frac{-\frac{f\Omega_i}{z(\bar{P}_i(t))} + \sqrt{\left(\frac{f\Omega_i}{z(\bar{P}_i(t))}\right)^2 + 4\sum_{j=1}^m C_{i,j} \left(q_i + f\Omega_i \frac{\bar{P}_i(t-\Delta t)}{z(\bar{P}_i(t-\Delta t))} + \sum_{j=1}^m \bar{P}_j^2 C_{i,j} \right)}}{2\sum_{j=1}^m C_{i,j}}, \quad (6)$$

где принято $f = \frac{1}{P_{ст}} \frac{T_{ст}}{T_{пл}}$.

При определении пластового давления по формуле (6) может использоваться как явная, так и неявная схема расчета. При явной схеме перетоки газа между зонами определяются разницей давлений в начале каждого временного шага Δt , а давление находится для конечного момента времени на каждом шаге. При неявной схеме перетоки определяются разницей давлений для конечного момента времени временного интервала, для которого давление неизвестно и его необходимо определить. В этом случае проводятся итерационные расчеты. При явной схеме не требуется проведения итерационных расчетов, но для их устойчивости необходимы малые пошаговые интервалы времени, которые могут подбираться опытным путем.

В результате расчетов на модели зонального дренирования газовой залежи получаются массив значений Ω_i , C_{ij} и зависимости изменения во времени величин \bar{P}_i , V_i для каждой зоны.

В практике технологических расчетов ПХГ для описания притока/оттока газа к/от скважине/-ы широко применяются прокси-модель в виде двучленного уравнения установившейся фильтрации и метод последовательной смены стационарных

состояний (МПССС). Движение газа по стволу скважин и в объектах внутрипромыслового транспорта – от устьев до узла коммерческого учета расхода газа или до точки врезки соединительного газопровода в магистральный газопровод – может представляться прокси-моделями гидравлических потерь давления с использованием МПССС.

В общем случае система уравнений, описывающих установившееся движение газа в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта ПХГ (рис. 1), имеет следующий вид (здесь и далее знак плюс принимается при закачке, знак минус – при отборе газа):

$$\pm(P_{c.k}^2 - \bar{P}_i^2) = A_k |q_k| + B_k q_k^2; \tag{7}$$

$$\pm(P_{y.k}^2 (e^s)^2 - P_{c.k}^2) = \theta_k q_k^2; \tag{8}$$

$$\pm(P_{шл.k}^2 - P_{y.k}^2) = B_{шл.k} q_k^2; \tag{9}$$

$$\pm(P_{ГРП}^2 - P_{шл.k}^2) = B_{ГРП.k} q_k^2; \tag{10}$$

$$\pm(P_{КЛ}^2 - P_{ГРП}^2) = B_{КЛ} q_{КЛ}^2; \tag{11}$$

$$\pm(P_{УПГ}^2 - P_{КЛ}^2) = B_{УПГ} q_{ПХГ}^2; \tag{12}$$

$$\pm(P_{МГ}^2 - P_{СГ}^2) = B_{СГ} q_{ПХГ}^2, \tag{13}$$

где A_k и B_k – коэффициенты фильтрационно-го сопротивления для k -й скважины; θ_k , $B_{шл.k}$, $B_{ГРП.k}$ – коэффициенты гидравлического сопротивления в стволе, шлейфе, регулирующего устройства на газораспределительном пункте (ГРП) для k -й скважины соответственно; e^s – поправка на вес столба газа в скважине; $B_{КЛ}$, $B_{УПГ}$, $B_{СГ}$ – коэффициенты гидравлического сопротивления в коллекторе (КЛ), установке подготовки газа (УПГ), соединительном газопроводе (СГ) соответственно; $q_{ПХГ} = \sum_{i=1}^n q_i$ – расход газа на ПХГ; $q_{КЛ}$ – расход газа по коллектору (может включать расход по нескольким зонам пласта); $P_{c.k}$, $P_{y.k}$, $P_{шл.k}$ – давления на забое, устье, ГРП со стороны шлейфа k -й скважины соответственно; $P_{ГРП}$ – давление на ГРП со стороны коллектора; $P_{КЛ}$ – давление на УПГ со стороны коллектора; $P_{УПГ}$ – давление на УПГ со стороны компрессорной станции (КС); $P_{СГ}$ – давление на КС со стороны соединительного газопровода (СГ); $P_{МГ}$ – давление в магистральном газопроводе (МГ) в точке подключения СГ.

Прокси-модель КС для закачки и отбора газа может быть представлена следующей формулой расчета мощности ($W_{КС}$) при адиабатическом сжатии газа:

$$W_{КС} = \xi |q_{ПХГ}| \left\{ \left[\frac{P_{УПГ}}{P_{СГ}} \right]^{\pm \frac{k-1}{k}} - 1 \right\}, \tag{14}$$

где k – показатель адиабаты сжатия; ξ – коэффициент, зависящий от состава газа и коэффициентов полезного действия компрессора и привода.

В прогнозных расчетах проектного количества скважин можно использовать прокси-модель «средней» скважины. Осреднение неоднородных газогидродинамических характеристик существующих скважин в какой-либо зоне залежи для прогнозируемых режимов их работы можно проводить известными методами, например взвешиванием по дебитам, соответствующим этим режимам, по следующим формулам:

$$\begin{aligned} A_{ср.i} &= \sum_{k=1}^N (A_k q_k) / \sum_{k=1}^N q_k; \\ B_{ср.i} &= N \sum_{k=1}^N (B_k q_k^2) / (\sum_{k=1}^N q_k)^2; \\ \theta_{ср.i} &= N \sum_{k=1}^N (\theta_k q_k^2) / (\sum_{k=1}^N q_k)^2; \\ B_{шл.ср.i} &= N \sum_{k=1}^N (B_{шл.k} q_k^2) / (\sum_{k=1}^N q_k)^2. \end{aligned} \tag{15}$$

Для проведения оперативных технологических расчетов ПХГ разработана программа «Компас». Она позволяет также проводить оперативные технологические расчеты для газового промысла. В программе используются прокси-модели зонального дренирования газовой залежи и движения газа в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта (1)–(15).

Программа позволяет проводить следующие расчеты процесса отбора и закачки газа:

- при заданных темпах отбора или закачки газа определять изменение давления в пласте, а также значений забойного и устьевого давлений в каждой работающей и простаивающей скважине, на ГРП, УПГ, КС;
- определять технологический режим эксплуатации скважин и газового промысла или ПХГ в целом при различных технологических ограничениях (режимах работы).

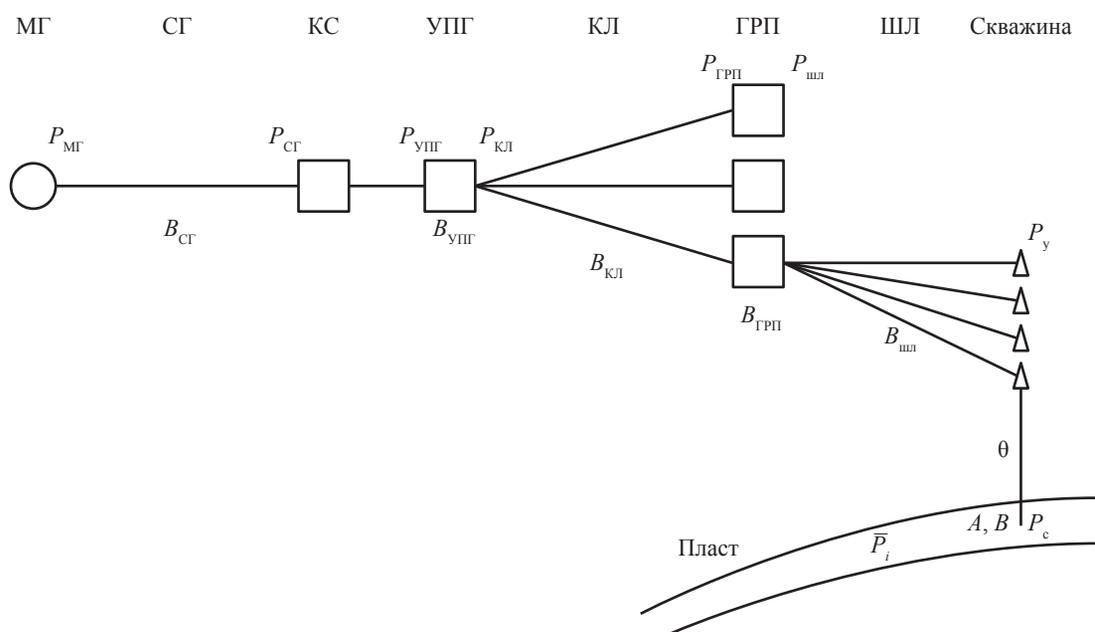


Рис. 1. Принципиальная схема движения газа в пласте, скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта ПХГ

В программе рассматриваются три условия эксплуатации газового промысла или ПХГ:

1) задана суммарная производительность отбора или закачки газа в целом по газовому промыслу или ПХГ;

2) задано распределение дебитов при отборе и закачке газа по эксплуатационным скважинам или зонам залежи;

3) заданы изменения давления во времени на устьях каждой скважины, ГРП, КС.

При этом в течение сезонов отбора и закачки газа одно условие эксплуатации промысла или ПХГ может меняться на другое.

В программе на каждую скважину могут устанавливаться следующие технологические ограничения: максимально допустимый дебит при отборе или закачке, максимально допустимая депрессия при отборе и репрессия при закачке. Кроме того, задаются максимально и минимально допустимые значения давления соответственно при закачке и отборе на устье скважин, ГРП, КС. В расчетах по программе имеется возможность учесть изменение коэффициентов фильтрационного и гидравлических сопротивлений в течение сезонов.

Путем расчетов с использованием программы «Компас» можно определять «узкие» с точки зрения пропускной способности места технологической схемы движения газа в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта. Также с ее помощью удобно

проводить прогнозные расчеты следующих показателей технологического режима эксплуатации ПХГ и скважин в сезонах:

- изменения максимально возможной (индикаторная кривая) и рабочей (режимная кривая) производительности ПХГ;
- максимального суммарного объема закачки или отбора газа за сезон;
- изменения пластового давления в течение сезона;
- изменения количества работающих скважин;
- изменения режима работы газовых скважин.

В качестве примера применения программы «Компас» рассмотрим расчет показателей создания ПХГ и технологического режима эксплуатации в сезоне отбора. ПХГ создается в истощенном газовом месторождении в условиях проявления газового режима. Газовая залежь разбивается на 15 зон (рис. 2).

Предварительно решалась обратная задача идентификации параметров используемой модели зонального дренирования газовой залежи по данным разработки месторождения. Для каждой зоны на расчетные моменты времени определялись расходы газа по известным дебитам эксплуатационных скважин, расположенных в соответствующих зонах. По картам изобар (рис. 3) находились средние пластовые давления в зонах.

В результате адаптации модели по минимуму квадратичных отклонений расчетных пластовых давлений от средних давлений по зонам получены значения дренируемых газонасыщенных поровых объемов Ω_i (табл. 1) и коэффициентов взаимосвязи зон C_{ij} (табл. 2), которые

использовались для прогнозных расчетов создания и циклической эксплуатации ПХГ.

Изменение расчетных пластовых давлений по зонам на начало сезонов закачки и отбора газа по годам создания ПХГ представлено в табл. 3. Расчет изменения потенциально

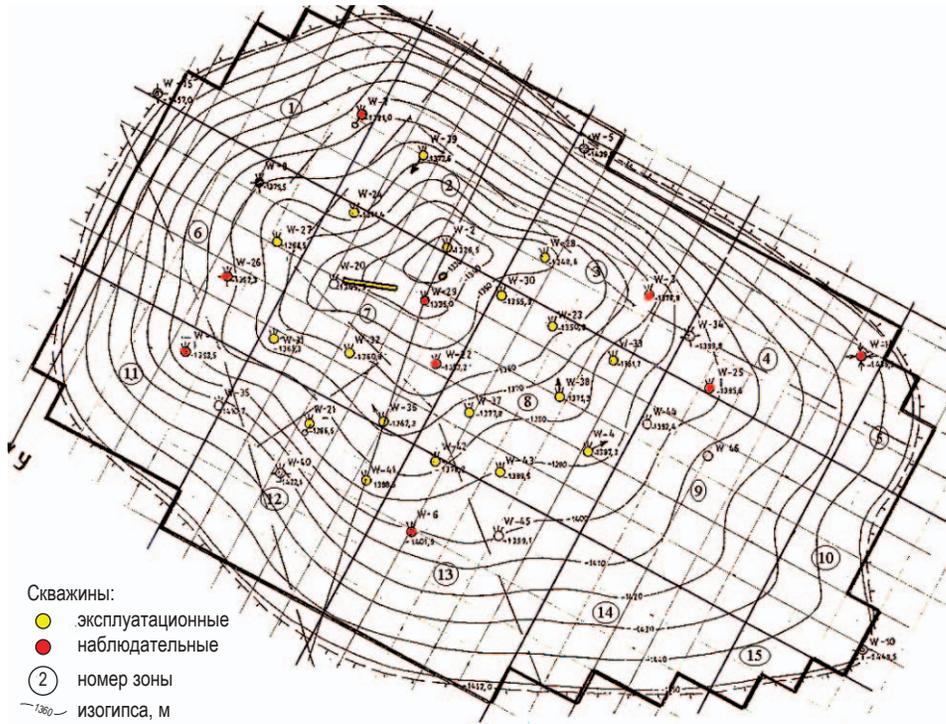


Рис. 2. Зональная схема газовой залежи

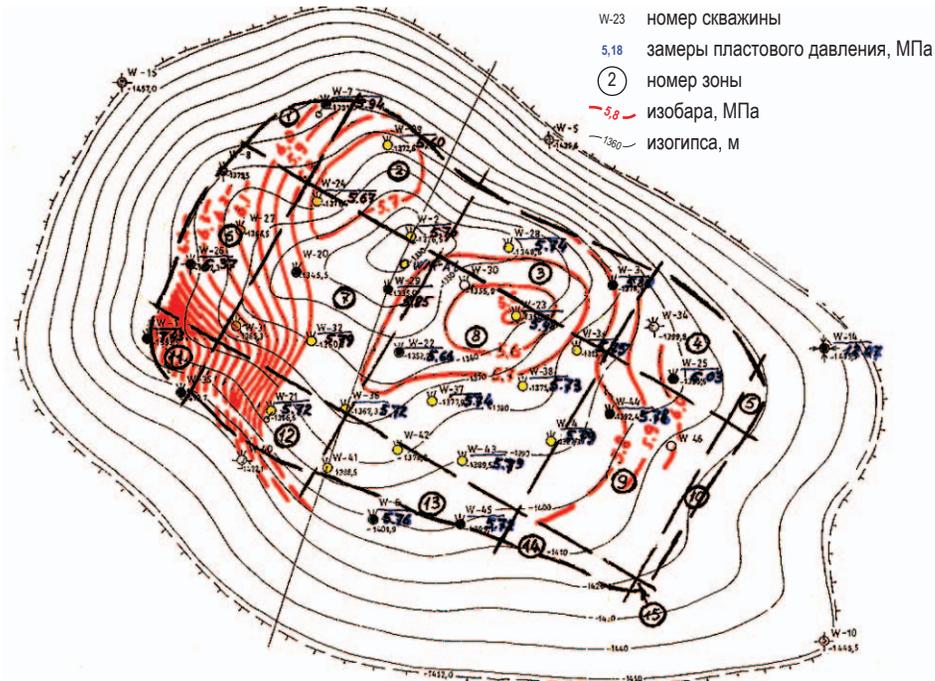


Рис. 3. Карта изобар на конец разработки месторождения

Таблица 1

**Дренаруемые газонасыщенные
поровые объемы**

Номер зоны i	Ω_i , тыс. м ³
1	631,9
2	3333,0
3	3351,5
4	3229,1
5	227,8
6	2359,8
7	6244,9
8	6079,6
9	1461,9
10	1019,3
11	2884,6
12	3139,2
13	2182,5
14	1783,7
15	160,4

Таблица 2

**Коэффициенты C_{ij} взаимосвязи зон,
10⁻¹² м³/(Па·с)**

$C_{1,2}$	51,9
$C_{2,3}$	34,06
$C_{3,4}$	206,63
$C_{4,5}$	57,16
$C_{6,7}$	301,73
$C_{7,8}$	375,17
$C_{8,9}$	744,55
$C_{9,10}$	1462,22
$C_{11,12}$	910,26
$C_{12,13}$	26,33
$C_{13,14}$	316,63
$C_{14,15}$	562,52
$C_{1,6}$	26,33
$C_{2,7}$	274,95
$C_{3,8}$	2347,24
$C_{4,9}$	1300,89
$C_{5,10}$	31,24
$C_{6,11}$	579,56
$C_{7,12}$	1616,96
$C_{8,13}$	6984,39
$C_{9,14}$	2310,49
$C_{10,15}$	105,29

Таблица 3

Изменение расчетных пластовых давлений, МПа, по зонам на начало и конец сезонов закачки и отбора газа при создании ПХГ

Цикл	Зона														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	закачка (начало)	5,97	5,92	5,63	5,78	6,02	6,02	5,66	5,46	5,66	6,02	5,71	5,71	5,71	5,71
	закачка (конец)	5,99	6,33	6,07	6,02	7,00	6,43	6,12	6,12	6,02	7,00	7,00	6,12	7,00	7,00
	отбор (конец)	6,02	5,82	5,83	6,07	7,00	6,10	5,80	5,79	5,92	7,00	7,00	5,80	7,00	7,00
2	закачка (конец)	6,28	7,12	6,71	6,58	7,00	6,73	6,69	6,74	6,74	7,00	7,06	6,85	7,00	7,00
	отбор (конец)	6,52	6,42	6,46	6,61	6,64	6,5	6,33	6,42	6,56	6,56	6,45	6,41	6,54	6,56
	закачка (начало)	6,47	6,41	6,46	6,53	6,55	6,44	6,41	6,46	6,50	6,42	6,42	6,46	6,50	6,50
	закачка (конец)	7,68	8,09	7,88	7,48	7,38	8,03	8,30	7,96	7,62	8,12	8,30	7,97	7,65	7,62
3	отбор (начало)	7,79	8,18	7,89	7,57	7,48	8,07	8,20	7,91	7,69	8,15	8,19	7,92	7,71	7,69
	отбор (конец)	7,68	7,26	7,32	7,54	7,57	7,49	7,10	7,23	7,46	7,34	7,10	7,22	7,44	7,46
	закачка (начало)	7,47	7,25	7,31	7,41	7,44	7,34	7,24	7,31	7,38	7,28	7,25	7,31	7,37	7,38
	закачка (конец)	8,57	9,00	8,72	8,36	8,28	8,87	9,10	8,79	8,48	8,47	9,10	8,80	8,51	8,48
4	отбор (начало)	8,67	8,99	8,73	8,45	8,37	8,90	9,01	8,74	8,55	8,97	8,99	8,75	8,57	8,56
	отбор (конец)	8,45	8,01	8,10	8,35	8,39	8,20	7,85	8,02	8,26	8,09	7,85	8,01	8,24	8,26
	закачка (начало)	8,22	8,01	8,09	8,20	8,23	8,09	8,01	8,10	8,16	8,04	8,02	8,10	8,16	8,16
	закачка (конец)	9,35	9,74	9,48	9,15	9,08	9,62	9,83	9,54	9,27	9,25	9,83	9,55	9,29	9,27
5	отбор (начало)	9,45	9,73	9,49	9,24	9,17	9,65	9,74	9,50	9,33	9,33	9,72	9,50	9,35	9,34
	отбор (конец)	9,15	8,69	8,81	9,08	9,13	8,88	8,54	8,73	8,99	8,77	8,54	8,72	8,97	8,99

Таблица 4
Основные показатели технологического режима циклической эксплуатации ПХГ и «средней» скважины в сезоне отбора

Время, сут	Отбор активного газа, %	Потенциально возможная суточная производительность ПХГ, %*	Рабочая суточная производительность ПХГ, %*	Среднее в зоне скважин пластовое давление, %**	Потенциально возможный дебит средней скважины, %***	Рабочий дебит средней скважины, %***	Давление в средней скважине, %****	
							забой	устье
0	0	100	20	100	100	50	95,9	84,5
15	15,4	100	60	97,1	90	50	95	83,5
30	30,7	100	100	94,1	80	50	93,9	82,2
45	46,2	100	100	91,2	72	50	92,5	80,5
60	61,5	100	100	88,3	64	50	90	77,1
75	76,9	100	100	85,4	50	50	86,7	73,5
90	88,5	88	88	83,2	44	44	83,8	70,5
100	96,2	80	80	81,7	40	40	82,1	69,5
105	100	76	76	81	38	38	81,1	67,8

*...**** В процентах от: максимальной суточной производительности ПХГ (*), начального давления на месторождении (**), максимального дебита средней скважины (***), среднего пластового давления в зоне скважин (****).

возможной (индикаторная кривая) и рабочей (режимная кривая) суточной производительности отбора газа (табл. 4) в начале и середине сезона (до нарастающего отбора газа примерно 80 % от объема активного газа) выполнен при первом условии эксплуатации ПХГ, когда задана суммарная производительность. Заключительный период отбора рассчитан исходя из третьего условия – при заданном минимально допустимом давлении на ГРП.

Режим эксплуатации скважин (см. табл. 4) в начале и середине сезона определяется максимально допустимым дебитом. В заключительном периоде сезона режим эксплуатации скважин устанавливается по максимально допустимой депрессии. При этом минимальное расчетное давление на устье в конце сезона не выходит за технологические ограничения.

Таким образом, упрощенные газогидродинамические прокси-модели являются эффективным инструментом оперативных технологических расчетов газовых промыслов и ПХГ для решения задач проектирования, анализа, контроля и регулирования разработки месторождений и хранения газа в пластах-коллекторах, а также оценки геолого-технических мероприятий.

Список литературы

- Бузинов С.Н. Оптимальный объем и размещение подземных хранилищ газа по системам магистральных газопроводов: науч.-техн. обзор / С.Н. Бузинов, А.И. Киселев, Г.Ф. Меланифиди. – М.: ВНИИЭГазпром, 1972. – 41 с. – (Транспорт и хранение газа).
- Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 208 с.
- Михайловский А.А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ / А.А. Михайловский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 250 с.
- Гереш П.А. Применение зонного моделирования для анализа и прогнозирования разработки газовых залежей Западной Сибири на примере сеноманской залежи Уренгойского месторождения: обзорная. инф. / П.А. Гереш, А.С. Гацолаев, Г.М. Кузнецова и др. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1988. – Вып. 13.
- Зиновьев В.В. Повышение надежности и безопасности эксплуатации подземных хранилищ газа / В.В. Зиновьев, К.С. Басниев, Б.В. Будзуляк и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. – 391 с.

Application of simplified gas-hydrodynamic proxy models for real-time technological calculations aimed at gas fields and underground gas storages

A.A. Mikhaylovskiy

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Areas of application of simplified gas-hydrodynamic proxy models of gas fields and underground gas storages (UGS) as unified technological complexes, as well as models of their separate components such as formations, wells, objects of intrafield transport and compression facilities are considered. It is shown that such models provide accurate and labor-intensive real-time calculations of the most significant features of technological processes in the fields and UGSs. These calculations are adequate for the level and complexity of tasks and volume of reliable initial geological and commercial data. Proxy models of the zone drainage of the gas reservoir, the movement of gas in wells and facilities within the field transport at UGS are presented. An example of the developed “Compass” program application, which is intended for operative technological calculations of gas fields and UGS, is given. It is concluded that gas-hydrodynamic proxy models are effective in routine calculating of parameters for gas fields and UGS facilities in context of design, analysis, control and regulation of field development and reservoir gas storing. They also will be useful for quality rating of arranged geological and technical measures.

Keywords: gas-hydrodynamic proxy model, reservoir, well, objects within commercial gas transport, operational technological calculations, gas field, underground gas storage.

References

1. BUZINOV, S.N., A.I. KISELEV, G.F. MELANIFIDI. Optimal volume and location of underground gas storages along the systems of trunk gas pipelines [Optimalnyy obyem i razmeshcheniye podzemnykh khranilishch gaza po sistemam magistralnykh gazoprovodov]: scientific review. Moscow: VNIIEgazprom, 1972. In series: *Transport and storage of gas* [Transport i khraneniye gaza]. (Russ.).
2. LEVYKIN, Ye.V. *Process design of gas storing in water-bearing beds* [Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh]. Moscow: Nedra, 1973. (Russ.).
3. MIKHAYLOVSKIY, A.A. *Analytic control of gas amounts in the reservoirs of underground gas storages* [Analiticheskiy control obyemov gaza v plastakh-kollektorakh PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
4. GERSH, P.A., A.S. GATSOLAYEV, G.M. KUZNETSOVA et al. Application of zonal modeling for analysis and forecast of gas deposit development in Western Siberia by the example of the Cenomanian deposit of the Urengoy field [Primeneniye zonnogo modelirovaniya dlya analiza i prognozirovaniya razrabotki gazovykh zalezhey Zapadnoy Sibiri na primere senomanskoy zalezhi Urengoyskogo mestorozhdeniya]: review. Moscow: VNIIEgazprom, 1988. In series: *Development and operation of gas and gas-condensate fields* [Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy], iss. 13. (Russ.).
5. ZINOVYEV, V.V., K.S. BASNIYEV, B.V. BUDZULYAK et al. *Improvement of reliability and safety in operation of underground gas storages* [Povysheniye nadezhnosti i bezopasnosti ekspluatatsii podzemnykh khranilishch gaza]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2005. (Russ.).

УДК 622.691.24.:004.942

Аналитическое обоснование параметров аквифера при адаптации цифровой модели подземного хранилища газа в истощенном газоконденсатном месторождении

А.И. Пономарёв^{1*}, И.В. Владимиров¹, Ю.В. Калиновский¹, А.И. Шаяхметов¹,
Е.Ф. Моисеева¹, В.Л. Малышев¹

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

* E-mail: pnmrv@mail.ru

Тезисы. В работе рассмотрены вопросы адаптации цифровой гидродинамической модели подземного хранилища газа (ПХГ), созданного на базе выработанного газоконденсатного месторождения (ГКМ). Проанализирована зависимость средневзвешенного пластового давления от накопленной добычи газа, для чего рассчитан коэффициент сверхсжимаемости газоконденсатной смеси по уравнению состояния Пенга – Робинсона. С использованием уравнения материального баланса рассчитан объем внедрившейся в залежь воды, на основе чего оценены размеры водоносной области по методу Фетковича. Показано, что предварительный анализ данных геолого-промыслового контроля эксплуатации ПХГ (динамики пластового давления, уровней воды в пьезометрических скважинах) аналитическими методами позволяет создать физически обоснованную цифровую гидродинамическую модель ПХГ в истощенном ГКМ, а также существенно сократить длительность процедуры ее адаптации.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, аквифер, гидродинамическая модель, пластовое давление.

В Российской Федерации функционируют 26 объектов подземного хранения газа, из которых 17 созданы в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях (ГКМ). Активный объем подземного хранилища газа (ПХГ), создаваемого в истощенном ГКМ, во многом зависит не только от конечного газонасыщенного объема залежи к концу ее эксплуатации, но и от размера, строения водонапорного бассейна и степени гидродинамической связи с ним.

В настоящей работе рассматривается ПХГ, созданное на базе выработанного ГКМ и предназначенное для регулирования сезонной и суточной неравномерности потребления газа в регионе. Перевод ГКМ в ПХГ осуществлялся путем дообустройства со значительным увеличением фонда эксплуатационных скважин. По ряду причин проектно-технологическая документация эксплуатации ПХГ до недавнего времени основывалась только на упрощенных аналитических схемах без детальной оценки влияния водонапорного комплекса (аквифера) на показатели эксплуатации скважин и ПХГ в целом. Поэтому при создании цифровых геологической и гидродинамической моделей ПХГ возникла задача определения размера аквифера и степени его связи с газонасыщенной частью пласта.

Рассматриваемая газоконденсатная залежь массивно-пластового типа приурочена к отложениям, представленным в основном карбонатными коллекторами трещинно-порового типа, содержание карбонатов в продуктивной толще которых достигает 95 %. Проницаемость пород обусловлена трещиноватостью коллектора и колеблется в диапазоне от 10^{-3} до $1,4$ мкм².

Водоносные горизонты продуктивных отложений образуют единый водоносный комплекс. Водоупорной кровлей служит глинистая толща вышележащих отложений. Мощность водоносного комплекса изменяется от 60 до 100 м. Воды продуктивной части пласта напорные и вскрываются на глубинах 1050...1200 м.

Из-за отсутствия каких-либо данных о добыче воды по скважинам адаптация дебитов скважин по воде в условиях рассматриваемого ГКМ не представляется возможной. Работу законтурной водонасыщенной области можно оценить только по подъему

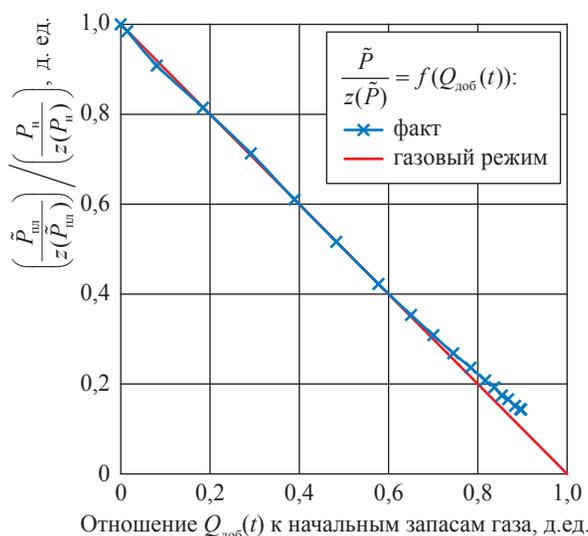


Рис. 1. Зависимость средневзвешенного приведенного пластового давления от накопленного отбора газа: P_n – начальное пластовое давление

уровня газовойдынного контакта (ГВК), замеченному в трех пьезометрических скважинах, и динамике пластового давления.

Фактические данные по месторождению свидетельствуют о том, что за весь период разработки ГКМ ГВК в среднем поднялся на 25,3 м, а объем газонасыщенного коллектора сократился на 35 %. В соответствии с фактическими замерами пластового давления ($P_{пл}$) ГКМ, а также с учетом коэффициента сжимаемости ($z(P_{пл})$) пластового газа при пластовых температуре ($T_{пл}$) и давлении, рассчитанного по уравнению состояния Пенга – Робинсона [1] для газовой фазы текущего состава, полученной при расчете дифференциальной конденсации, построен график зависимости средневзвешенного пластового давления от накопленного отбора газа рассматриваемого

ГКМ: $\frac{\tilde{P}_{пл}}{z(\tilde{P}_{пл})} = f(Q_{доб}(t))$, где $\tilde{P}_{пл}$ – средневзвешенное пластовое давление;

$Q_{доб}(t)$ – накопленная объемная добыча газа на момент времени t (рис. 1). Из графика следует, что разработка месторождения осуществлялась в условиях упруговодонапорного режима. Отклонение фактической зависимости $\frac{\tilde{P}_{пл}}{z(\tilde{P}_{пл})} = f(Q_{доб}(t))$ от ана-

логичной зависимости для газового режима свидетельствует об удовлетворительной связи между залежью и водонапорным горизонтом.

Для оценки объема воды, внедрившейся в залежь к концу периода разработки, воспользуемся уравнением материального баланса [2, 3]:

$$M_n = M_T(t) + M_{доб}(t) + M_{ост}(t), \quad (1)$$

где M_n – начальная масса газа в залежи; $M_T(t)$ – масса газа в залежи на момент времени t ; $M_{доб}(t)$ – накопленная массовая добыча газа на момент времени t ; $M_{ост}(t)$ – масса остаточного газа в обводненной зоне порового пространства залежи на момент времени t .

В оценочных расчетах примем, что пластовое давление в обводненной зоне порового пространства залежи к концу периода разработки равно средневзвешенному пластовому давлению в газонасыщенной области на тот же момент времени. Тогда можно записать:

$$\tilde{\alpha}\Omega_n \frac{P_n}{z(P_n)} = \tilde{\alpha}\Omega_k \frac{P_k}{z(P_k)} + \frac{P_{ат} T_{пл}}{T_{ст}} Q_{доб,к}, \quad (2)$$

где $\tilde{\alpha}\Omega_n$, $\tilde{\alpha}\Omega_k$ – газонасыщенные поровые объемы всей залежи в начале и в конце периода разработки соответственно, млн м³; P_n , МПа; P_k – давление в залежи к концу периода разработки, МПа; $P_{ат}$ – атмосферное давление, МПа; $T_{ст}$ – стандартная температура, К; $Q_{доб,к}$ – объемная добыча газа, накопленная к концу периода разработки залежи, млн м³.

Количество внедрившейся в залежь воды Q_v , млн м³, можно рассчитать как

$$Q_v = \tilde{\alpha}\Omega_n - \tilde{\alpha}\Omega_k. \quad (3)$$

Начальный газонасыщенный поровый объем залежи и начальные запасы газа $Q_{н,зап}$ связаны следующей зависимостью:

$$\tilde{\alpha}\Omega_n \frac{P_n}{z(P_n)} = \frac{P_{ат} T_{пл}}{T_{ст}} Q_{н,зап}. \quad (4)$$

Решая совместно уравнения (2), (3) и (4), получим:

$$Q_v = \tilde{\alpha}\Omega_n - \frac{P_{ат} T_{пл}}{T_{ст} \frac{P_k}{z(P_k)}} (Q_{н,зап} - Q_{доб}). \quad (5)$$

Тогда Q_v в соответствии с утвержденным $\tilde{\alpha}\Omega_n = 44,629$ млн м³ составит 6,94 млн м³.

С целью обеспечения объема внедрившейся воды к концу разработки ГКМ на уровне 6,94 млн м³ произведена оценка размера водоносной области по методу Фетковича [4].

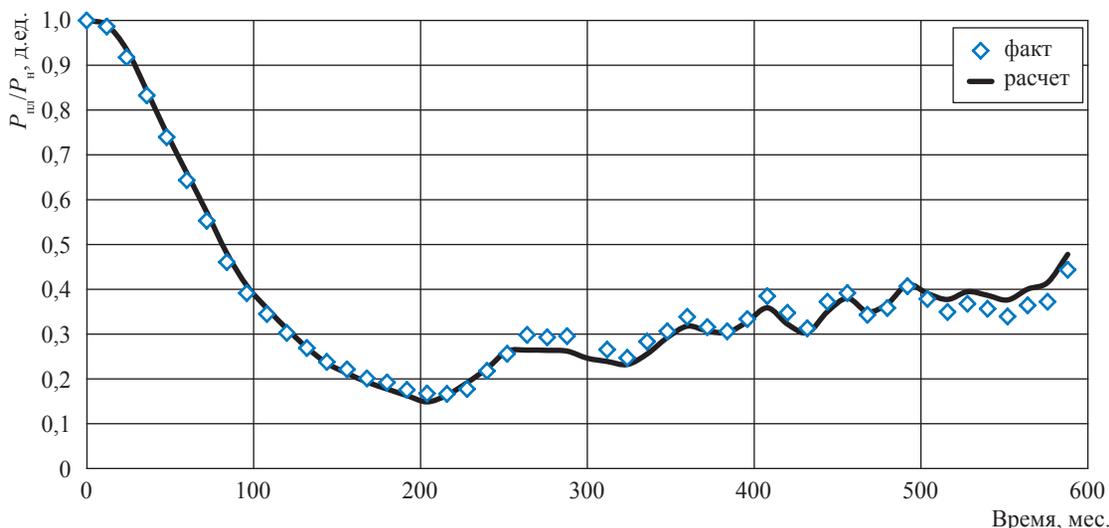


Рис. 2. Результаты адаптации цифровой модели по пластовому давлению в периоды разработки ГКМ и эксплуатации ПХГ

Полученные результаты показали, что для соответствия рассчитанному значению Q_v размер водоносной области пласта в гидродинамической модели должен в 12 раз превышать размер его газоносной части. Кроме того, по данным замеров уровней воды в пьезометрических скважинах отмечено неравномерное продвижение воды по площади при отборе газа из ПХГ. Поэтому объем аквифера по периметру модели был распределен неравномерно.

Последующая адаптация цифровой гидродинамической модели для периодов разработки ГКМ и эксплуатации ПХГ на основе полученных параметров аквифера позволила добиться удовлетворительного согласования всех расчетных технологических показателей с фактическими. В качестве примера на рис. 2 приведено сравнение расчетной и фактической динамики пластового давления.

Таким образом, предварительный анализ данных геолого-промыслового контроля эксплуатации ПХГ (динамики пластового давления, уровней воды в пьезометрических скважинах) аналитическими методами позволяет создать физически обоснованную цифровую гидродинамическую модель ПХГ в источенном ГКМ, а также существенно сократить

длительность процедуры ее адаптации. По полученным параметрам аквифера далее нетрудно определить потери защемленного газа в разных по объемам циклах с разной продолжительностью сезонов закачки-отбора газа и в результате оптимизировать активный объем ПХГ.

Список литературы

1. Peng D.Y. A new two-constant equation of state / D.Y. Peng, D.B. Robinson // *Ind. Eng. Chem. Fundam.* – 1976. – Т. 15. – С. 59–64.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
3. Пономарёв А.И. Прогнозирование обводнения фонда добывающих скважин на крупных газовых месторождениях / А.И. Пономарёв, А.И. Шаяхметов // *Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 76–85. – (Вести газовой науки).
4. Fetkovich M.J. A Simplified approach to water influx calculations – finite aquifer systems / M.J. Fetkovich // *J. Pet. Tech.* – Июль 1971. – Т. 23. – Вып. 7. – С. 814–828.

Analytical substantiation of aquifer parameters at adjustment of a digital model simulating underground gas storages in depleted gas-condensate fields

A.I. Ponomarev^{1*}, I.V. Vladimirov¹, Yu.V. Kalinovskiy¹, A.I. Shayakhmetov¹, Ye.F. Moiseyeva¹, V.L. Malyshev¹

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Bld. 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation

* E-mail: pnmrv@mail.ru

Abstract. There are 26 functioning underground gas storages (UGS) in Russian Federation, and 17 of them are located in the depleted gas and gas-condensate fields (GCFs). The active amount of a UGS created in a depleted GCF is affected not only by the terminal gas-saturated volume of a deposit in the end of its operation, but in many respects by the dimensions and structure of an aquifer basin and by the extent of hydrodynamic ties with this basin. The paper studies adjustment of a digital hydrodynamic model for a depleted-GCF-based UGS. Correlation between the average-weighted pore pressure and the cumulative production is analyzed using the supercompressibility factor of a gas-condensate mixture calculated by the Peng–Robinson equation of state. The volume of water which penetrated into the deposit was calculated through the material balance equation, and it became a foundation for estimation of a water-bearing area dimensions by the method of Fetkovich. It is shown that the preliminary analytical analysis of data collected in course of the geological field control of UGS operation (namely, dynamics of pore pressure, water levels in the piezometric wells) affords to create a physically grounded digital simulator of a UGS in a depleted GCF, and to shorten a procedure of its adjustment.

Keywords: UGS, aquifer, hydrodynamic model, seam pressure.

References

1. PENG, D.Y. and D.B. ROBINSON. A new two-constant equation of state. *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 1976, vol. 15, pp. 59–64. ISSN 0196-4313.
2. ZAKIROV, S.N. *Development of gas, gas-condensate and oil-gas-condensate fields* [Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Struna, 1998. (Russ.).
3. PONOMAREV, A.I. and A.I. SHAYAKHMETOV. Forecasting waterflooding of production wells in large gas fields [Prognozirovaniye obvodneniya fonda dobuvayushchikh skvazhin na krupnykh gazovykh mestorozhdeniyakh]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Important to study hydrocarbon reservoir: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, pp. 76–85. (Russ.).
4. FETKOVICH, M.J. A Simplified approach to water influx calculations – finite aquifer systems. *J. Pet. Tech.* July 1971, vol. 23, is. 7, pp. 814–828. ISSN 0149-2136.

УДК 622.279.8

Процессы переработки газового конденсата с повышенным содержанием ртути

С.Н. Шевкунов

ПАО «Новатэк», Российская Федерация, 119415, г. Москва, ул. Удальцова, д. 2
E-mail: Shevkunov@novatek.ru

Тезисы. Перегонка нефти и газового конденсата с получением прямогонных фракций – один из самых изученных и отработанных технологических процессов. Однако постоянное ужесточение требований к качеству прямогонных фракций подталкивает переработчиков к поиску и развитию новых технических решений, позволяющих повышать конкурентные преимущества получаемой продукции. При этом особое внимание уделяется ограничению содержания вредных примесей, наличие которых может не только негативно отразиться на стоимости товарной продукции, но и ограничить поставщику доступ на международный рынок.

В статье рассматриваются новые технологические решения в области переработки газового конденсата с повышенным содержанием ртути на установке фракционирования газового конденсата в ООО «Новатэк – Усть-Луга».

Газовый конденсат является существенным ресурсом жидкого углеводородного сырья. В настоящее время только в России суммарная добыча газового конденсата составляет 25...28 млн т в год, что в среднем соответствует примерно 40 г/м³ добываемого газа [1]. Более половины газовых конденсатов перерабатывается совместно с нефтями на нефтеперерабатывающих заводах. В большинстве случаев из-за малых ресурсов газового конденсата это оправданно. При этом уникальные физико-химические свойства газового конденсата никак не используются ни для получения специальных нефтепродуктов, ни для повышения технических и экономических показателей производства, которых можно было бы достичь при отдельной переработке [2, с. 158–172], поскольку, благодаря высокому содержанию бензиновых фракций и низкой концентрации вредных примесей, переработка газового конденсата примерно в 1,5 раза экономичнее первичной переработки нефти по получаемым продуктам.

В России имеется несколько газоконденсатоперерабатывающих заводов, предназначенных только для переработки газовых конденсатов различных месторождений. Одним из самых последних в 2013 г. в эксплуатацию запущен комплекс по перевалке и фракционированию газового конденсата ООО «Новатэк – Усть-Луга» в морском торговом порту Усть-Луга (рис. 1). Суммарная производительность комплекса, состоящего из двух очередей, составляет 6 млн т в год по стабильному газовому конденсату.

Товарной продукцией комплекса являются прямогонные фракции¹:

- легкая нефтя (НК...100 °С);
- тяжелая нефтя (70...170 °С);
- авиационный керосин (150...250 °С);
- газойль (200...320 °С);
- судовое топливо (230 °С...КК).

Согласно проектным решениям (рис. 2) сырье (стабильный газовый конденсат) подается в колонну отбензинивания 1, из которой в качестве дистиллята отгоняется фракция нестабильной легкой нефти. Стабилизация фракции легкой нефти осуществляется в колонне 3. Кубовый продукт колонны 1 подается на фракционирование в атмосферную колонну 2. С промежуточных тарелок по высоте атмосферной колонны отводятся газойль и авиационный керосин, качество которых доводится до товарных показателей в колоннах-стриппингах 4. Сверху и снизу атмосферной колонны

Ключевые слова: газовый конденсат, перегонка, извлечение ртути, концентрация вредных примесей.

¹ НК – начало кипения, КК – конец кипения.



Рис. 1. Установка фракционирования газового конденсата

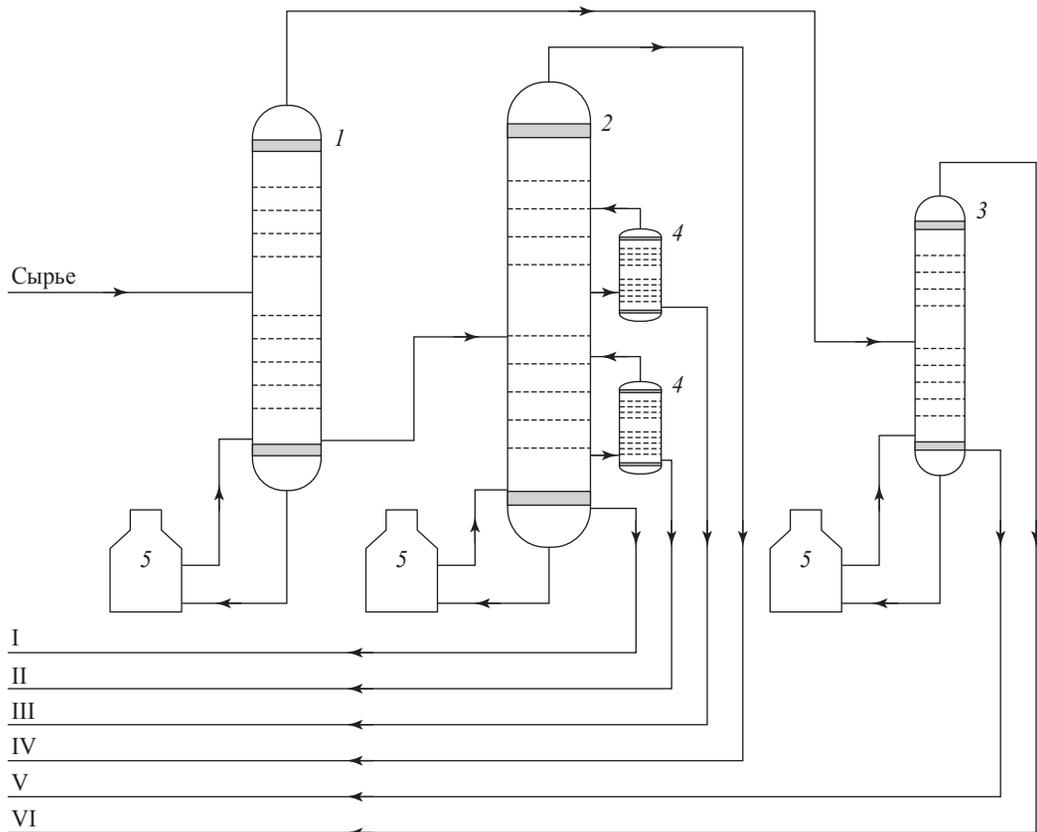


Рис. 2. Принципиальная схема установки фракционирования стабильного газового конденсата: 1 – колонна отбензинивания; 2 – атмосферная колонна; 3 – колонна стабилизации; 4 – колонны-стриппинги; 5 – огневые подогреватели; I – судовое топливо; II – газойль; III – авиационный керосин; IV – тяжелая нефтя; V – легкая нефтя; VI – бутан технический

соответственно отводятся тяжелая нефтя и судовое топливо.

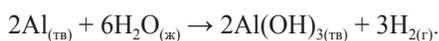
Выделяемые при первичной перегонке газового конденсата бензиновые и керосиновые прямогонные фракции не являются товарным топливом, так как по показателям качества не отвечают требованиям стандартов и технических условий. К примеру, фракция газойля содержит повышенное количество сернистых соединений и парафина. Поэтому для придания товарных свойств эти фракции подвергают дополнительному облагораживанию на специализированных установках. К таким процессам можно отнести изомеризацию, риформинг, депарафинизацию и гидроочистку [3]. Как правило, установки, осуществляющие эти процессы, имеются на всех заводах глубокой переработки углеводородного сырья. Поэтому неполное соответствие прямогонных фракций техническим условиям содержания серы и парафинов хоть и отражается на стоимости этих продуктов, но не является критичным.

Совершенно иная ситуация складывается, когда речь идет о вредных примесях, таких как ртуть. Большинство отечественных стандартов и технических условий не предъявляют требований к содержанию ртути в нефти. Однако применительно к экспортным поставкам этот вопрос возникает вполне определенно. Максимально допустимым принято считать содержание ртути не более 10 млрд⁻¹. Это требование постоянно ужесточается, и теперь желательными считаются следующие концентрации ртути:

- ≤ 1 млрд⁻¹ для легкой нефти;
- ≤ 3 млрд⁻¹ для тяжелой нефти.

Такие мизерные предельные концентрации заставляют задуматься, чем же так опасна ртуть?

Ртутная коррозия. На большинстве заводов по переработке нефти имеется теплообменное и прочее оборудование с алюминиевыми элементами. Если на алюминии поврежден оксидный слой, то ртуть образует с ним амальгаму (сплав металла со ртутью). Свежий алюминий с амальгамой на его поверхности бурно реагирует с влагой рабочей среды:



Энтальпия этой химической реакции равна -418 кДж/моль. В результате реакции гидроксид алюминия образуется до тех пор, пока не закончится весь алюминий или вся ртуть.

Отравление катализаторов. Механизм отравления заключается в блокировке активных участков поверхности катализатора²: *d*-электроны ртути участвуют в образовании интерметаллической связи между ртутью и активными центрами поверхности катализатора с образованием меркуридов. Вначале происходит блокировка активной поверхности катализатора ядами, после чего активность катализатора уменьшается пропорционально количеству адсорбированного яда. При больших концентрациях ртути ее адсорбция происходит повторно на ранее дезактивированных участках.

Ртуть естественным образом присутствует в газовом конденсате и природном газе большинства месторождений. Содержание ртути в последние годы неизменно растет, главным образом из-за того что в разработку газовых месторождений все больше вовлекаются ачимовские горизонты, конденсаты которых характеризуются повышенным содержанием ртути.

Появление ртути в системе трубопроводов и технологического оборудования в значительной степени определяется ее способностью адсорбироваться на поверхности металлов. В том случае, когда длина транспортных трубопроводов от объектов добычи до объектов переработки составляет сотни километров, появление ртути в переработке может быть зафиксировано через недели, а то и месяцы. Зато когда осуществляется поршневание магистральных трубопроводов, концентрация ртути резко увеличивается в разы. Также способствует десорбции ртути повышенное содержание водометанольного раствора и метана в транспортируемом газовом конденсате.

Кроме того, ситуация с содержанием ртути осложняется тем, что при фракционировании газового конденсата распределение ртути по фракциям осуществляется неравномерно. Примерно 80 % ртути остается в тяжелой нефти. Поэтому если в исходном газовом конденсате содержится 1,5 млрд⁻¹ ртути, то после фракционирования концентрация ртути в тяжелой нефти составит приблизительно 3 млрд⁻¹.

Ртуть может присутствовать в углеводородах в различных формах:

- элементарной (Hg⁰). Встречается наиболее часто. Обладает высокой растворимостью в углеводородах;

² См. Справочник нефтехимика / под ред. С.К. Огородникова. – Л.: Химия, 2004. – Т. 2. – С. 164.

- органической (например, диметилртуть $(\text{CH}_3)_2\text{Hg}$). Часто встречается в тяжелых фракциях газового конденсата. Растворима в углеводородах;

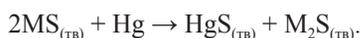
- ионной (HgCl_2). Обладает высокой растворимостью в воде и низкой в углеводородах;

- частиц, т.е. ртути, адсорбированной на нерастворимых частицах, например ржавчины. Нерастворима. Отделяется обычной фильтрацией. (Далее рассматриваться не будет.)

Определением типа ртути и разработкой основных технических решений по ее извлечению занимается весьма ограниченное количество компаний, самыми известными из которых являются японская фирма JGC и французская фирма Axens. JGC и Axens, как правило, вначале проводят комплексную исследовательскую работу, в результате которой выясняется не только тип ртути, но и распределение ртути по технологическим потокам. Затем на основании результатов таких исследований разрабатываются основные технические решения.

Среди всех типов ртути проще всего извлечь элементарную ртуть. Для извлечения элементарной ртути используется адсорбция на смешанных сульфидах металлов. Следует отметить, что в случае органической и ионной ртути адсорбция неэффективна.

При адсорбции удаление ртути происходит по следующей реакции:



В процессе реакции элементарная ртуть связывается в виде стабильного сульфида ртути. Таким образом, последующее высвобождение ртути становится невозможным, что делает выгрузку отработанного адсорбента экологически безопасным процессом.

Поскольку адсорбент поставляется и загружается в сульфидированной форме, при контакте с кислородом воздуха он саморазогревается, поэтому загрузку следует проводить в атмосфере инертного газа (азота) рукавным методом. Конструкция самого десорбера является типовой для такого вида оборудования. Рабочие параметры десорбера:

- 0,2...3,0 – скорость движения жидкого потока нефти, м/с;

- 0...80 – температура, °С;

- 0,05...1,00 – давление, МПа.

В случае применения адсорбции помимо типа извлекаемой ртути имеются и другие

ограничения, обусловленные наличием в углеводородах адсорбционных ядов и нежелательных примесей:

- кислорода (O_2). Присутствие кислорода может привести к сильно экзотермической реакции окисления сульфида металла, которая в свою очередь приведет к сокращению поглотительной способности и срока службы адсорбента. Максимально допустимая концентрация кислорода составляет 0,1 % об. Это также относится к продувке адсорбента азотом;

- аминов (триазинов). Реагируют с активным веществом адсорбента, вызывая сокращение поглотительной способности, снижение прочности. Возможно изменение цвета очищаемой нефти;

- хлоридов. Приводят к снижению механической прочности и сокращению поглотительной способности адсорбента;

- мышьяка (As). Сокращает поглотительную способность и срок службы адсорбента.

При значительном содержании указанных примесей блок адсорбционного извлечения ртути следует дополнить десорбером (рис. 3). Исходная нефть поступает в верхнюю часть десорбера 1, в качестве которого может быть использована насадочная, тарельчатая или барботажная колонна, заполненная кольцами Рашига или Палля, седлами Intaflox или Берля, насадками Goodloe. В нижнюю часть десорбера подается десорбирующий газ, например азот или метан. Газ и жидкость, двигаясь в противотоке друг к другу, контактируют на поверхности наполнителя десорбера, при этом ртуть переходит из жидкости в газ и вместе с ним отводится сверху десорбера. Очищенная от ртути нефть выводится снизу десорбера.

Рабочая температура десорбера составляет от 80 до 120 °С, а избыточное давление – 0,01...0,05 МПа. Соотношение потоков газа и жидкости составляет от 0,05 до 2,0 килограммов газа на килограмм жидкости. Газ из десорбера 1 направляется в сепаратор 4. Жидкость из сепаратора очищается в жидкостном адсорбере 2 (типовой, см. ранее). Очищенная жидкость из адсорбера 2 смешивается с основным потоком нефти.

Часть обогащенного ртутью газа из сепаратора 4 сбрасывается на факел, другая (основная) часть направляется в газовый адсорбер 3, который заполнен сульфидом меди (в качестве носителя используются оксид алюминия или цеолит). Скорость очищаемого

от ртути газового потока должна находиться в пределах $0,2 \dots 0,6$ м/с, рабочая температура в адсорбере – в пределах $0 \dots 80$ °С, избыточное давление – в диапазоне $0,01 \dots 0,10$ МПа. Очищенный от ртути газовый поток возвращается в десорбер.

Для того чтобы из нефти извлечь органическую или ионную ртуть, сначала их необходимо перевести в элементарную форму. Затем извлечение ртути осуществляется способом, аналогичным описанному ранее [4]. Принципиальная схема соответствующей установки изображена на рис. 4.

Исходная нефть поступает в реактор преобразования ртути *1*. В качестве реактора может

быть использована каталитическая колонна, заполненная катализатором на основе таких металлов, как железо, никель, кобальт, молибден, вольфрам и палладий. Носителями выступают оксид алюминия, цеолит или активированный уголь. Особо предпочтительны катализаторы на основе активированного угля (товарная марка MR-14). Преимущество MR-14 заключается в том, что ртутное соединение может быть превращено в элементарную ртуть без использования водорода.

Рабочие параметры реактора:

- $140 \dots 250$ – температура, °С;
- $0,2 \dots 2,0$ – давление, МПа;
- ≤ 5 – время пребывания в реакторе, мин.

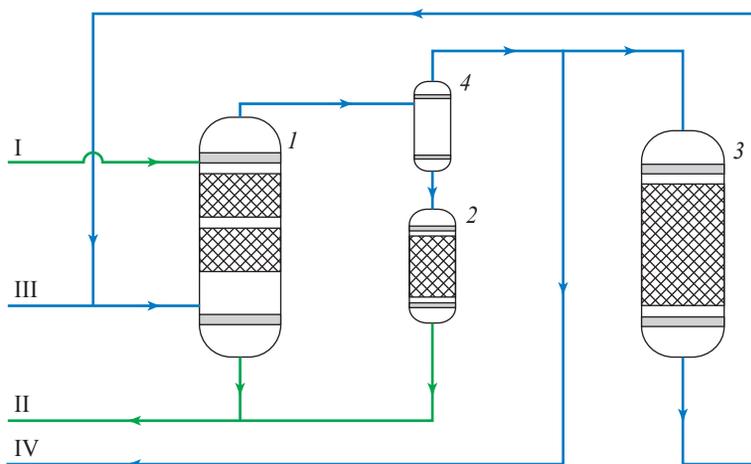


Рис. 3. Схема блока адсорбционного извлечения элементарной ртути с повышенным содержанием адсорбционных ядов: *1* – десорбер; *2* – жидкостной адсорбер; *3* – газовый адсорбер; *4* – сепаратор; *I* – нефть на очистку; *II* – очищенная нефть; *III* – десорбирующий газ (подпитка); *IV* – сбросной газ

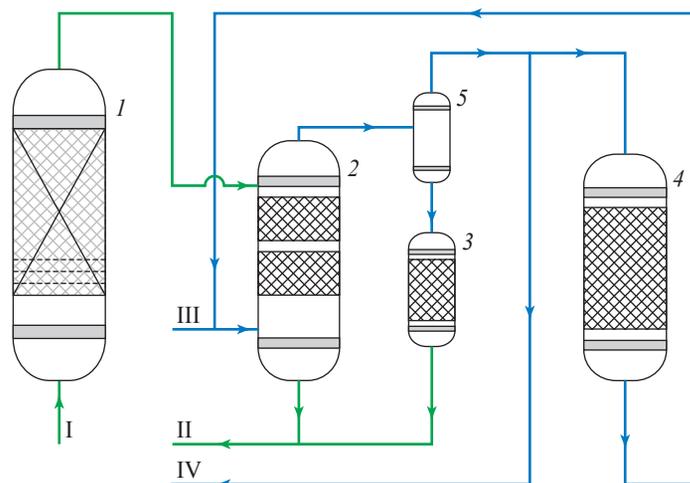


Рис. 4. Схема блока извлечения ионной и органической ртути: *1* – реактор; *2* – десорбер; *3* – жидкостной адсорбер; *4* – газовый адсорбер; *5* – сепаратор; *I* – нефть на очистку; *II* – очищенная нефть; *III* – десорбирующий газ (подпитка); *IV* – сбросной газ

В реакторе ионная и органическая ртуть, содержащаяся в нефти, превращается в элементарную. Далее нефть поступает в десорбер, где из нее отдувается элементарная ртуть. Очищенная нефть выводится на товарный склад, а газ десорбции разделяется на жидкую и газовую фазы в сепараторе 5. Затем основная часть газовой фазы очищается от ртути в газовом адсорбере 4 и возвращается в десорбер 2, а жидкая фаза направляется в жидкостной десорбер 3, откуда, будучи уже очищенной от ртути, вливается в основной поток товарной нефти.

Еще один вариант технологической схемы предполагает наличие в составе нефти смеси элементарной, ионной и органической ртути, причем содержание элементарной ртути значительно. В данном случае перед реактором преобразования необходимо установить десорбер элементарной ртути, для того чтобы разгрузить реактор и предотвратить последовательные реакции элементарной ртути (рис. 5).

В целом все перечисленные выше технические решения способны пусть не полностью,

но значительно снизить концентрации ртути независимо от ее типа. В компании «Новатэк» с целью выбора оптимальной технологии извлечения ртути было принято решение о проведении на первом этапе исследовательской работы для определения типа ртути в исходном стабильном газовом конденсате (СК) и продуктах его переработки (легкой и тяжелой нефти). Результаты работы представлены в таблице и на рис. 6.

Общее содержание ртути в СК составило $1,6 \text{ млрд}^{-1}$ по массе. Наличия элементарной ртути в СК не обнаружено, присутствовали только ионные соединения. В легкой нефти обнаружено незначительное содержание ионной ртути. В кубовом продукте колонны отбензинивания содержалась элементарная ртуть в концентрации $2,3 \text{ млрд}^{-1}$. Тяжелая нефть, представляющая собой дистиллят колонны атмосферной перегонки, содержала только элементарную ртуть в концентрации $3,7 \text{ млрд}^{-1}$. Результаты исследовательской работы приводят к выводу, что ионная ртуть, содержащаяся в конденсате, превращается в элементарную ртуть путем термического распада.

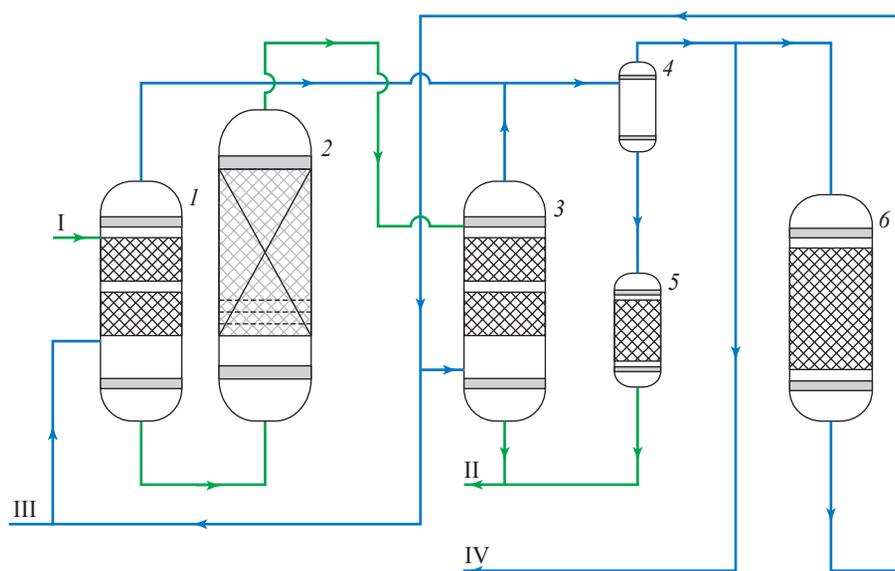


Рис. 5. Схема блока извлечения ртути смешанного типа: 1 – реактор; 2, 3 – десорберы; 4 – сепаратор; 5 – жидкостной адсорбер; 6 – газовый адсорбер; I – нефть на очистку; II – очищенная нефть; III – десорбирующий газ (подпитка); IV – сбросной газ

Содержание ртути в исходном СК и продуктах его переработки

Рабочая среда	Концентрация ртути, млрд^{-1}	
	элементарная ртуть	ионная ртуть
СК	–	1,6
Кубовый продукт колонны отбензинивания (К-101)	< 1	2,3
Легкая нефть	–	< 1
Тяжелая нефть	3,7	–

В колонне отбензинивания 1 вследствие низкой температуры преобразования ртути не происходит. Практически вся ртуть концентрируется в нижнем потоке куба колонны. В колонне атмосферной перегонки 2 при температуре свыше 300 °С практически вся ионная ртуть преобразуется в элементарную и в составе тяжелой нефти направляется на стабилизацию, а затем на товарный склад.

Знание типа присутствующей ртути позволяет сделать однозначный выбор технологии ее извлечения. Как отмечено ранее, оптимальный способ извлечения элементарной ртути – адсорбция. При этом очистке будет подвергаться только тяжелая нефть.

Для того чтобы окончательно определиться с выбором технического решения, необходимо выяснить, имеются ли в составе тяжелой нефти адсорбционные яды, наличие которых может привести к значительному сокращению службы адсорбента. На рис. 7 приведена принципиальная схема установки, предназначенной для определения концентрации адсорбционных ядов. Принцип работы установки основан на циркуляции вначале эталонной, а затем рабочей среды через колонну, заполненную адсорбентом. Общая высота слоев адсорбента составляет 400 мм. Постоянная объемная скорость перекачиваемой среды обеспечивается специальным дозирующим устройством.

Концентрация адсорбционных ядов определяется по скорости предельного насыщения адсорбента, последняя в свою очередь устанавливается по концентрациям ртути, измеренным при послыном отборе проб. Принято, что предельное насыщение адсорбента наступает, когда концентрация ртути в рабочей среде на выходе из слоя достигает 1 млрд⁻¹.

Адсорбционные испытания для тяжелой нефти проводились в течение 338 ч. Предельное насыщение адсорбента за это время переместилось на участок адсорбента высотой 50...60 мм. Данный результат свидетельствует, что ингибирования адсорбции практически не наблюдается.

Для сравнения подобные испытания проводились и в отношении легкой нефти. Предельное насыщение адсорбента было достигнуто на участках адсорбента высотой 200 мм (на 21-м часу) и 340 мм (на 45-м часу) (рис. 8). Это показывает высокую скорость достижения предельных значений насыщения

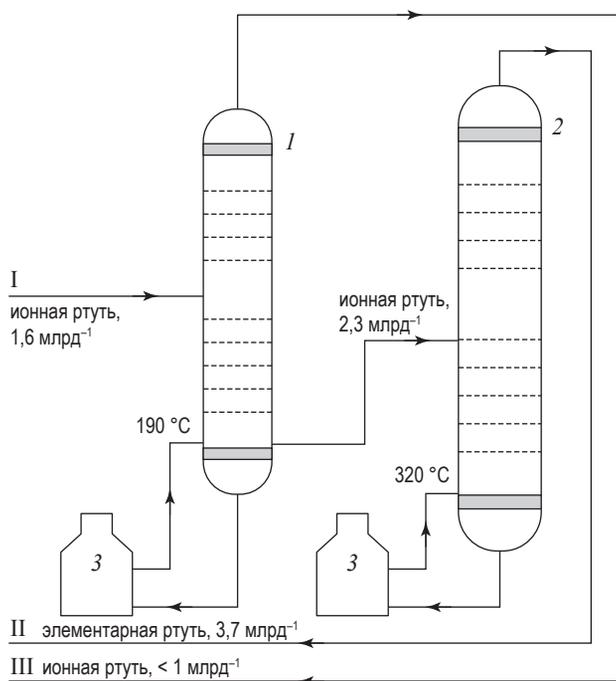


Рис. 6. Схема распределения ртути по потокам установки фракционирования СК: 1 – колонна отбензинивания; 2 – колонна атмосферной перегонки; 3 – огневые подогреватели; I – СК; II – тяжелая нефть; III – легкая нефть

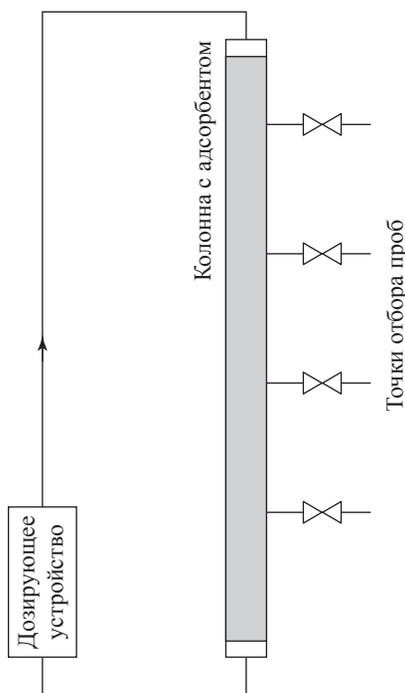


Рис. 7. Установка определения адсорбционных ядов

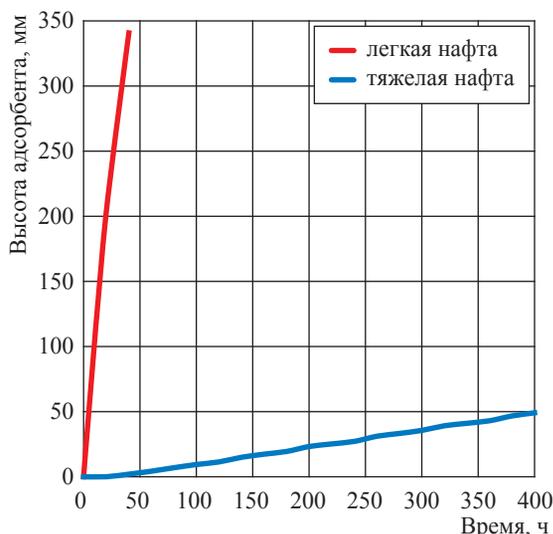


Рис. 8. Предельные значения насыщения адсорбента легкой и тяжелой нефти

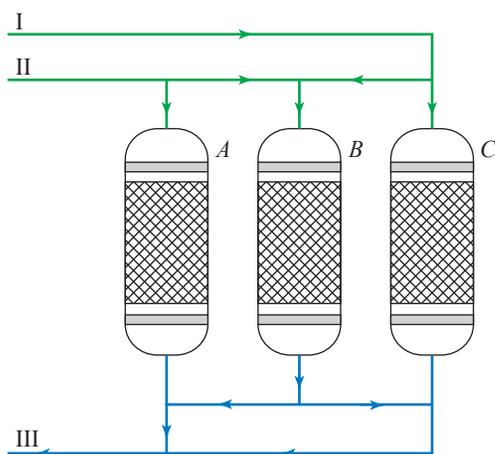


Рис. 9. Схема блока адсорбционного извлечения элементарной ртути: A, B, C – адсорберы; I, II – исходная тяжелая нефть с первой и второй технологических линий фракционирования стабильного газового конденсата; III – очищенная от ртути тяжелая нефть, направляемая на товарный склад

адсорбента, что подтверждает наличие ингибирования адсорбции.

Высокую степень ингибирования адсорбента в легкой нефти можно объяснить тем, что в колонне отбензинивания помимо бутана с легкой нефтью извлекается также и водная фаза, содержащая различные солевые включения, которые, собственно, и являются адсорбционными ядами.

По итогам исследовательской работы получены следующие результаты:

- в исходном стабильном конденсате содержится ионная ртуть;
- в процессе фракционирования стабильного конденсата практически вся ртуть переходит в состав тяжелой нефти;
- в процессе фракционирования вся ионная ртуть в составе тяжелой нефти претерпевает термические превращения и переходит в элементарную форму;
- тяжелая нефть практически не содержит адсорбционных ядов.

На основании представленных данных для извлечения ртути в ООО «Новатэк – Усть-Луга» был принят процесс адсорбционной очистки тяжелой нефти сульфидами металлов (рис. 9). Согласно данной схеме адсорберы A и B являются основными. Адсорбер C используется в случае замены адсорбента и/или при отказе основных адсорберов. Средний срок службы адсорбера между перегрузками адсорбента составляет около двух лет.

Реализация данной схемы извлечения ртути позволит компании при относительно малых капитальных затратах гарантированно извлечь ртуть и тем самым улучшить или сохранить качество товарной продукции за счет низких концентраций вредных примесей.

Список литературы

1. Тараканов Г.В. Глубокая переработка газовых конденсатов / Г.В. Тараканов. – Астрахань: Астраханьгазпром, 2007. – 3 с.
2. Чуракаев А.М. Газоперерабатывающие заводы. Технологические процессы и установки / А.М. Чуракаев. – М.: Химия, 1971.
3. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, 2004.
4. Пат. 2389752 RU. Установка для удаления ртути из жидкого углеводорода / патентообладатели: Джей Джи Си корпорейшн (JP), Секиусиген Кайхацу Кабусики Кайся (JP); изобретатели: Сибуй Хиромицу (JP), Саго Казуо (JP), Ямагути Йосиюки (JP), Кака Сенитиро (JP); заявл. 10.02.2006, № 2007126478/15; приоритет: 24.02.2005, № JP 2005-048581; опубл. 20.05.2010, бюл. № 14.

Refining of gas condensate with hyperconcentration of mercury

S.N. Shevkunov

Novatek PJSC, Bld. 2, Udaltsova street, Moscow, 119415, Russian Federation
E-mail: Shevkunov@novatek.ru

Abstract. Refining of petroleum and gas condensate with output of once-run fractions is one of the well-studied and proven technologies. Nevertheless, permanent clamping down of quality standards for once-run fractions make toll manufacturers look for fresh engineering solutions, which will rise competitive advantages of final products. At that, special attention is paid to elimination of injurious additives amount. High concentrations of these additives could both negatively affect the price of products, and limit the access of a vendor to the global market.

The paper reveals few state-of-art technologies aimed at refining of gas condensate with hyperconcentrations of mercury using a fractioning plant in the Novatek – Ust-Luga LLC.

Keywords: gas condensate, refining, mercury recovery, concentration of injurious additives.

References

1. TARAKANOV, G.V. *Deep refining of gas condensates* [Glubokaya pererabotka gazovykh kondensatov]. Astrakhan: Astrakhangazprom, 2007. (Russ.).
2. CHURAKAYEV, A.M. *Gas processing plants. Technological processes and equipment* [Gazopererabatyvayushchiye zavody. Tekhnologicheskiye protsessy i ustanovki]. Moscow: Khimiya, 1971. (Russ.).
3. MANOVYAN, A.K. *Technique for processing natural energy carriers* [Tekhnologiya pererabotki prirodnykh energonositeley]. Moscow: Khimiya, 2004. (Russ.).
4. JGC CORPORATION. SEKIYUSHIGEN KAIHATSU KK. *Plant for removing mercury from liquid hydrocarbon*. Inventors: Hiromitsu SHIBUYA, Kazuo SATO, Yoshiyuki YAMAGUCHI, Senichiro KAKU; 20 May 2010. Appl: 10 February 2006. Priority date: 24 February 2005. RU 2389752.

УДК 622.279.5

Планирование интенсификаций притока газа к скважинам в карбонатных коллекторах

В.Н. Чельцов^{1*}, Т.В. Чельцова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: интенсификация притока, солянокислотная обработка, карбонатные низкопроницаемые резко неоднородные коллекторы, георыхление, призабойная зона.

Тезисы. Интенсификация притока газа к скважинам в карбонатных коллекторах может быть достигнута обработкой призабойной зоны скважины кислотным раствором или механическими способами. В первом случае проницаемость обработанных коллекторов возрастает в результате растворения части породы и удаления ее из пласта, во втором – за счет увеличения проводящих каналов (дополнительная перфорация), удаления части породы (бурение боковых стволов, кислотоструйное бурение), наведения искусственной трещиноватости (направленная разгрузка пласта – георыхление, в том числе в сочетании с применением вибрационных технологий). При этом требуется оптимизация параметров указанных мероприятий: при солянокислотных обработках (СКО) – объемов закачки кислотного раствора, повторяемости обработок, удаленности проникновения раствора, скорости и давления закачки; при механических способах – плотности дополнительной перфорации, числа и длины боковых отводов и др.

Следует признать, что в настоящее время теоретические основы планирования СКО или других мероприятий по повышению продуктивности скважин в карбонатных низкопроницаемых резко неоднородных коллекторах отсутствуют. Порядок проведения указанных мероприятий основывается на ранее принятых критериях, не соответствующих условиям конкретного месторождения или некорректных, либо на современных необоснованных допущениях.

В данной работе предлагается рассмотреть ряд критериев планирования СКО, вытекающих из расчета эффективности СКО по разработанной упрощенной формуле.

Солянокислотные обработки (СКО) призабойных зон скважин в карбонатных коллекторах проводятся с целью растворения породы, в результате чего возрастает проницаемость пород призабойных зон и увеличивается продуктивность скважин. При работе скважины основные потери давления в пласте от контура дренирования до входа газа в ствол скважины происходят вблизи этого ствола. С удалением от ствола градиенты давления резко снижаются. В связи с этим наиболее эффективно в первую очередь растворять породу вблизи стенок скважины. Однако нужно иметь в виду, что, во-первых, эффективность таких интенсификаций будет снижаться с проведением каждой следующей интенсификации и, во вторых, с какого-то момента их положительное воздействие может блокироваться следующим участком пласта, который не подвергался обработке. Следовательно, на втором этапе проведения интенсификаций в таких случаях следует предусмотреть несколько более глубокое проникновение кислоты по пласту и т.д.

Снижение потерь давления в призабойной зоне может быть достигнуто механическими способами: дополнительной перфорацией ствола скважины в интервале газонасыщенных коллекторов, в том числе не обсаженного эксплуатационной колонной, бурением боковых стволов, применением вибрационных технологий и др. При этом требуется оптимизировать максимальную плотность перфорации и длину ствола.

Перспективным способом увеличения продуктивности скважины является провацирование растрескивания карбонатной породы вблизи ствола скважины. С этой целью удаляется часть породы вблизи стенки ствола скважины (с применением фрезерного и расширяющего инструмента и т.п.) с последующей максимальной разгрузкой пласта в призабойной зоне.

Проведение СКО и бурение боковых стволов (туннелирование) также могут рассматриваться как нарушение целостности пород вблизи ствола скважины. Применение

в этих случаях технологии «георыхления» (направленной разгрузки пласта) способно существенно увеличить эффективность СКО и туннелирования призабойной зоны, особенно в сочетании с вибрационными технологиями.

Для инициирования процесса растрескивания пород объем выемки породы должен соответствовать максимальной разгрузке пласта, которую можно создать на данной скважине. Необходимый объем выемки породы резко увеличивается с удалением от стенки ствола скважины, во-первых, в связи с ростом общего объема породы (пропорционально квадрату расстояния от стенки ствола), во-вторых, в связи с резким снижением возможной степени разгрузки пласта в этой области. Исходя из этого вряд ли целесообразно загонять кислоту дальше в пласт или бурить более длинные стволы. Вероятнее всего, более эффективный способ – сделать на скважине, например, несколько коротких боковых отводов вместо одного, равного по протяженности суммарной длине коротких отводов.

Следует признать, что в настоящее время теоретические основы планирования СКО или других мероприятий повышения продуктивности скважин в карбонатных низкопроницаемых резко неоднородных коллекторах отсутствуют. Планирование проведения таких геологических мероприятий (ГТМ) основывается либо на ранее принятых критериях, не соответствующих условиям конкретного месторождения или некорректных, либо на современных необоснованных допущениях.

Далее для рассмотрения предлагается ряд критериев планирования СКО, вытекающих из расчетов с использованием предлагаемой базовой (упрощенной) формулы, позволяющей качественно сравнивать эффективности СКО:

$$\alpha_n = \frac{A + \sum_1^n \text{УРК}_i}{A + \sum_1^{n-1} \text{УРК}_i}, \quad (1)$$

где n – количество СКО, проведенных на скважине; α_n – эффективность n -й СКО (отношение дебитов скважины после и до СКО); $\text{УРК} = Q_{\text{к.р}}/h_{\text{эф}}$ – удельный расход кислотного раствора ($Q_{\text{к.р}}$ – объем кислотного раствора, $h_{\text{эф}}$ – эффективная толщина газонасыщенного разреза в пределах интервала перфорации или открытого ствола); A – коэффициент, пропорциональный удельному объему порового

пространства пород, подвергшихся воздействию кислотного раствора, и приведенный в соответствие с объемом кислоты.

Соответствующие работы выполнены по данным проведения СКО на Астраханском газоконденсатном месторождении. По результатам расчета (см. формулу (1)) проанализирована закономерность изменения среднестатистических эффективностей СКО в зависимости от их порядковых номеров и значений УРК. Эффективности рассчитаны для пяти СКО по шести вариантам задания значений УРК при суммарном УРК = 10 м³/м (табл. 1–3). Проведено сравнение среднестатистических эффективностей СКО, определенных по фактическим данным (табл. 4), с рассчитанными по формуле (1). Для наглядности сравниваются приросты дебита $\Delta\alpha_n = (\alpha_n - 1) \cdot 100\%$ (см. табл. 1–3).

Коэффициент A определяется по зависимости от УРК, полученной исходя из фактической средней эффективности первичной интенсификации по формуле (1) в диапазоне УРК = 0,294...1,391 м³/м по шести значениям. Значения фактических эффективностей первичных интенсификаций рассчитаны по рекомендованной ранее методике [1]. Зависимости фактической эффективности первичной интенсификации и коэффициента A от УРК показаны в табл. 5 и на рисунке. Как видно, зависимость A от УРК практически линейна. Она хорошо аппроксимируется уравнением

$$A = 0,31407 + 0,32748 \cdot \text{УРК}. \quad (2)$$

Различия фактических и расчетных значений A колеблются в диапазоне +1,46...–1,09 % при УРК = 0,29...0,43 м³/м (см. табл. 5). При более высоких УРК эта разница составляет от +0,5 до –0,65 %.

С использованием уравнения (2) для расчета A по формуле (1) определены эффективности первичных СКО в диапазоне УРК = 0...3,6 м³/м (табл. 6, см. рисунок). Отклонения от фактической эффективности в рассматриваемых шести случаях колеблются от +0,53 до –0,60 %.

В ходе определения эффективности вторичных СКО по ранее показанным шести вариантам распределения УРК коэффициент A рассчитывался по уравнению (2). Для подстановки в формулу (1) значение A определялось

Таблица 1

**Зависимость эффективности СКО от их порядковых номеров и значений УРК,
если A принимается по УРК₁**

Вариант задания УРК	A	n	УРК _{n} , м ³ /м	$\Delta\alpha_n$, %		Погрешность расчета α_n , %
				расчет по формуле (1)	среднее фактическое значение	
1	0,5105	1	0,60	117,53	117,53	0
		2	2,35	211,62	49,0*	+109,14*
		3		67,91	36,53	+22,98
		4		40,44	25,33	+12,06
		5		28,80	15,46	+11,55
		Σ		10,00	466,30	243,85**
2	0,6415	1	1,00	155,87	155,87	0
		2	2,25	137,06	47,0	+61,26
		3		57,82	35,35	+16,60
		4		36,63	24,58	+9,67
		5		26,81	14,93	+10,34
		Σ		10,00	414,19	277,73
3	0,7725	1	1,40	181,23	181,23	0
		2	1,60	73,65	34,00	+29,58
		3		42,41	26,00	+13,02
		4		29,78	16,10	+11,78
		5	3,80	54,50	20,98	+27,71
		Σ	10,00	381,57	278,31	+27,30
4	0,9690	1	2,00	206,40	206,40	0
		2		67,36	42,00	+17,86
		3		40,25	32,40	+5,93
		4		28,70	22,70	+4,89
		5		22,30	13,60	+7,66
		Σ		10,00	365,01	317,10
5	1,2965	1	3,00	231,39	231,39	0
		2	2,00	46,55	42,00	+3,20
		3		31,76	32,40	-0,48
		4		24,11	22,70	+1,15
		5	1,00	9,71	5,20	+4,29
		Σ	10,00	343,52	333,69	+2,27
6	1,6240	1	4,00	246,31	246,31	0
		2	1,50	26,67	31,40	-3,60
		3		21,06	24,00	-2,37
		4		17,39	14,30	+2,70
		5		14,82	9,15	+5,19
		Σ		10,00	326,25	325,16

Примечание. Если вторую СКО считать «первой СКО после солянокислотной ванны (СКВ)», то фактическая эффективность $\Delta\alpha$ примет значение * 135,13 (** 329,98) %, относительное различие расчетного и фактического значений α_n составит * +32,53 (** +31,70) %. Здесь и далее в табл. 2, 3 погрешность расчетных значений α_n (см. 7-й столбец) опре-

деляется по формуле $\delta = \left(\frac{\alpha_{n, \text{расч.}}}{\alpha_{n, \text{факт.}}} - 1 \right) \cdot 100\%$. Например: $\alpha_{n, \text{расч.}} = 3,1162$, $\alpha_{n, \text{факт.}} = 1,49$, $\delta = [(3,1162/1,49) - 1] \cdot 100\% = [2,0914 - 1] \cdot 100\% = 109,14\%$.

тремя возможными способами (с целью выявления наилучшего из них):

1) для всех интенсификаций по УРК первой интенсификации (см. табл. 1);

2) последовательно для каждой следующей интенсификации при росте УРК,

но по максимальному предыдущему значению в случае снижения УРК (см. табл. 2);

3) по сумме УРК с учетом предыдущих интенсификаций (см. табл. 3).

Варианты 1–6 отличаются друг от друга в первую очередь увеличением УРК₁: 0,6; 1,0; 1,4; 2,0; 3,0 и 4,0 м³/м соответственно.

Таблица 2

**Зависимость эффективности СКО от их порядковых номеров и значений УРК,
если A принимается по максимальному УРК**

Вариант задания УРК	A	n	УРК _{n} , м ³ /м	$\Delta\alpha_n$, %		Погрешность расчета α_n , %
				расчет по формуле (1)	среднее фактическое значение	
1	0,5105	1	0,60	117,53	117,53	0
	1,0836	2	2,35	139,58	49,0*	+60,79*
		3		58,26	36,33	+15,92
		4		36,81	25,33	+9,16
		5		26,91	15,46	+9,92
Σ	10,00	379,09	243,85**	+39,33**		
2	0,6415	1	1,00	155,87	155,87	0
	1,0509	2	2,25	109,71	47,0	+42,66
		3		52,31	35,35	+12,53
		4		34,35	24,58	+7,84
		5		25,56	14,93	+9,25
Σ	10,00	377,8	277,73	+26,49		
3	0,7725	1	1,40	181,23	181,23	0
	0,8380	2	1,60	71,49	34,00	+27,98
		3		41,69	26,00	+12,45
		4		29,42	16,10	+11,47
	1,5585	5	3,80	48,98	20,98	+23,14
Σ	10,00	372,81	278,31	+24,98		

Примечания:

- 1) если вторую СКО считать «первой СКО после СКВ», то фактическая эффективность $\Delta\alpha$ примет значение * 135,13 (** 329,98) %, относительное различие расчетного и фактического значений α_n составит * +1,89 (** +11,42) %;
- 2) данные по вариантам 4–6 совпадают с соответствующими данными табл. 1.

Таблица 3

**Зависимость эффективности СКО от их порядковых номеров и значений УРК,
если A принимается по сумме УРК**

Вариант задания УРК	A	n	УРК _{n} ($\sum_{i=1}^n$ УРК _{i}), м ³ /м	$\Delta\alpha_n$, % (абс.)		Погрешность расчета α_n , %
				расчет по формуле (1)	среднее фактическое значение	
1	0,5105	1	0,60 (0,60)	117,53	117,53	0
	1,2801	2	2,35 (2,95)	124,99	49,0*	+51,00*
	2,0497	3	2,35 (5,30)	47,00	36,33	+7,67
	2,8193	4	2,35 (7,65)	28,94	25,33	+2,88
	3,5889	Σ	10,00	339,37	243,85**	+27,78**
2	0,6415	1	1,00 (1,00)	155,87	155,87	0
	1,3784	2	2,25 (3,25)	94,60	47,0	+32,38
	2,1152	3	2,25 (5,50)	41,94	35,35	+4,87
	2,8520	4	2,25 (7,75)	26,94	24,58	+1,89
	3,5889	Σ	10,00	339,19	277,73	+16,27
3	0,7725	1	1,40 (1,40)	181,23	181,23	0
	1,2965	2	1,60 (3,00)	59,34	34,00	+18,91
	1,8205	3	1,60 (4,60)	33,19	26,00	+5,71
	2,3444	4	1,60 (6,20)	23,04	16,10	+5,98
	3,5889	Σ	10,00	335,62	278,31	+15,15

Вариант задания УРК	A	n	УРК _n ($\sum_{i=1}^n$ УРК _i), м ³ /м	Δα _n , % (абс.)		Погрешность расчета α _n , %
				расчет по формуле (1)	среднее фактическое значение	
4	0,9690	1	2,00 (2,00)	206,40	206,40	0
	1,6240	2	2,00 (4,00)	55,19	42,00	+9,29
	2,2790	3	2,00 (6,00)	31,85	32,40	-0,42
	2,9339	4	2,00 (8,00)	18,29	22,70	-3,60
	3,5889	5	2,00 (10,00)	14,72	13,60	+0,98
		Σ	10,00	326,45	317,10	+2,24
5	1,2965	1	3,00 (3,00)	221,39	221,39	0
	1,9515	2	2,00 (5,00)	40,39	42,00	-1,13
	2,6064	3	2,00 (7,00)	26,29	32,40	-4,61
	3,2614	4	2,00 (9,00)	19,49	22,70	-2,62
	3,5889	5	1,00 (10,00)	7,94	5,20	+2,60
		Σ	10,00	315,50	333,69	-4,20
6	1,6240	1	4,00 (4,00)	246,31	246,31	0
	2,1152	2	1,50 (5,50)	24,53	31,40	-5,23
	2,6064	3	1,50 (7,00)	18,50	24,00	-4,44
	3,0976	4	1,50 (8,50)	14,85	14,30	+0,48
	3,5889	5	1,50 (10,00)	12,41	9,15	+2,99
		Σ	10,00	316,6	325,16	-2,01

Примечание. Если вторую СКО считать «первой СКО после СКВ», то фактическая эффективность Δα примет значение * 135,13 (** 329,98) %, относительное различие расчетного и фактического значений α_n составит * -4,31 (** +2,18) %.

Таблица 4

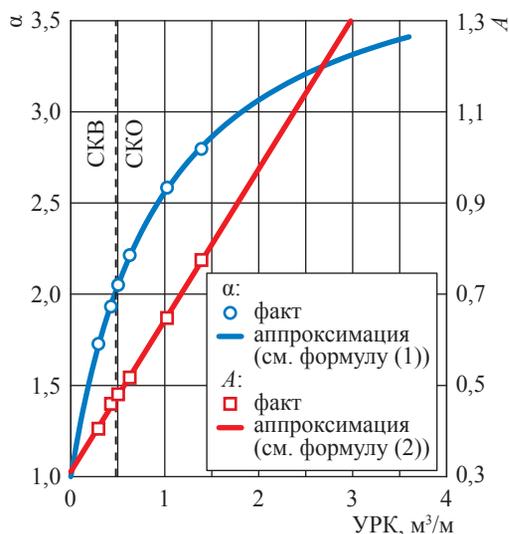
Средние значения α_n (отношение дебитов) в зависимости от УРК, рассчитанные по фактическим данным

УРК, м ³ /м	n					
	1	1 (после СКВ)	2	3	4	5
0	1	1	1	1	1	1
0,2	1,527	1,061	1,026	1,019	1,010	1,006
0,4	1,899	1,188	1,060	1,045	1,017	1,013
0,6	2,175	1,341	1,095	1,073	1,033	1,024
0,8	2,389	1,480	1,153	1,112	1,043	1,038
1,0	2,559	1,609	1,193	1,145	1,060	1,052
1,2	2,697	1,744	1,243	1,182	1,083	1,068
1,4	2,812	1,861	1,288	1,220	1,125	1,082
1,6	2,909	1,970	1,340	1,260	1,161	1,101
1,8	2,992	2,084	1,382	1,292	1,192	1,120
2,0	3,064	2,193	1,420	1,324	1,227	1,136
3,0	3,314	2,645	1,619	1,442	1,302	1,189
4,0	3,463	-	1,780	1,520	1,342	1,215

Таблица 5

Средние эффективности первичных интенсификаций и УРК, рассчитанные по фактическим данным для 20 скважин

УРК, м ³ /м	0,2941	0,4276	0,5040	0,6274	1,0250	1,3908
α	факт	1,7270	1,9314	2,0499	2,2137	2,5832
	расчет по формуле (1)	1,7166	1,9416	2,0520	2,2077	2,5777
	отклонение расчетного значения от фактического, %	-0,60	+0,53	+0,10	-0,27	-0,21
A	расчет по формуле (1)	0,4045	0,4591	0,4800	0,5169	0,6474
	расчет по формуле (2)	0,4104	0,4541	0,4791	0,5195	0,6497
	отклонение расчетного значения от фактического, %	+1,46	-1,09	-0,19	+0,50	+0,36



Зависимость эффективности первичных СКО и СКВ и коэффициента A от удельного расхода кислоты

Таблица 6

Зависимость эффективности первичных интенсификаций от УРК, рассчитанная по формуле (1)

УРК, м ³ /м	α
0	1
0,1	1,288
0,2	1,527
0,3	1,728
0,4	1,899
0,5	2,046
0,6	2,175
0,7	2,288
0,8	2,389
0,9	2,478
1	2,559
1,2	2,697
1,4	2,812
1,6	2,909
1,8	2,992
2	3,064
2,2	3,126
2,4	3,182
2,6	3,231
2,8	3,274
3	3,314
3,2	3,349
3,4	3,382
3,6	3,411

Анализ табл. 1–3 показывает следующее. При УРК, одинаковом для всех пяти СКО (УРК = 2 м³/м, см. вариант 4), значения α , рассчитанные по формуле (1), снижаются для всех трех способов расчета A по мере

роста n . Так, $\alpha_2 < \alpha_1$ на 45...49 % (в относительном выражении; например: способ 1 $(1 + \Delta\alpha_2 / 100) / (1 + \alpha_1 / 100) = 1,6736/3,064 = 0,546$); $\alpha_3 < \alpha_2$ на 15...16 %; $\alpha_4 < \alpha_3$ на 8...10 %; $\alpha_5 < \alpha_4$ на 5...3 %. Расчетные значения α (см. формулу (1)) выше фактических средне-статистических (см. табл. 4): на 18...9 % для второй СКО; 6...0 % для третьей; 5...(-)4 % для четвертой, 8...1 % для пятой; 9,1...1,6 % в среднем. Как видно, большого разброса значений α не наблюдается, а главное, закономерности изменения α в зависимости от n совпадают.

Если УРК последующей интенсификации меньше УРК предыдущей, то разница в значениях α увеличивается по сравнению с вариантом одинаковых УРК. Так, по варианту 6 УРК второй СКО (1,5 м³/м) меньше УРК первой СКО (4,0 м³/м) в 2,67 раза, а эффективность ниже в 2,73...2,78 раза; при равных УРК это отношение равно 1,83...1,97 (см. вариант 4).

Если УРК последующей интенсификации больше УРК предыдущей, то разница в значениях α сокращается по сравнению с вариантом одинаковых УРК, а в некоторых случаях эффективность последующей СКО оказывается выше эффективности предшествующей ей СКО. Так, по варианту 2 УРК второй СКО больше УРК первой СКО в 2,25 раза, а эффективность меньше в 1,08...1,31 раза. По варианту 1 УРК второй СКО больше УРК первой СКО в 3,9 раза и эффективность второй СКО тоже больше эффективности первой в 1,43...1,03 раза.

Применительно к 1-му способу определения A (см. табл. 1) в первом варианте $\alpha_1 = 117,5$ % при УРК₁ = 0,6 м³/м, $\alpha_2 = 211,6$ % при УРК₂ = 2,35 м³/м. В этом варианте вторая СКО близка к «первой СКО после СКВ» при обработке фактических данных (см. табл. 4). Согласно примечанию к табл. 1 $\Delta\alpha$ для «первой СКО после СКВ» составляет 135 %, и тогда относительное различие расчетных и фактических значений эффективности составит: для 1-го способа 32,5 % вместо 109,1 %; для 2-го способа 1,9 % вместо 60,8 %; для 3-го способа (-)4,3 % вместо 51 %. Применительно ко 2-му способу эффективности практически совпадали.

В варианте 3 УРК₅ > УРК₄ в 2,37 раза и $\alpha_5 > \alpha_4$ в 1,19...1,13 раза (для всех способов). Согласно табл. 4 при УРК = 1,6 м³/м $\alpha_4 = 16,1$ %, а при УРК = 3,8 м³/м $\alpha_5 = 21$ %, что больше в 1,04 раза ($1,21 / 1,161 = 1,04$).

Как можно было заметить из приведенного выше сравнения фактических и расчетных

значений α_n , разница между ними возрастает с увеличением разности УРК предыдущих и последующих интенсификаций. Дело в том, что при определении средних фактических эффективностей значения УРК предыдущей и последующей интенсификаций были близкими. Следовательно, корректное сравнение эффективностей может быть проведено только по четвертому варианту.

По четвертому варианту в случае определения коэффициента A по УРК первичной интенсификации (см. способ 1, табл. 1) разница эффективностей расчетной и фактической интенсификаций составляет от 7,7 % (α_5) до 17,8 % (α_2), в среднем 9,1 %. Применительно к определению A по максимальному УРК (см. способ 2, табл. 2) разница эффективностей та же. Для определения A по сумме УРК (см. способ 3, табл. 3) разница эффективностей составляет от +9,3 % (α_2) до -3,6 % (α_4), в среднем +1,6 %.

Сравнение результатов, полученных 1-м и 2-м способами, показывает, что последний явно предпочтительнее. Для способа 2 по первым трем вариантам расхождения значений α_n значительно меньше, чем для способа 1. Если вторую СКО считать «СКО после СКВ», разница значений α_2 в варианте 1 при использовании способа 2 составляет 1,9 % против 32,5 % в первом случае.

Судя по разнице эффективностей СКО, способ 3 в среднем немного лучше способа 2. В то же время по вариантам 5 и 6 разница эффективностей для способа 3 больше, чем для способа 2, а также она больше в первом варианте, если считать вторую СКО «СКО после СКВ»: -4,3 % против +1,9 %. В четвертом варианте (более корректный случай для сравнения) расчетные эффективности со второй по пятую интенсификацию для способа 2 больше фактических в среднем на 9,1 %, а для способа 3 – на 1,6 %, разница составляет всего лишь 7,5 %. Кроме того, следует учесть, что приведенные в табл. 4 эффективности несколько не соответствуют указанным порядковым номерам интенсификаций. В период работы большинства скважин СКВ проводились не только перед первичной интенсификацией, но и между последующими. Поэтому для всех СКО, кроме первичных, фактические значения α_n , приведенные в табл. 4, для указанных порядковых номеров занижены.

Учитывая сказанное и то, что определять коэффициент A по сумме УРК представляется

некорректным, следует в отношении расчета A отдать предпочтение способу 2. Далее анализ и расчеты выполнены при определении коэффициента A вторым способом.

Суммарная эффективность пяти интенсификаций при суммарном УРК = 10 м³/м, рассчитанная по формуле (1), максимальна по варианту 1 и равна 379,1 %, минимальна по варианту 6 – 326,25 % (см. табл. 2 и 1 соответственно). В относительном выражении суммарная эффективность по варианту 6 ниже, чем по варианту 1, на 11 %. Самое большое различие суммарных эффективностей (расчетных и фактических) наблюдается для варианта 1: эффективность, рассчитанная по формуле (1), выше фактической в относительном выражении на 64,7 %. Если вторую СКО считать «первой после СКВ», то разница сокращается до 31,7 %. По варианту 6 эффективности практически совпали – разница составила 0,26 %.

Фактическая суммарная эффективность по варианту 6 (325,2 %) выше, чем по варианту 1 (243,9 %), в относительном выражении на 23,6 %. Если же считать вторую СКО «первой после СКВ», то уже суммарная эффективность $\Delta\alpha$ по варианту 1 будет больше, чем по варианту 6, на 1,1 %, т.е. они практически равны, что представляется вполне логичным.

Расчеты по формуле (1) были использованы также для анализа двух дополнительных обстоятельств.

1. Рассматривались два случая закачки кислотного раствора. В первом случае весь объем кислоты сосредотачивается вблизи ствола скважины. Во втором случае тот же объем кислоты узконаправленно закачивается на большее расстояние. Принимается, что во втором случае объем порового пространства в радиусе проникновения кислотного раствора (R_2) в два раза больше, чем в первом случае при радиусе проникновения кислотного раствора R_1 . Рассмотрим первую СКО с УРК = 2,0 м³/м (вариант 4): $A = 0,9690$ при R_1 , $\Delta\alpha = 206,4$ %. Во втором случае по принятому условию $A = 1,938$ $\Delta\alpha = 103,2$ %, т.е. она в 2 раза меньше, чем в первом случае; $\alpha_2 < \alpha_1$ на 33,7 % (α_1 и α_2 рассчитаны по формуле (1)).

Для варианта 1: во втором случае $A = 1,021$, $\Delta\alpha_2 = 58,76$ %, т.е. меньше, чем в первом случае (117,5 %) в 2 раза; $\alpha_2 < \alpha_1$ на 27,0 %.

Для варианта 6: во втором случае $A = 3,24798$, $\Delta\alpha_2 = 123,15$ %; что также в 2 раза меньше, чем в первом случае; $\alpha_2 < \alpha_1$ на 35,6 %.

Фактическая эффективность во втором случае будет несколько выше, так как кислота в большей степени прореагирует в первом объеме.

При скоростных закачках с высоким давлением кислота, наоборот, в меньшей степени прореагирует в первом объеме и в большей степени во втором. Поэтому фактическая эффективность во втором случае должна быть ниже расчетной. Однако на практике во втором случае эффективность возрастает примерно на 10 %. Происходит это из-за увеличения степени трещиноватости пород, обусловленного ростом давления в пласте. Отсюда следует, что провоцирование растрескивания породы является эффективной технологией, так как снижение эффективности, которое должно было бы произойти при скоростной закачке кислотного раствора, не только компенсируется, но и перекрывается дополнительным ростом эффективности за счет увеличения трещиноватости пород.

Ту же ситуацию рассмотрим для второй СКО при условии, что первая СКО проводилась в радиусе проникновения кислотного раствора R_1 . Для 4-го варианта ($УРК_1 = УРК_2 = 2 \text{ м}^3/\text{м}$) $\Delta\alpha_1 = 206,4 \%$, $\Delta\alpha_2 = 67,36 \%$. Во втором случае $A = 1,938$. Согласно формуле (1) $\alpha_2 = (1,938 + 4,0) / (1,938 + 2,0) = 1,5079$, т.е. $\Delta\alpha = 50,79 \%$, что ниже, чем в 1-м случае, в относительном выражении на 9,9 %. Ущерб существенно меньше, чем в случае проведения первичной СКО (33,7 %).

Все изложенные выводы полностью относятся к бурению боковых стволов – нескольких коротких либо одного длинного.

2. В ходе расчета средних фактических эффективностей при определении порядкового номера учитывалась только первая СКВ

и только для первой СКО. В других случаях ни первая, ни последующие СКВ при определении порядкового номера не учитывались. Такое допущение сделано для упрощения анализа и в связи с тем, что при проведении СКВ значения УРК были значительно меньше, чем при проведении СКО, а следовательно, не было ясности, куда относить эти СКВ.

Рассмотрим следующие случаи: 1) сначала проводится первая СКО, а затем вторая СКО; 2) проводится первая СКО, затем СКВ с типичным $УРК = 0,3 \text{ м}^3/\text{м}$, далее вторая СКО. В обоих случаях при построении фактических средних зависимостей вторая СКО засчитывалась как второе ГТМ.

Для расчета эффективностей в этих случаях использованы данные для варианта 3: первая СКО проводится при $УРК = 1,4 \text{ м}^3/\text{м}$, вторая – при $УРК = 1,6 \text{ м}^3/\text{м}$ (наиболее частые УРК на практике). В первом случае $\alpha_2 = 1,715$. Во втором случае

$$\alpha_2 = \frac{0,8380 + 1,4 + 0,3 + 1,6}{0,8380 + 1,4 + 0,3} = 1,6304.$$

Таким образом, несоответствие, обусловленное принятым допущением, составляет в относительном выражении 5,2 %. В случае проведения двух СКВ между первой и второй СКО $\alpha_2 = 1,564$, аналогичное расхождение составит 9,7 %. Показанные «погрешности» не столько велики, чтобы они могли существенно повлиять на выводы, сделанные в результате анализа фактических результатов интенсификаций. Строго говоря, это обстоятельство надо было учитывать.

Рассмотрим еще один гипотетический пример, когда по скважине проведены три СКВ и четыре СКО (табл. 7).

Таблица 7

Сопоставление расчетных эффективностей СКО (см. формулу (1)) по порядковым номерам СКО без учета и с учетом СКВ

ГТМ в порядке очередности	n	УРК _n , м ³ /м	Эффективность, %		$\Delta\alpha_{n,СКВ} - \Delta\alpha_n$, %	Относительная погрешность, %
			без учета СКВ ($\Delta\alpha_n$)	с учетом СКВ ($\Delta\alpha_{n,СКВ}$)		
СКО	1	1,4	181,23	181,23	0	0
СКВ	–	0,3	–	13,81	–	–
СКО	2	1,6	71,49	63,04	–8,45	–4,93*
СКВ	–	0,3	–	7,25	–	–
СКО	3	1,6	41,69	36,05	–5,64	–3,98
СКВ	–	0,3	–	4,97	–	–
СКО	4	1,6	29,42	25,24	–4,18	–3,23
Σ			323,83	331,59	+7,76	+1,83

* $\alpha_{2,СКВ} / \alpha_2 = 1,6304 / 1,7149 = 0,9507$; $(0,9507 - 1) \cdot 100 \% = -4,93 \%$.

Интересно, что три проведенные во втором случае СКВ, суммарная эффективность которых составляет 26,0 %, увеличили суммарную эффективность в целом по сравнению с первым случаем всего лишь на 7,8 % (в абсолютном выражении). Естественно, возникает вопрос – зачем проводить СКВ?

В заключение отметим, что для строгого анализа результатов ГТМ и их планирования требуется научно-техническая и методическая проработка целого ряда вопросов с элементами моделирования, характеризующаяся большой сложностью и трудоемкостью.

1. Интенсификация притока газа к забоям скважин в карбонатных коллекторах может быть достигнута СКО коллекторов призабойной зоны или механическими способами (бурением боковых отводов, дополнительной перфорацией, провоцированием растрескивания породы, применением вибрационных технологий).

2. Для получения максимального эффекта требуется оптимизация технологии проведения интенсификаций, увязанная с параметрами газодинамических процессов, происходящих в коллекторе при работе скважины. В связи с этим необходимо разработать критерии планирования интенсификаций притока газа к скважинам.

3. Набор соответствующих критериев обоснован с использованием значений эффективности СКО, рассчитанных по базовой (упрощенной) формуле по УРК. Коэффициент A в указанной формуле рекомендуется рассчитывать по максимальному УРК (способ 2).

4. Расчетные значения эффективности, полученные с использованием предложенной формулы для нескольких интенсификаций с одинаковыми УРК, хорошо согласуются с фактическими усредненными данными. Превышение расчетных эффективностей над фактическими для интенсификаций со второй по пятую составляет от 5 до 18 %, в среднем – 9 %. При этом следует учесть, что значения средних фактических эффективностей соответствуют интенсификациям, начиная со второй, проведенным после СКВ. Последние при определении порядкового номера интенсификаций учитывались только для первой СКО. В связи с этим для указанных номеров СКО фактические значения эффективности, принимаемые для сравнения с расчетными, являются заниженными, и, следовательно, указанная выше разница будет еще меньше.

5. Сравнение фактической и расчетной эффективности (см. табл. 1, 2) свидетельствует, что разница между ними тем выше, чем больше отличаются УРК предыдущей и последующей интенсификаций. Вполне возможно, что эффективности, рассчитанные по формуле (1), точнее, чем принятые фактические, так как последние были определены при примерно равных УРК предыдущей и последующей интенсификаций.

6. При проведении по одной и той же скважине нескольких интенсификаций с одинаковыми УРК их эффективность последовательно снижается в соответствии с их порядковым номером. Так, эффективность второй СКО меньше, чем первой, на 45 %; третьей СКО меньше, чем второй, на 16 %; четвертой СКО меньше, чем третьей, на 8,2 %; пятой СКО меньше, чем четвертой, на 5,0 %.

7. При отличии УРК предыдущей и последующей интенсификаций могут иметь место различные варианты изменения их эффективности. Так, для варианта 1 эффективность первой СКО (фактически СКВ) при УРК = 0,6 м³/м составляет 117,5 %, а второй (фактически «СКО после СКВ») – 139,6 %, что больше на 10 %. Для варианта 3 эффективность пятой СКО при УРК = 3,8 м³/м (49 %) больше эффективности четвертой при УРК = 1,6 м³/м (29,4 %) на 15 %. Для варианта 5 эффективность пятой СКО при УРК = 1,0 м³/м (9,7 %) меньше эффективности четвертой при УРК = 2,0 м³/м (24,1 %) на 11,6 %, а при одинаковых УРК (2,0 м³/м) разница составила бы 3,8 %.

8. При одинаковых расходах кислотного раствора эффективность интенсификаций снижается с увеличением удаленности раствора от скважины. Так, для первичной СКО при проникновении раствора по радиусу R_2 эффективность будет меньше, чем при проникновении по радиусу R_1 , на 33,7 % при условии, что объем пород при R_2 в два раза больше, чем при R_1 . В случае проведения второй СКО эта разница составит всего лишь 10 %. При скоростных закачках с высоким давлением кислота в меньшей степени прореагирует в первом объеме и, следовательно, эффективность будет еще ниже. Однако на практике эффективность в такой ситуации возрастает примерно на 10 %. Это объясняется увеличением степени трещиноватости пород. Провоцирование растрескивания породы является эффективной технологией: эффективность интенсификаций при закачке кислотного раствора под большим давлением не снижается, а повышается.

Перечисленные выводы полностью относятся и к бурению боковых стволов. Например, бурение нескольких коротких стволов более эффективно, чем бурение одного длинного, при равенстве их суммарных длин.

9. На Астраханском газоконденсатном месторождении в большом количестве проводятся СКВ, которые чередуются с СКО. При проведении СКВ снижается эффективность последующей СКО. Так, для второй СКО это снижение составляет 4,9 %, для третьей – 4,0 %, для четвертой – 3,2 %. Но суммарная эффективность СКВ и СКО выше, чем при тех же СКО, но без проведения СКВ: для второй СКО на 3,1 %, для третьей на 1,1 %, для четвертой на 0,6 % (данные соответствуют $УРК_1 = 1,4 \text{ м}^3/\text{м}$, $УРК_2 = УРК_3 = УРК_4 = УРК_5 = 1,6 \text{ м}^3/\text{м}$ для СКО, $УРК = 0,3 \text{ м}^3/\text{м}$ для СКВ).

Суммарная эффективность четырех СКО (без проведения СКВ) составила 323,8 %, а с проведением трех дополнительных СКВ – 331,6 %, т.е. стала больше лишь на 1,8 %, в то время как суммарная эффективность трех

СКВ равна 26,0 %. В данном случае представляется более целесообразным проведение вместо трех СКВ (скважина трижды останавливается, и по ней сокращается отбор газа, что может привести к отрицательному эффекту в целом) одной СКО.

10. Все изложенное свидетельствует о необходимости более сложного анализа результатов ГТМ, для чего потребуются (в том числе и с точки зрения планирования ГТМ) научно-техническая и методическая проработка целого ряда вопросов с элементами моделирования, характеризующаяся большой сложностью и трудоемкостью.

Список литературы

1. Чельцов В.Н. Особенности определения эффективности интенсификаций в карбонатных коллекторах Астраханского месторождения / В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова, Л.А. Калякина // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 47–54.

Planning of gas well stimulations in the carbonate reservoirs

V.N. Cheltsov^{1*}, T.V. Cheltsova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Stimulation of gas wells in the carbonate reservoirs can be obtained by means of a bottomhole area treatment with an acid mortar, or using mechanical methods. In the former, permeability of the selected reservoirs increases due to partial dissolution of a rock and its removal from a bed; in second case it increases due to enlargement of conductive channels (additional perforation), mechanical removal of some rock parts by means of ratholing or acid drilling, generation of artificial fissuring (directed unloading of a bed including application of vibration technologies). At that, it's necessary to optimize parameters of the listed measures: in case of hydrochlorid-acid treatment one must choose right amounts of injections, right periodicity of treatments, depths and radii of mortar penetration, velocities and pressures of injection; in case of mechanical treatments one must select compactness of additional perforation, right number and lengths of side outlets etc.

One should admit that nowadays there are now theoretical principals for planning acid treatments or other stimulation measures for wells in the carbonate low-permeable sharply heterogeneous reservoirs. Order of such arrangements grounds either on former criteria, which are wrong or do not correspond to the conditions of a particular field, or on some fresh baseless assumptions.

This paper suggests a number of criteria for planning of acid treatment. These criteria arise from calculation of treatment efficacy using a new simplified equation.

Keywords: well stimulation, hydrochlorid-acid treatment, carbonate low-permeable sharply heterogeneous reservoirs, directed unloading of a bed, bottomhole area.

References

1. CHELTISOV, V.N., T.V. CHELTSOVA, L.A. KALYAKINA. Features of determining efficacy of intensifications at carbonate reservoirs of Astrakhan deposit [Osobennosti opredeleniya effektivnosti intensivatsiy v karbonatnykh kollektorakh Astrakhanskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 2 (26): Current issues of gas production [Aktualnyye problem dobychi gaza], pp. 47–54. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.279.8

Специфика промышленной подготовки газов ачимовских залежей

**А.В. Прокопов¹, А.Н. Кубанов¹, В.А. Истомин¹, Д.Н. Снежко¹,
А.Н. Чепурнов², А.К. Акопян³**

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² Wintershall Holding GmbH, Российская Федерация, 117485, г. Москва, ул. Обручева, д. 30/1, стр. 1

³ ОАО «Ачимгаз», Российская Федерация, 629303, ЯНАО, г. Новый Уренгой, мкр. Советский, д. 7, к. 2а

* E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

нефтегазоконденсатное месторождение, ачимовские залежи, низкотемпературная сепарация, эжектор, нестабильный конденсат, давление насыщенных паров, температура точки росы.

Тезисы. Рассмотрены особенности промышленной подготовки пластового газа ачимовских залежей: термобарические условия залегания, состав пластового флюида, параметры сырого газа на входе в установку комплексной подготовки газа, специфика фазового поведения рабочих сред и применения метанола. Показано, что подготовка ачимовских газов по традиционной технологии низкотемпературной сепарации (НТС) с эжектором имеет температурный предел проведения процесса приблизительно $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не позволяет в полной мере реализовать углубленное извлечение углеводородов C_{3+} .

Предложена усовершенствованная технология НТС с эжектором, позволяющая повысить выход товарного нестабильного конденсата. Рассмотрены направления дальнейшего развития технологии с целью увеличения количественных показателей извлечения углеводородов C_{3+} в составе нестабильного или деэтанализованного конденсата.

Разработка ачимовских залежей – перспективное направление дальнейшего развития ПАО «Газпром». Суммарные геологические запасы компонентов ачимовских залежей ЯНАО составляют около 3,0 трлн м^3 газа, 900 млн т конденсата и 2600 млн т нефти. Освоение ачимовских отложений Уренгойского региона позволит ежегодно получать из них около 10 % совокупного объема годовой национальной добычи газа [1].

Подготовка газа ачимовских залежей впервые на территории России в рамках опытно-промышленной эксплуатации началась в 2008 г. на первом участке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) после ввода на УКПГ¹-31 первых двух цехов с суммарной производительностью по пластовому газу 10 млн $\text{м}^3/\text{сут}$ (суммарная проектная производительность УКПГ-31 – приблизительно 30 млн $\text{м}^3/\text{сут}$). Вторым производственным объектом разработки ачимовских отложений стала введенная в эксплуатацию в 2009 г. УКПГ-22 производительностью по пластовому газу 10 млн $\text{м}^3/\text{сут}$. Подготовка газа и конденсата на УКПГ-31 и УКПГ-22 осуществляется согласно традиционной трехступенчатой схеме низкотемпературной сепарации (НТС) с эжектором на температурном уровне до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Товарная продукция промыслов – газ, подготовленный по требованиям СТО Газпром 089-2010, и нестабильный конденсат (НК), подготовленный в соответствии с СТО Газпром 5.11-2008, группа 2 [2, 3].

В 2014 г. началась разработка ачимовской залежи Самбургского участка Уренгойского НГКМ. Подготовка газа на данном объекте осуществляется по технологии НТС с турбодетандерными агрегатами. Номинально температура НТС составляет $-31\text{...}-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, однако существует возможность работать на пониженном температурном уровне сепарации до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Товарными продуктами УКПГ являются газ (смесь газов сепарации и деэтанализации) и деэтанализованный конденсат (ДК).

Далее в статье проанализирована классическая технология НТС с эжектором применительно к подготовке газа ачимовских отложений. Принципиальная схема этого способа подготовки газа и извлечения НК приведена на рис. 1 [4]. Использование эжектора позволяет вовлекать низконапорные газы концевой ступени дегазации конденсата

¹ УКПГ – установка комплексной подготовки газа.

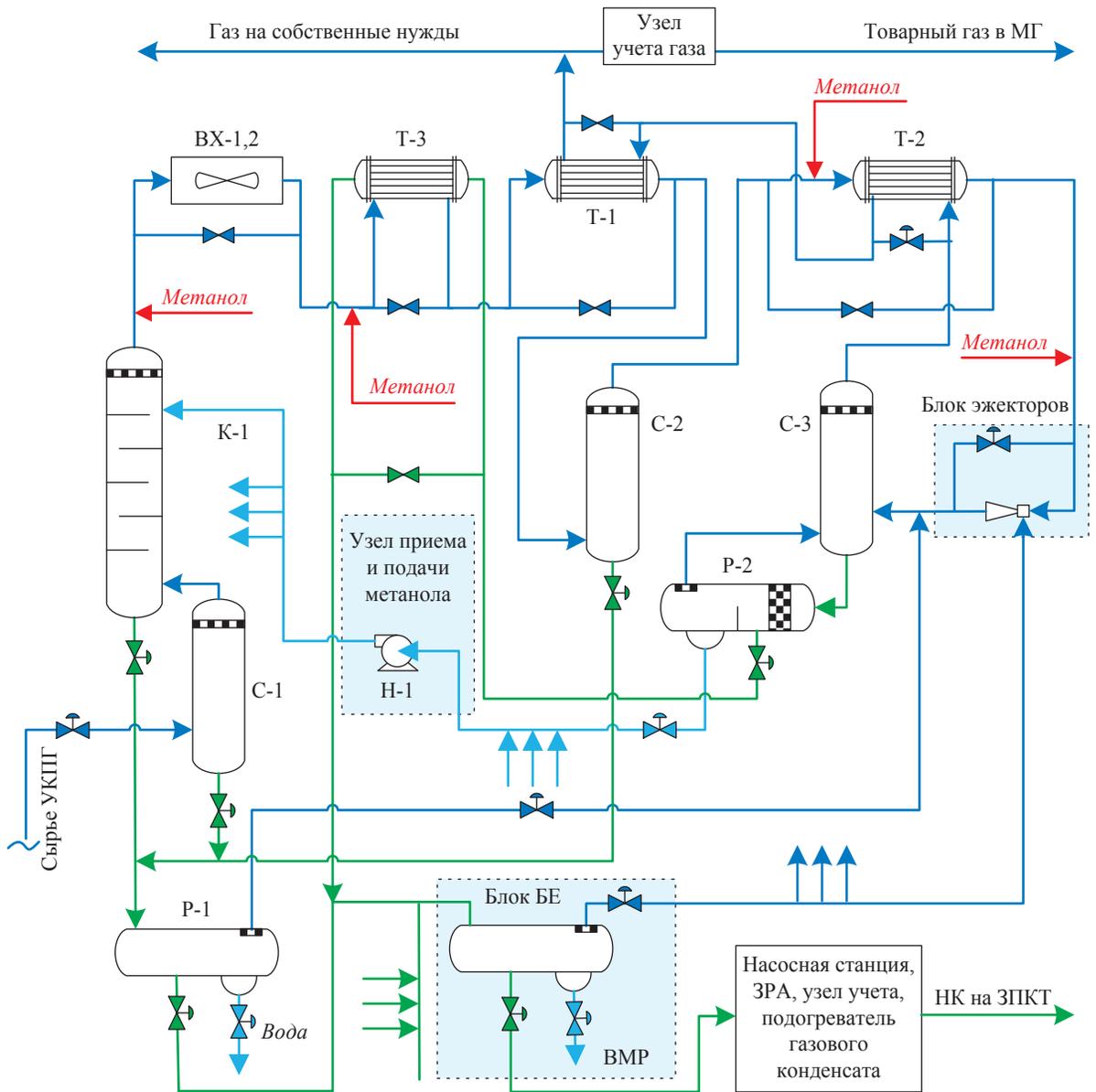


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема подготовки ачимовского газа (НТС с эжектором):

МГ – магистральный газопровод; ЗПКТ – завод по подготовке конденсата к транспорту;
 ВМР – водно-метанольный раствор; БЕ – буферная емкость; ЗРА – запорно-регулирующая арматура;
 ВХ – аппарат воздушного охлаждения; Т – теплообменник; К – колонна-абсорбер; С – сепаратор;
 Н – насос; Р – разделитель

в технологический цикл подготовки газа. Схема содержит минимальный набор технологического оборудования и отвечает требованию минимизации стартовых инвестиций в УКПГ.

Детальный анализ фактических режимов работы УКПГ-31 и расчетное моделирование технологических процессов с использованием программных продуктов HYSYS (США) и «Комфорт-Модельгаз» (РФ) позволили выявить специфические особенности работы установок подготовки ачимовского газа. В качестве базы для сравнения приняты хорошо

изученные и разрабатываемые в течение длительного времени валанжинские залежи.

Для ачимовских залежей характерны высокие значения пластовых температур и давлений. Соответствующие пластовые флюиды в свою очередь имеют следующие особенности (определяющие специфику технологии подготовки газа и конденсата):

- высокое содержание углеводородов C_{3+} в пластовом газе;
- наличие парафинов в газовом конденсате;

- высокая температура конца кипения конденсата.

Рассмотрим выделенные особенности подробнее.

Высокие значения пластового давления и пластовой температуры

Ачимовские залежи характеризуются пластовым давлением 60...65 МПа и пластовой температурой 105...115 °С [5]. Высокие пластовые давления определяют большой перепад давления на устьях скважин: давление снижают до 12...13 МПа, что приводит к снижению устьевой температуры с 55...60 до 35...40 °С (при этом отсутствует риск гидратообразования на устьях скважин). Нужно отметить, что в рассматриваемой области термобарических параметров дифференциальный коэффициент Джоуля – Томсона составляет всего лишь 0,08 град/бар, в то время как на установке НТС этот показатель возрастает до 0,3...0,4 град/бар.

Повышенные пластовые температуры определяют высокое равновесное влагосодержание пластового газа: даже на начальной стадии разработки ачимовских залежей оно составляет 5...7 г/м³, в то время как для валанжинских залежей характерны влагосодержания на уровне 2...3 г/м³, а для аптской залежи Бованенковского НГКМ – на уровне менее 1 г/м³. Высокие значения температур газа в пласте определяют и более высокие температуры газа на входе в УКПГ – на уровне 30...35 °С, что выше температуры гидратообразования, поэтому подача антигидратного реагента – метанола – может потребоваться только на самых удаленных кустах скважин. В связи с этим концентрация метанола в пластовой воде, отделяемая на стадии первичной сепарации газа и трехфазного разделения отсепарированной жидкости, оказывается в пределах допустимых значений (т.е. не более 4 % масс.). Это обстоятельство позволяет применить на УКПГ технологию циркуляции ВМР из низкотемпературной ступени сепарации на вход в установку НТС и «регенерацию» метанола из ВМР в потоке газа в специальном «отдувочном» аппарате – десорбере-сепараторе [4]. Она реализована на УКПГ-22 и УКПГ-31. Технология отдувки метанола позволила исключить необходимость в самостоятельной установке, предназначенной для регенерации метанола методом ректификации.

Высокое содержание углеводородов C₃₊ в пластовом газе

Содержание пропан-бутанов и углеводородов (УВ) C₅₊ в пластовом газе ачимовских залежей составляет 110...120 г/м³ и 300...400 г/м³ соответственно. Это в два-три раза выше, чем для газов валанжинских залежей.

Ранее показано [6], что для газа с содержанием УВ C₅₊ в количестве 160 г/м³ минимально возможная температура НТС составляет –32...–30 °С (из-за увеличения удельного количества газов дегазации при понижении температуры НТС и возможности эжектора по их утилизации). Однако при снижении содержания УВ C₅₊ в пластовом газе в два раза (до 80 г/м³) эта температура может достигать –43 °С. Отметим, что представленные закономерности получены для температуры в конечном дегазаторе конденсата –5 °С [6].

Отличительной особенностью подготовки ачимовских газов по сравнению с валанжинскими является необходимость поддержания более высоких температур в концевой емкости дегазации НК (23...25 °С), газ из которой поступает на эжектор. Для сравнения: на валанжинских УКПГ эта температура составляет –5...–2 °С. Высокая температура в концевом дегазаторе дополнительно увеличивает количество газов дегазации, снижает выход товарного НК и в большей степени ограничивает применение эжекторной схемы.

Типовые газовые эжекторы, применяемые на УКПГ, гарантированно обеспечивают коэффициент эжекции, равный 0,1. Это означает, что количество пассивного потока (газа концевой дегазации конденсата) должно составлять не более 10 % от общего количества активного потока. Применительно к ачимовским газам зависимости количества газов дегазации от температуры НТС для технологической схемы НТС с эжектором приведены на рис. 2. Для ачимовских газов с содержанием УВ C₅₊ 300 г/м³ предельное количество газов дегазации (10 % газа сепарации) соответствует температуре НТС –32...–30 °С. Аналогичный вид имеет зависимость площади поверхности рекуперативного теплообменного узла (теплообменники Т-1 и Т-2), которая необходима для достижения конкретной температуры НТС, от самого значения достигаемой температуры НТС: асимптотический рост площади поверхности приходится также на температуру НТС приблизительно –30 °С. Значительное увеличение

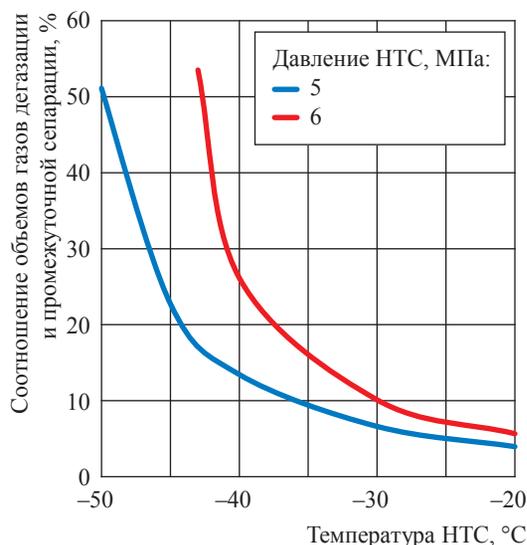


Рис. 2. Зависимость количества газов дегазации от температуры НТС

количества пассивного потока и площади поверхности рекуперативного теплообменного узла при температуре НТС $-32 \dots -30$ °C принципиально не позволяет использовать эжекторную технологию для работы на пониженном температурном уровне НТС.

Отметим также, что давление максимальной конденсации УВ в составе НК на изотерме НТС, равной -30 °C, составляет $4,5 \dots 5,0$ МПа, что несколько ниже фактического уровня давления НТС $5,5 \dots 6,0$ МПа. Это означает, что повысить выход НК можно за счет понижения давления НТС (кроме того, понижение давления приведет к снижению содержания легких УВ в конденсате и, следовательно, позволит немного понизить температуру НТС), однако потребуется вводить в систему УКПГ дожимные мощности, что нерационально, учитывая небольшую степень сжатия газа.

Еще одним следствием высокого содержания УВ C_{3+} в пластовом газе является высокая степень извлечения C_{5+} даже при умеренно низкой температуре НТС на уровне -30 °C. Показано [7], что остаточное содержание в газе сепарации пластовых газов с содержанием УВ C_{5+} в количестве $100 \dots 250$ г/м³ составляет от $2,0$ до $6,0$ г/м³, а степень извлечения – от $98 \dots 96$ %. Для газов ачимовских залежей с содержанием УВ C_{5+} в количестве 300 г/м³ остаточное содержание составляет $\sim 3,0$ г/м³, а степень извлечения – более 99 %. Высокая степень извлечения УВ C_{5+} позволяет

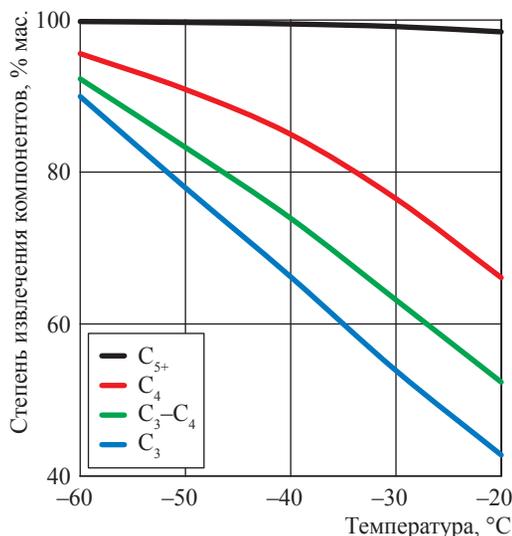


Рис. 3. Степень извлечения компонентов C_3 , C_4 , C_3-C_4 и C_{5+} в составе НК в зависимости от температуры НТС (давление НТС – $5,6$ МПа)

рекомендовать к применению эжекторную схему подготовки газа на умеренно низком температурном уровне НТС (приблизительно -30 °C) при получении на промысле стабильного конденсата. Если же товарной продукцией является НК или ДК, применение технологии НТС может оказаться недостаточно эффективным, так как степень извлечения пропана и бутанов в составе жидкой продукции невелика: 55 и 75 % соответственно (рис. 3).

Высокое содержание парафинов в газовом конденсате

Отличительной особенностью ачимовских флюидов является высокое содержание парафинов (УВ C_{16+B}), причем их количество может составлять 8 % масс. и более. Наличие парафинов в составе входного газа оказывает существенное влияние на технологические процессы подготовки газа, заключающиеся в отложении парафинов на элементах сепарационного и теплообменного оборудования, частичном перекрытии сечения проточной части аппаратов, увеличении перепада давления в теплообменниках и снижении их коэффициента теплопередачи, повышении температуры конечной ступени сепарации и ухудшении показателей качества газа (точки росы по УВ) и др. Предложено предотвращать отложения парафинов рециркуляцией легкого конденсата [8, 9]. Этот технологический прием экспериментально еще не проверен.

Риски осложнений в технологическом процессе НТС из-за отложения парафинов могут быть снижены при качественной сепарации входного газа в первичных сепараторах. Для того чтобы загрузка сепараторов была равномерной, а сепарация газа более качественной, представляется целесообразным включение в состав УКПГ входных пробкоуловителей. На УКПГ-31 и УКПГ-22 пробкоуловители отсутствуют, однако на каждой технологической линии имеется массообменный аппарат – десорбер-сепаратор для «отдувки» метанола из ВМР. Наличие такого аппарата приводит к дополнительной очистке газа от углеводородной жидкости, что снижает риски парафиноотложений в низкотемпературной части установки.

Характерной особенностью технологических схем подготовки газа на УКПГ-31 и УКПГ-22 является поддержание высокой температуры в конечном разделителе или дегазаторе (не ниже 24 °С), что также вызвано необходимостью предотвращения отложения парафинов. Конденсат после конечной дегазации необходимо подогреть до температуры приблизительно 30 °С перед его поступлением во внешний конденсатопровод.

В технологических схемах НТС с получением в качестве товарной жидкой продукции НК термобарические параметры в емкости конечной дегазации подбирают таким образом, чтобы обеспечить транспорт НК после дожатия насосами в однофазном состоянии. Например, на валанжинских промыслах Ямбургского и Заполярного месторождений эти параметры составляют $-5 \dots -3$ °С и ~ 3 МПа. Холодный конденсат после дожатия насосами поступает в конденсатопровод и транспортируется на ЗПКТ в Новом Уренгое. Максимальная температура этого потока в процессе транспортирования в летний период составляет 4 °С. При такой температуре давление насыщенных паров (ДНП) конденсата возрастает до 3,3 МПа, но, поскольку его давление

всегда больше 4,0 МПа, конденсат с валанжинских промыслов при соблюдении термобарических условий конечной дегазации всегда транспортируется в однофазном состоянии.

Как отмечалось ранее, на ачимовских УКПГ товарный конденсат формируется при температуре ~ 24 °С, а транспортируется при температуре ~ 30 °С. Очевидно, что по сравнению с валанжинскими конденсатами его ДНП при прочих равных условиях значительно ниже, например, при температуре 4,0 °С ДНП ачимовского конденсата составит 2,5 МПа (если абстрагироваться от опасности парафинообразования). Это свидетельствует, что НК с ачимовских УКПГ с точки зрения ДНП имеет существенный запас. Расчеты показали, что проведение процесса конечной ступени разделения НК ачимовских залежей при параметрах, характерных для валанжинских УКПГ, увеличит удельный выход НК на 5 % масс. (~ 20 г/м³).

Надо отметить, что высокое содержание парафинов в составе пластового газа ачимовских залежей носит временный характер и будет постепенно уменьшаться в процессе разработки месторождения в результате снижения пластового давления и конденсации тяжелых углеводородов непосредственно в пласте. Поэтому на определенном этапе разработки месторождения можно снизить температуру в емкости конечной дегазации конденсата и тем самым увеличить выход товарного НК.

Высокая температура конца кипения конденсата

Кроме высокого содержания УВ C_{5+} в пластовом газе важную роль играет параметр «температура конца кипения конденсата». Характеристика тяжелых УВ пластовых флюидов для различных объектов добычи приведена в таблице. Как видим, ачимовский конденсат характеризуется максимально высокой молекулярной массой самой тяжелой фракции и самой высокой температурой конца кипения конденсата.

Характеристика высококипящих фракций пластовых флюидов

Залежь	Молярная масса самой тяжелой фракции, г/моль	Температура конца кипения, °С	Конденсатный фактор, г/м ³
Аптская Бованенковского НГКМ	340	390	2,3
Валанжинская Заполярного НГКМ	409	441	144
Валанжинская Ямбургского НГКМ	413	485	75
Ачимовская Уренгойского НГКМ (участок УКПГ-31)	600	595	290

Большое содержание парафинов в газовом конденсате в сочетании с высокой температурой конца кипения конденсата при моделировании технологических процессов определяет весьма большое расхождение расчетного и инструментального способов определения температуры точки росы газа сепарации по УВ ($T_{TP_{УВ}}$). Расчетный способ определения $T_{TP_{УВ}}$ подразумевает построение адекватной технологико-математической модели всей системы подготовки газа в одном из существующих программных комплексов. При построении такой модели необходимо задавать капельные уносы жидкости из сепараторов, $мг/м^3$. В программных комплексах расчетное значение $T_{TP_{УВ}}$ соответствует температуре появления первой капельки жидкости, которую практически невозможно увидеть на зеркальце приборов конденсационного типа (Higrovision, «Конг-Прима»). В рассматриваемом случае расхождение в зависимости от величины капельных уносов в сепарационном оборудовании может составлять 90 градусов и более. Например, результат измерения $T_{TP_{УВ}}$ составляет $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а расчетным способом можно получить $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, необходимо уточнение понятийного аппарата по требованиям к показателям качества товарного газа газоконденсатных месторождений. Так, для апт-сеноманских газов Бованенковского НГКМ рассмотрен

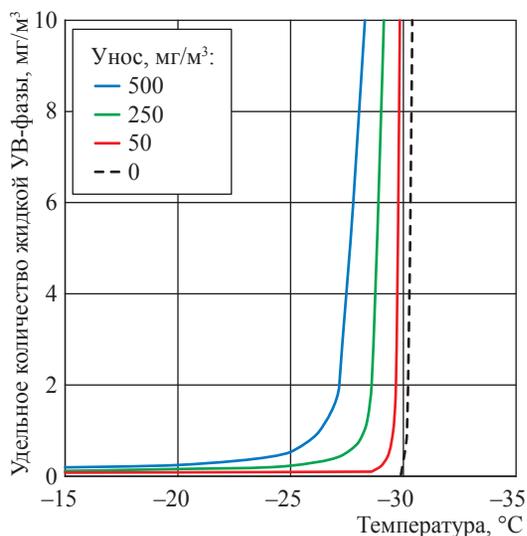


Рис. 4. Зависимость содержания жидкости в газе сепарации от температуры этого газа и уноса жидкости из сепаратора при фиксированной температуре НТС $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$

методический подход к расчетному определению $T_{TP_{УВ}}$ газа сепарации [10]. Предложено расчетным значением $T_{TP_{УВ}}$ считать такую температуру, при которой содержание жидкости в газе сепарации составляет $1\text{ }мг/м^3$. Подобный подход может быть применен и для расчета $T_{TP_{УВ}}$ ачимовских газов. Удельные количества жидкости, образующиеся при охлаждении ачимовского газа НТС (УКПГ-31) на температурном уровне сепарации $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ при различном уносе жидкой фазы, приведены на рис. 4.

В паспортах качества товарного газа, как правило, фигурируют значения $T_{TP_{УВ}} \approx -29\text{ }^{\circ}\text{C}$. В зависимости от уноса указанному значению $T_{TP_{УВ}}$ соответствует выделяемая жидкость в количестве от $0,1\text{ }мг/м^3$ (унос $50\text{ }мг/м^3$) до $6\text{ }мг/м^3$ (унос $250\text{ }мг/м^3$). Учитывая среднюю фактическую эффективность сепараторов на уровне $50 \dots 100\text{ }мг/м^3$, в качестве расчетного можно принять такое значение $T_{TP_{УВ}}$, при котором на $1\text{ }м^3$ газа сепарации конденсируется $\sim 0,5\text{ }мг/м^3$ УВ-жидкости. Предлагаемый прием устраняет противоречие между расчетным и инструментальными способами определения $T_{TP_{УВ}}$.

Пути совершенствования дроссельной схемы НТС

В настоящее время накоплен достаточно большой опыт эксплуатации технологических схем подготовки ачимовских газов. Выявленные особенности позволяют предложить направления совершенствования существующих технологических схем подготовки газа и разработать новые схемы, решающие задачу максимально полного извлечения УВ C_{3+} . Рассмотрим эти предложения в порядке нарастания сложности технико-технологических решений.

В типовой схеме НТС с эжектором (см. рис. 1) жидкость из промежуточного сепаратора С-2 направляют в первичный разделитель Р-1, что не рационально, так как практически весь метанол, содержащийся в этом потоке ВМР, теряется с водой, подлежащей закачке в пласт. Метанол этого потока необходимо вовлечь во внутреннюю рециркуляцию ВМР. На УКПГ-31 имеется возможность подачи этой жидкости на вход Р-2. Данный технологический прием в настоящее время проходит апробацию: потребление метанола снижается с $0,95$ до $0,70\text{ }г/м^3$.

Дополнительное извлечение конденсата по эжекторной технологии применительно

температурный уровень сепарации $-50...-40$ °С и, возможно, ниже. Переход на пониженные температуры столь сильно увеличивает количество газа концевой дегазации, что принципиально исключает использование эжекторов: низконапорные газы подлежат охлаждению с отделением тяжелых углеводородов и метанола, оставшиеся газы дегазации компримируют с последующей подачей в газ сепарации.

Важно отметить, что проведение процесса НТС на температурном уровне до -40 °С осуществимо по дроссельной схеме. Тогда как для реализации технологий на более низком температурном уровне потребуются турбохолодильная техника и использование процесса ректификации. Разработка таких новых промышленных технологий является предметом самостоятельных исследований, которые в настоящее время проводит ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Список литературы

1. Маркелов В.А. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В.А. Маркелов, А.Г. Черепанов, А.Г. Филиппов и др. // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 40–45.
2. Корякин А.Ю. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, А.Ю. Неудахин и др. // Научный журнал российского газового общества. – 2017. – № 3. – С. 21–28.
3. Корякин А.Ю. Совершенствование технологии ингибирования установки низкотемпературной сепарации ачимовских залежей / А.Ю. Корякин, А.Ю. Неудахин, Р.А. Мухетдинов и др. // Технологии нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 10–13.
4. Николаев О.А. Опыт эксплуатации основного технологического оборудования по подготовке к транспорту газа ачимовских горизонтов на УКПГ-22 ООО «Газпром добыча Уренгой» / О.А. Николаев, А.В. Букин // Сборник научных трудов ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2013. – С. 83–90.
5. Тюрин В.П. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС / В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев, А.А. Ефимов и др. // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7. – С. 40–45.
6. Кубанов А.Н. Границы применимости технологии НТС / А.Н. Кубанов, Е.Н. Туревский, А.В. Елистратов и др. // Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа: сб. науч. тр. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – № 11. – С. 19–26.
7. Прокопов А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C_{5+} в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Нефтегазохимия. – 2016. – № 2. – С. 64–70.
8. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра Бизнесцентр, 1999. – 596 с.
9. Савченко Е.И. Борьба с парафиноотложением при разработке ачимовских залежей Уренгойского месторождения / Е.И. Савченко, А.Н. Дудко, Д.М. Замалиева и др. // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 51–52.
10. Кубанов А.Н. Новый методический подход к расчетному определению температуры точки росы газа сепарации по углеводородам / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, А.В. Сокерин и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 2. – С. 63–71.

Specific character of field treatment in respect to gases from Achim deposits

A.V. Prokopov^{1*}, A.N. Kubanov¹, V.A. Istomin¹, D.N. Snezhko¹, A.N. Chepurinov², A.K. Akopyan³

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Wintershall Holding GmbH, Bld. 1, Est. 30/1, Obrucheveva street, Moscow, 117485, Russian Federation

³ Achimgaz JSC, Bld. 2a, Est. 7, Sovetskiy microdistrict, Novyy Urengoy, Yamal-Nenets autonomous district, 629303, Russian Federation

* E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Field processing of Achim reservoir gases is considered in detail, including thermodynamic conditions and formation fluid composition, parameters of raw gas at the inlet separators, specificity of phase behavior of fluids

during processing, as well as methanol application for hydrate control. It is shown that processing of Achim gases by traditional low-temperature separation (LTS) technology with ejector has a temperature limit of about minus 30 °C and does not allow full realization of deep C₃₊ hydrocarbons extraction.

An improved LTS technology with ejector is suggested to increase the yield of unstable condensate. Also, few directions for perfection of technologies are outlined in respect to rising of C₃₊ extraction into unstable or de-ethanized condensate.

Keywords: oil and gas condensate fields, Achim deposits, low-temperature separation, ejector, unstable condensate, saturated vapor pressure, dew-point temperature.

References

1. MARKELOV, V.A., A.G. CHEREPANOV, A.G. FILIPPOV et al. Substantiation of strategy for development of the Urengoy-field Achim deposits [Obosnovaniye strategii osvoyeniya achimovskikh otlozheniy Urengoyского mestorozhdeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2016, no. 1, pp. 40–45. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. KORYAKIN, A.Yu., I.V. IGNATOV, A.Yu. NEUDAKHIN et al. Development of the Achim-deposit sites of the Gazprom Dobycha Urengoy LLC [Osvoyeniye uchastkov achimovskikh otlozheniy OOO “Gazprom dobycha Urengoy”. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*. 2017, no. 3, pp. 21–28. ISSN 2412-6497. (Russ.).
3. KORYAKIN, A.Yu., A.Yu. NEUDAKHIN, R.A. MUKHETDINOV et al. Perfection of an inhibition technology for a low-temperature Achim-deposit separating plant [Sovershenstvovaniye tekhnologii ingibirovaniya ustanovki nizkotemperaturnoy separatsii achimovskikh zalezhey]. *Tekhnologii Nefti i Gaza*. 2017, no. 6, pp. 10–13. ISSN 1815-2600. (Russ.).
4. NIKOLAYEV, O.A., A.V. BUKIN. Practice of exploiting main process UKPG-22 equipment of Gazprom Dobycha Urengoy LLC aimed at Achim gas treatment for transportation [Opyt ekspluatatsii osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya po podgotovke k transportu gaza achimovskikh gorizontov na UKPG-22 OOO “Gazprom dobycha Urengoy”]. In: *Collected papers of the Gazprom Dobycha Urengoy LLC*. Moscow: Nedra, 2013, pp. 83–90. (Russ.).
5. TYURIN, V.P., D.G. FATEYEV, A.A. YEFIMOV et al. Peculiar features in operating gas-condensate wells with a gently declining ending in conditions of abnormally high pressure and low porosity and permeability [Osobennosti ekspluatatsii gazokondenstnykh skvazhin s pologim okonchaniyem v usloviyakh AVDP i nizkikh FES]. *Ekspozitsiya Nefti i Gaz*. 2016, no. 7, pp. 40–45. ISSN 2076-6785. (Russ.).
6. KUBANOV, A.N., Ye.N. TUREVSKIY, A.V. YELISTRATOV et al. Limits of the low-temperature separation technology applicability [Granitsy primenimosti tekhnologii NTS]. In: *Natural gas as a motor fuel. Treatment, processing and application of gas* [Prirodnyy gaz v kachestve motornogo topliva. Podgotovka, pererabotka i ispolzovaniye gaza]: collected papers. Moscow: IRTs Gazprom, 1997, no. 11, pp. 19–26. (Russ.).
7. PROKOPOV, A.V., V.A. ISTOMIN, D.M. FEDULOV. Recovery ratio and residual of C₃₊ hydrocarbons in a separated gas from gas-condensate fields [Stepen izvlecheniya i ostatochnoye sodержaniye uglevodorodov C₃₊ v gase separatsii gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. *Neftegazokhimiya*. 2016, no. 2. pp. 64–70. ISSN 2310-8266. (Russ.).
8. BEKIROV, T.M. and G.A. LANCHAKOV. *Gas and gas-condensate processing technology* [Tekhnologiya obrabotki gaza i kondensata]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 1999. (Russ.).
9. SAVCHENKO, Ye.I., A.N. DUDKO, D.M. ZAMALIYEVA et al. Struggle against paraffin sedimentation during development of Achim deposits at Urengoy field [Borba s parafinootlozheniyem pri razrabotke achimovskikh zalezhey Urengoyского mestorozhdeniya]. *Nauchnyy Forum. Sibir*. 2016, vol. 2, no. 4, pp. 51–52. (Russ.).
10. KUBANOV, A.N., D.M. FEDULOV, A.V. SOKERIN et al. A new methodical approach to calculation of the separator gas triple point temperature by hydrocarbons [Novyy metodicheskiy podkhod k raschetnomu opedeleniyu temperatury tochki rosy gaza separatsii po uglevodorodam]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*. 2017, no. 2, pp. 63–71. ISSN 2070-6820. (Russ.).

УДК 622.279

Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления

Д.В. Изюмченко¹, Е.В. Мандрик^{1*}, С.А. Мельников¹, А.А. Плосков¹, В.В. Моисеев²,
А.Н. Харитонов², С.Г. Памужак³

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Газпром добыча Надым», Российская Федерация, 629736, ЯНАО, г. Надым, ул. Пионерская, д. 14

³ ООО «Газпром добыча Ямбург», Российская Федерация, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9

* E-mail: E_Mandrik@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На сегодняшний день значительная часть сеноманских залежей, разрабатываемых ПАО «Газпром», вступила в завершающую стадию разработки. На заключительной стадии разработки месторождений из-за обводнения продуктивного пласта, а также скопления жидкости и песка (водо- и пескопроявлений) на забоях резко усложняются условия эксплуатации газовых скважин, что приводит к их самозадавлению и потерям добычи газа. Вынос на устья скважин механических примесей, образовавшихся в результате разрушения продуктивного пласта, сопровождается абразивным износом элементов фонтанной арматуры.

В последнее время появляются инновационные технологии и технические решения, направленные на оптимизацию режимов работы скважин и, следовательно, на повышение эффективности эксплуатации обводняющихся скважин и обеспечение плановых отборов газа. Для предотвращения разрушения устьевого оборудования скважин с помощью штуцеров ограничивают дебит (рабочие депрессии) скважин, что в свою очередь зачастую приводит к скоплению жидкости в лифтовой колонне и на забое скважин. В результате значительно снижается дебит скважин, происходят намакание и разрушение призабойной зоны.

В работе представлены рекомендации, направленные на оптимизацию режимов эксплуатации газовых скважин в условиях водо- и пескопроявлений с учетом максимально возможного дебита, при котором не происходит разрушения призабойной зоны пласта и наземного оборудования, и минимального дебита, при котором не происходит скопление жидкости. Изложенные подходы позволяют сократить частоту продувок скважин и повысить эффективность эксплуатации сеноманских залежей месторождений ПАО «Газпром».

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» как ведущий научно-исследовательский институт газовой отрасли и головной научный центр ПАО «Газпром» в области технологий осуществляет исследования и научно-методическое обеспечение проектов, реализуемых в сферах добычи, транспорта, подземного хранения, переработки и использования газа. В институте трудились десятки исследователей с мировым именем, накоплен и используется огромный опыт, в частности, касательно изучения процессов эксплуатации скважин, включая позднюю стадию разработки месторождений.

Эффективность разработки газовых месторождений во многом определяется состоянием прискважинной области продуктивного пласта в начальный период ввода скважины в эксплуатацию. Так, разрушение призабойной зоны скважин сеноманских залежей происходит практически при любой депрессии на пласт. Качественная связь между депрессией на пласт и количеством выносимых твердых примесей в добываемой продукции не установлена до настоящего времени ни на одном из месторождений. Решение этого вопроса сопряжено не только с неустойчивостью коллектора, но и с конструкцией скважин, продолжительностью специальных исследований, качеством сепарации, скоростью движения потока газа по стволу, последовательностью залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков и т.д. [1]. Основными проблемами на заключительной стадии разработки месторождений являются скопление

Ключевые слова: сеноманские залежи, газовая скважина, водопроявления, пескопроявления, завершающая стадия разработки месторождения, абразивный износ, призабойная зона.

жидкости на забое скважины, а также разрушение продуктивного пласта вследствие намокания породы [2].

Эксплуатация газовых скважин с наличием в потоке газа жидкости и песка сопровождается следующими процессами: самозадавливанием скважин, уменьшением рабочих дебитов газа, абразивным износом оборудования, а также образованием песчано-жидкостных пробок. Самозадавливание скважины – это процесс, когда гидростатическое давление, созданное столбом накопившейся жидкости, приближается (или превышает) к значению депрессии на пласт. Для эффективного управления разработкой залежей рассчитывается технологический режим. Расчет технологического режима скважин следует проводить в рамках обоснования технологического режима всего газового промысла в целом с учетом геологической характеристики залежи, технических и технологических характеристик промыслового и скважинного оборудования. Под технологическим режимом эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин или наземных сооружений заданных значений дебита газа или (и) давления, осуществляемое путем их регулирования. При этом должны соблюдаться правила охраны недр, окружающей среды и безаварийной эксплуатации скважин.

При расчете технологических режимов работы скважин учитывается целый комплекс геолого-технологических и конструктивных данных: геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства пласта; состав пластовых газа и жидкости; конструкция скважин и шлейфов; техническое состояние скважины, в том числе наличие песчано-глинистых и жидкостных пробок на забое; фактические параметры режима работы скважин (дебит газа, давление и температура газа на устье и забое скважины, коэффициенты фильтрационных сопротивлений пласта, текущее положение газовой контактной поверхности, содержание жидкости и твердых примесей в газовом потоке на устье скважины, результаты гидрохимического контроля, диаметры штуцеров устройств на устье скважины, информация по абразивному износу устьевого оборудования, данные о периодичности продувок скважин).

Для назначения технологического режима работы скважины при водопескопроявлениях

необходимо определить следующие значения дебита газа скважины:

- минимально необходимое для обеспечения непрерывного выноса жидкости на устье ($Q_{\text{МН}}$);
- максимально допустимое с учетом величин максимально допустимых депрессий на пласт ($Q_{\text{МД}}(\Delta P)$);
- при котором начинается вынос механических примесей с забоя ($Q_{\text{МН.песок}}$);
- максимальное с точки зрения «допустимого» абразивного износа оборудования ($Q_{\text{МД.песок}}$).

Минимально необходимый дебит газовой скважины, т.е. $Q_{\text{МН}}$ – это расход газа, ниже которого не обеспечивается вынос всей жидкости на устье и она скапливается в стволе скважины. Допустимый дебит скважины – это расход газа, при котором может быть обеспечена безопасная работа скважины при условии выполнения геолого-технологических ограничений по данной скважине.

Значение $Q_{\text{МН}}$ может быть определено теоретически на основе расчета минимально необходимой скорости газа исходя из условий рассмотрения совокупности различных составляющих: напора газа, поверхностного натяжения на границе раздела фаз «газ – жидкость» и силы тяжести (в некоторых вариантах расчета можно принимать во внимание вязкость газа или воды). В настоящее время предложены различные подходы к определению критической скорости газа, в том числе Дж. Бриллем и Х. Мукерджи, Р. Дж. Тернером, А.А. Точигиным и др.

В 2012–2015 гг. проведены промысловые исследования на скважинах нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) Медвежьего, направленные на изучение процессов самопроизвольного снижения рабочего дебита газа скважины ($Q_{\text{г}}$) в результате накопления жидкости в стволе и на забое (самозадавливания скважины), а также выноса жидкости потоком газа. Для проведения исследований выбраны скв. 606, 705, 707, 724 (табл. 1), работающие периодически в режиме самозадавливания. Непосредственно перед испытаниями скважины «самозадавились».

На рис. 1 представлены результаты измерений $Q_{\text{г}}$ скв. 707 диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ), выполненных в ходе определения $Q_{\text{МН}}$. На график нанесены значения $Q_{\text{МН}}$, рассчитанные

Таблица 1

Основные параметры скважин в период испытаний

Параметр	Скважина			
	606	705	707	724
Пластовое давление, ата	11,33	11,62	10,61	10,43
Внутренний диаметр ($d_{лк}$) / длина лифтовой колонны, м	0,1534 / 1104	0,1534 / 1121,5	0,1534 / 1127	0,114 / 1098,5
Глубина забоя, м	1132	1150	1142	1125,6
Глубина верхних / нижних отверстий перфорации, м	1083 / 1131	1090 / 1133	1092 / 1141	1076 / 1119
Тип жидкости	Конденсационная	Конденсационная	Конденсационная + пластовая	Конденсационная

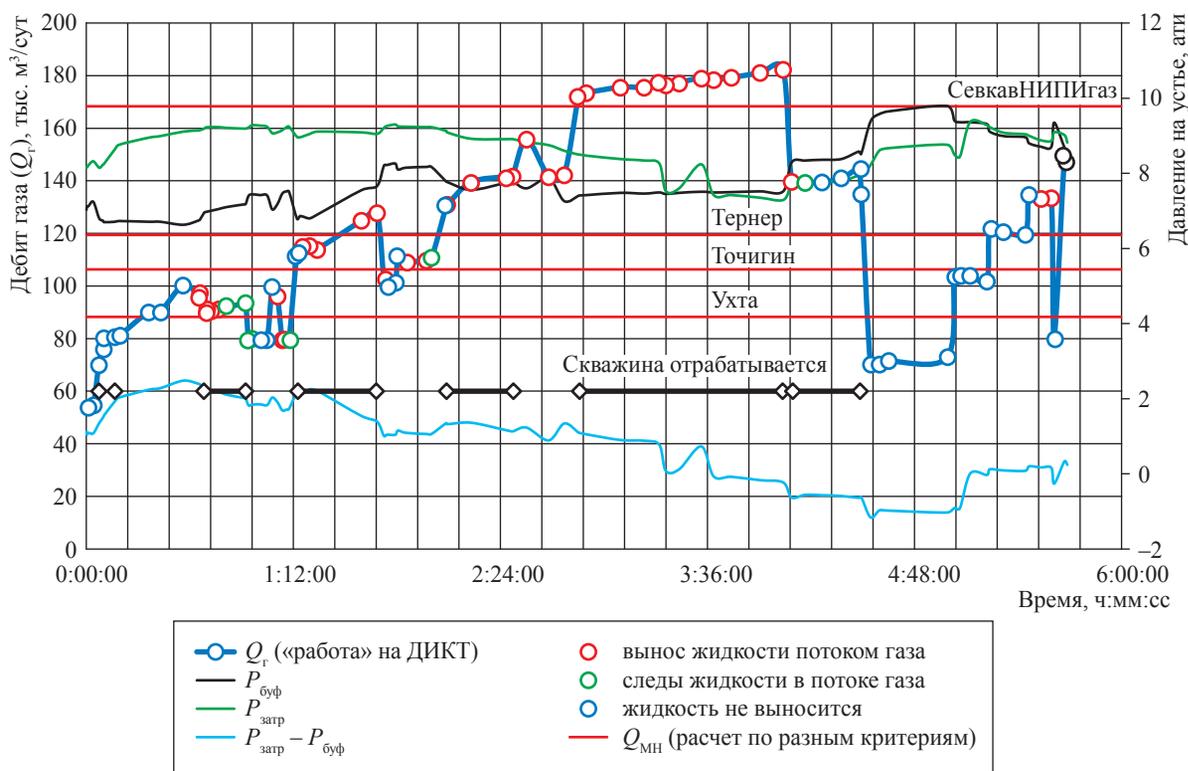


Рис. 1. «Работа» скв. 707 на ДИКТ во время исследований по определению $Q_{мн}$: $P_{затр}$ – затрубное давление

с использованием различных критериев оценки (методы АО «СевКавНИПИГаз», Ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ», критерии Тернера и Точигина). Вынос жидкости оценивался визуально. Режим «скважина обрабатывается» означает изменение (увеличение) дебита газа естественным образом (за счет очистки забоя скважины от жидкости).

Результаты исследований показали: начало выноса жидкости уже задавленной скважины наиболее верно описывает критерий Ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ», но вынос жидкости пробки происходит при более низких значениях Q_g , нежели

недопущение ее накопления (это видно при дальнейшем увеличении Q_g : скважина продолжает обрабатываться, жидкость снова начинает выноситься, газ подхватывает жидкость, находящуюся ниже на забое скважины). Для обеспечения именно непрерывного выноса и предотвращения стекания жидкости по стенкам работающей скважины необходимо поддерживать более высокие значения Q_g . С этой точки зрения наиболее достоверным критерием оценки значения $Q_{мн}$ является критерий Точигина. Критерий Тернера дает немного завышенные, а критерий СевКавНИПИГаза – сильно завышенные значения.

Анализ гидродинамических исследований (ГДИ), проведенных в 2011–2013 гг. на скважинах Уренгойского НГКМ силами ПФ «Севергазгеофизика», также показал, что с точки зрения оценки значения $Q_{\text{МН}}$ наиболее достоверен критерий Точигина.

Дебит газа, при котором происходит вынос песка с забоя скважины, определяется теоретически. Для этого рассчитывают скорость газа v_r на забое, м/с, при которой начинается вынос частиц песка:

$$v_r = E_{\text{ч}} \sqrt{\frac{(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) d_{\text{ч}} g}{A \xi \rho_{\text{г}}}}, \quad (1)$$

где $E_{\text{ч}}$ – коэффициент, в том числе учитывающий взаимодействие частиц и силы сцепления песчинок и жидкости (по экспериментально-промысловым исследованиям можно принять $E_{\text{ч}} \approx 3,5$, но его необходимо уточнять по результатам ГДИ для каждой скважины); $\rho_{\text{ч}}$ – плотность частицы песка, кг/м³; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа на забое, кг/м³; $d_{\text{ч}}$ – средневзвешенный диаметр частиц песка, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; A – коэффициент формы (для частиц сферической формы $A = 1$, для частиц скругленной формы с неровной поверхностью $A = 2,5$); ξ – коэффициент сопротивления частиц, зависящий от числа Рейнольдса частицы ($Re_{\text{ч}}$).

Для условий забоя

$$Re_{\text{ч}} = \frac{\rho_{\text{г}} v_r d_{\text{ч}}}{\mu_{\text{г}}}, \quad (2)$$

где $\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость газа на забое скважины, Па·с;

$$\xi = \begin{cases} \frac{21}{Re_{\text{ч}}} & \text{при } Re_{\text{ч}} < 0,2; \\ \frac{21}{Re_{\text{ч}}} + \frac{6}{Re_{\text{ч}}^{0,5}} + 0,28 & \text{при } 0,2 < Re_{\text{ч}} < 4 \cdot 10^3; \\ 0,47 & \text{при } Re_{\text{ч}} > 4 \cdot 10^3. \end{cases}$$

Расчет скорости газа v_r проводится в два этапа:

1) коэффициент ξ принимают равным 0,47 и рассчитывают v_r по формуле (1);

2) полученное значение v_r подставляют в формулу (2) и новое значение ξ используют для расчета по формуле (1) окончательного значения v_r , при котором начинает происходить вынос частиц песка диаметром $d_{\text{ч}}$.

Пороговый расход газа $Q_{\text{МН.песок}}$ тыс. м³/сут, при котором происходит вынос

частиц песка диаметром $d_{\text{ч}}$ и менее, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{МН.песок}} = v_r \frac{\pi d_{\text{лж}}^2}{4} \frac{T_0 P_3}{P_0 Z T} \cdot 86,4, \quad (3)$$

где T_0 – стандартная температура, К; P_3 – забойное давление, МПа; P_0 – стандартное давление, МПа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа у башмака лифтовой колонны; T – забойная температура, К. (При высоко поднятой лифтовой колонне вместо $d_{\text{лж}}$ необходимо использовать диаметр эксплуатационной колонны.)

Последовательность действий при обосновании технологического режима работы скважины в условиях водо- и пескопроявлений показана на рис. 2.

Согласно алгоритму (см. рис. 2) рассчитывается значение $Q_{\text{МН}}$ по формуле

$$Q_{\text{МН}} = v_{\text{мин}} \frac{\pi d_{\text{лж}}^2}{4} \frac{P_3 T_0}{P_0 Z T} \cdot 86,4, \quad (4)$$

где $v_{\text{мин}}$ – минимальная скорость газа, необходимая для выноса жидкости, м/с.

$$v_{\text{мин}} = 3,3 \left(\frac{g \sigma \rho_{\text{ж}}^2}{\rho_{\text{г}}^2 (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})} \right)^{0,25}, \quad (5)$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³. При этом вместо $d_{\text{лж}}$ следует использовать диаметр эксплуатационной колонны, если низ лифтовой колонны расположен значительно выше верхнего интервала перфорации [3].

Далее рассчитывается $Q_{\text{МД}}(\Delta P)$ с учетом величины максимально допустимой депрессии на пласт:

$$Q_{\text{МД}(\Delta P)} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - (P_{\text{пл}} - \Delta P)^2)}}{2b}, \quad (6)$$

где a , b – линейный, МПа²·сут/тыс. м³, и нелинейный, (МПа·сут/тыс. м³)², коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта соответственно; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; ΔP – максимально допустимая депрессия на пласт, МПа.

В случае наличия в скважине пакера задача определения коэффициентов a и b без спуска глубинных приборов усложняется. Для этого необходимо во время проведения геофизических исследований (спуска глубинных приборов) получить зависимость потерь давления в лифтовой колонне от Q , и в ходе дальнейших ГДИ скважины использовать полученную зависимость потерь давления в лифте для расчета

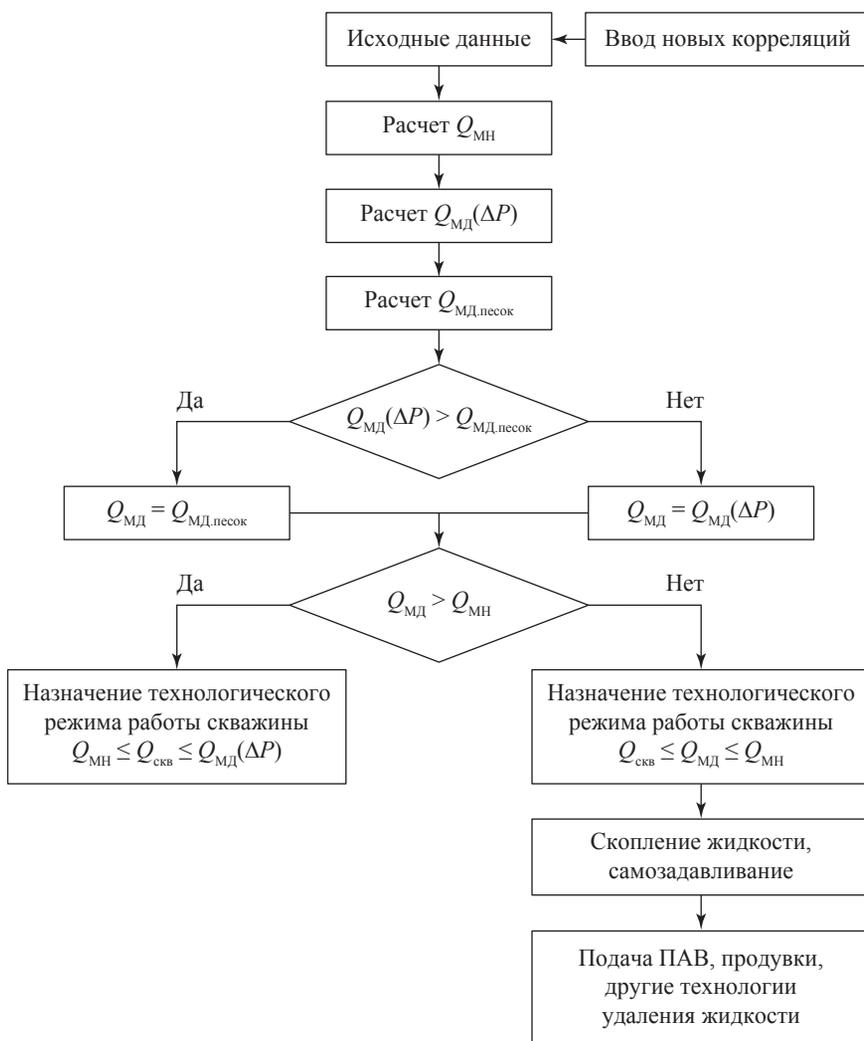


Рис. 2. Алгоритм выбора технологического режима работы скважины при водо-, пескопроявлениях: Q_{MD} – максимально допустимый дебит газа как комплексный параметр, учитывающий эрозию, разрушение пласта и другие ограничения, тыс. м³/сут; ПАВ – поверхностно-активные вещества

P_3 с последующим определением коэффициентов фильтрационного сопротивления.

$Q_{MD.песок}$ рассчитывается при $h = h_{доп}$ (где $h_{доп}$ – соответственно фактическая и допустимая скорость эрозии стенки трубы, мм/год), т.е. абразивный износ оборудования не превышает допустимые значения по формуле (7) с учетом адаптации под действующие требования ПАО «Газпром» к максимальному содержанию механических частиц в потоке газа [4]:

$$Q_{MD} = \frac{h_{доп} B^{0,59} d_{вн}^2}{A_3 F_y F_n \rho_q k_q v_q^{1,73}}, \quad (7)$$

где A_3 – эмпирическая константа (принимается равной $5 \cdot 10^{-9}$, но должна уточняться по промышленным данным); F_y – коэффициент угловатости частиц (определяется по табл. 2);

F_n – коэффициент проникновения (для стали принимается равным 0,206 м/кг); k_q – содержание механических частиц в потоке газа, вызывающих абразивный износ (определяется по результатам последних ГДИ скважины), мм³/м³; B – твердость по шкале Бринелля (табл. 3); $d_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода на устье, м; $v_q = v_{отн} \cdot v_{г.у}$ – скорость частиц, м/с ($v_{отн}$ – относительная скорость частиц, м/с, определяются графически (рис. 3); $v_{г.у}$ – скорость газа на устье, м/с).

$$v_{г.у} = 0,01474 \frac{Q_r T_y Z_y P_0}{d_{вн}^2 P_y T_0}, \quad (8)$$

где T_y – температура газа на устье, К; Z_y – коэффициент сжимаемости газа на устье скважины.

Таблица 2

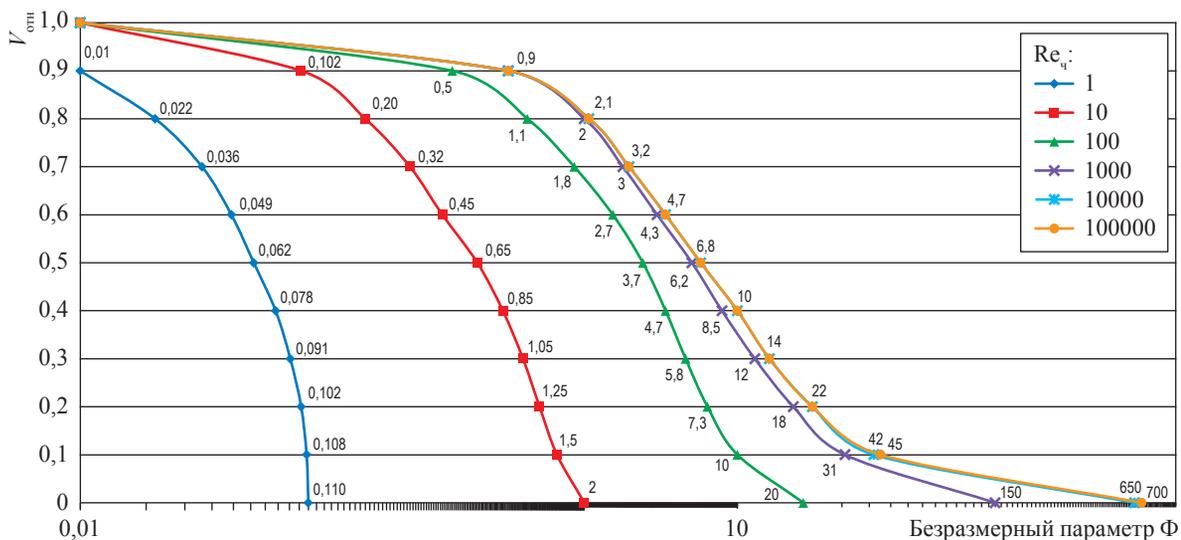
Значения F_y

Резкие острые углы	1,0
Закругленные или полукруглые углы	0,53
Круглые, сферические стеклянные гранулы	0,20

Таблица 3

Твердость материалов, используемых в составе фонтанной арматуры

Элемент фонтанной арматуры	Материал	B	Примечание
Задвижка, штуцер	30 ХМЛ	160...255	Поставляются с завода
	30 ХМА	187...248	
Соединительный трубопровод	09Г2С	112...127	
	Сталь 20	127...207	
	17ГС	До 143	
Часть фонтанной арматуры или трубопровода, подверженная эрозионному износу	Стеллит	446...460	
Игла угловых штуцеров	ASTM A182-F6NM	555...615	Поставляются с завода
Упрочняющая наплавка на иглы	Карбид вольфрама	860...980	

Рис. 3. Зависимость относительной скорости частиц от безразмерного параметра Φ и $Re_{\text{ч}}$

$$\Phi = \frac{L \rho_{г.у}}{d_{\text{ч}} \rho_{\text{ч}}},$$

где L – эквивалентная длина зоны застоя, м, определяется графически (рис. 4);

$$\rho_{г.у} = \rho_{\text{ст}} \frac{P_y T_0}{P_0 Z_y T_y} - \text{плотность газа на устье, кг/м}^3$$

($\rho_{\text{ст}}$ – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³) [5].

Аналогично формуле (2) $Re_{\text{ч}}$ для устьевых условий рассчитывается по формуле

$$Re_{\text{ч}} = \frac{\rho_{г.у} v_{г.у} d_{\text{ч}}}{\mu_{г.у}},$$

где $\mu_{г.у}$ – динамическая вязкость газа на устье скважины, Па·с.

Далее сравниваются полученные значения $Q_{\text{мд}}(\Delta P)$ и $Q_{\text{мд.песок}}$: если $Q_{\text{мд}}(\Delta P) > Q_{\text{мд.песок}}$, то принимают $Q_{\text{мд}} = Q_{\text{мд.песок}}$, в противном случае принимают $Q_{\text{мд}} = Q_{\text{мд}}(\Delta P)$.

Затем сравниваются полученные значения $Q_{\text{мд}}$ и $Q_{\text{мн}}$:

1) если $Q_{\text{мд}} < Q_{\text{мн}}$, необходимо поддерживать $Q_{\text{г}} < Q_{\text{мд}}$. Нужно учитывать, что это создаст условия для скопления жидкости на забое и дальнейшего самозадавливания скважины. В этом случае рекомендуется подавать ПАВ в скважину или производить периодические

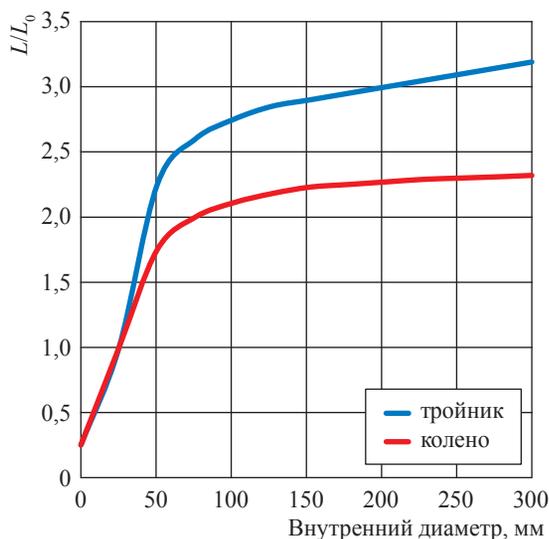


Рис. 4. Зависимость отношения длины зоны застоя к эквивалентной длине застойной зоны L_0 (для тройника $L_0 = 29,97 \cdot 10^{-3}$ м, для колена $L_0 = 26,92 \cdot 10^{-3}$ м) в зависимости от внутреннего диаметра тройника (колена)

продувки. Также можно назначить иную технологию, выбор которой осуществляется согласно СТО Газпром 2-2.3-1018-2015¹;

2) если $Q_{мд} > Q_{мн}$, Q_r необходимо поддерживать в диапазоне $Q_{мн} \dots Q_{мд}(\Delta P)$.

Также для обеспечения более безопасной и стабильной работы скважин сеноманских залежей Надым-Пур-Газовского региона используется специальное оборудование, применяемое на скважинах с целью автоматического контроля выноса песка и жидкости на устья скважин. К такому оборудованию относятся: датчик-сигнализатор ДСП-АКЭ (песок и жидкость) ЗАО «Сигма Оптик», система регистрации выноса твердых фракций «Кадет» (песок) ЗАО «Объединение БИНАР», система контроля параметров потока «Поток» (песок и жидкость) ООО «ГАНГ-Нефтегазавтоматика», система контроля параметров потока «Спектр» (песок) ООО «ГАНГ-Нефтегазавтоматика», многофазный расходомер Roxar 2600 (жидкость) и акустическая система обнаружения песка SAM 400 (песок) компании Roxar Services A, приборы SandQ компании ClampOn и другие. В общем и целом на скважинах

месторождений ПАО «Газпром» используются порядка 2500 комплектов оборудования.

Таким образом, в ходе исследований даны рекомендации по оптимизации режимов эксплуатации газовых скважин в условиях водо- и пескопроявлений с учетом максимально возможного дебита, при котором не происходит разрушения призабойной зоны пласта и наземного оборудования, и минимального дебита, при котором не происходит скопления жидкости. Представлены алгоритм и методология выбора оптимального режима работы для скважин, работающих в условиях, осложненных скоплениями жидкости и выносом механических примесей с забоя (абразивный износ наземного оборудования). Данные подходы позволяют сократить частоту продувок скважин и повысить эффективность эксплуатации сеноманских залежей месторождений ПАО «Газпром».

Список литературы

1. Плосков А.А. Потери давления в зоне вскрытия продуктивного пласта скважин сеноманских залежей в период падающей добычи / А.А. Плосков, И.В. Шулятиков, Д.В. Дикамов и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 5. – С. 24–28.
2. Плосков А.А. Фильтрация конденсационной воды в пласт в работающих скважинах сеноманских залежей / А.А. Плосков, И.В. Шулятиков, В.З. Минликаев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 62–66.
3. Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / А.А. Точигин, Г.Э. Одишария. – М.: Газпром ВНИИГАЗ; Ивановский государственный энергетический университет, 1998. – 400 с.
4. McLaury B.S. A particle tracking method to predict sand erosion threshold velocities in elbow and tees / B.S. McLaury, S.A. Shirazi, J.R. Shadley // The 1994 ASME Fluids Engineering Division summer meeting, Lake Tahoe, Nevada, June 19–23, 1994.
5. Shirazi S.A. A procedure to predict solid particle erosion in elbows and tees / S.A. Shirazi, J.R. Shadley, B.S. McLaury et al. // Codes and Standard in a Global Environment, PVP. – 1993. – Т. 259. – С. 159–167.

¹ См. СТО Газпром 2-2.3-1018-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Газовского региона. Выбор технологии / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: ИРЦ Газпром, 2015. – 27 с.

Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation

D.V. Izyumchenko¹, Ye.V. Mandrik^{1*}, S.A. Melnikov¹, A.A. Ploskov¹, V.V. Moiseyev²,
A.N. Kharitonov², S.G. Pamuzhak³

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Nadym LLC, Bld. 14, Pionerskaya street, Nadym, Yamal-Nenets Autonomous District, 629736, Russian Federation

³ Gazprom Dobycha Yamburg, Bld. 9, Geologorazvedchikov street, Novyy Urengoy, Yamal-Nenets Autonomous District, 629306, Russian Federation

* E-mail: E_Mandrik@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Today, most of the Cenomanian deposits being developed by the Gazprom PJSC entered the final stage of exploitation. At this final stage due to irrigation of productive beds and to accumulation of liquid and sand at well bottoms (water and sand manifestations) conditions of gas well operation become seriously complicated, and it leads to self-killing of wells and losses of gas products. Well-face ejection of mechanical additives originated due to destruction of a productive bed is accompanied with the abrasive wear of production treble elements.

Last time, few innovative technologies aimed at optimization of well regimes, rising performance of irrigated wells and provision of planned gas outputs have come in sight. To prevent destruction of well-face equipment the well yields (working pressure drops) are limited by union nipples, and it often makes liquid accumulate in lift columns and well bottoms. As a result, the well outputs sizably drop, and well-bottom areas become wet and ruin.

The paper presents recommendations on optimization of gas well operation regimes in conditions of water and sand manifestations on account of values of maximal possible gas yield supposing non-destruction of bottomhole zones of beds and equipment, and minimal gas yield supposing non-accumulation of liquid. Revealed approaches will afford to reduce number of well air-blowing operations and to rise performance of Gazprom PJSC Cenomanian deposit operation.

Keywords: Cenomanian deposits, gas well, water and sand manifestations, final stage of field development, abrasive wear, bottomhole area.

References

1. PLOSKOV, A.A., I.V. SHULYATIKOV, D.V. DIKAMOV et al. Pressure losses in a tailing-in zone of Cenomanian wells during a period of declining production [Poteri davleniya v zone vskrytiya produktivnogo plasta skvazhin senomanskikh zalezhey v period padayushchey dobychi]. *Gazovaya promyshlennost*. 2012, no. 5, pp. 24–28. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. PLOSKOV, A.A., I.V. SHULYATIKOV, V.Z. MINLIKAYEV et al. Bed infiltration of condensation water in working wells of Cenomanian deposits [Filtratsiya kondensatsionnoy vody v plast v rabotayushchikh skvazhinakh senomanskikh zalezhey]. *Gazovaya promyshlennost*. 2013, no. 5, pp. 62–66. ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. TOCHIGIN, A.A. and G.E. ODISHARIYA. *Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures* [Prikladnaya gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ and Ivanovo State Power University, 1998. (Russ.).
4. McLAURY, B.S., S.A. SHIRAZI, J.R. SHADLEY. A particle tracking method to predict sand erosion threshold velocities in elbow and tees. In: *Proc. of the 1994 ASME Fluids Engineering Division summer meeting, Lake Tahoe, Nevada, June 19–23, 1994*.
5. SHIRAZI, S.A., J.R. SHADLEY, B.S. McLAURY et al. A procedure to predict solid particle erosion in elbows and tees. *Codes and Standard in a Global Environment, PVP*. 1993, vol. 259, pp. 159–167.

УДК: 622.279.72

Промысловые испытания экологически безопасного малорасходного ингибитора образования газовых гидратов кинетического действия

В.Д. Балашова^{1*}, И.А. Чернышев², О.Ю. Коновальчук¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1а

² ООО «Газпром инвест», Российская Федерация, 196210, г. Санкт-Петербург, ул. Стартовая, д. 6, лит. Д

* E-mail: v.balashova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Основным ингибитором гидратообразования на отечественных объектах газо- и нефтедобычи до настоящего времени является метанол (яд), и альтернативы ему для широкого применения пока не найдено.

Разработан, запатентован и испытан новый экологически безопасный ингибитор гидратообразования кинетического действия «КИГ-Дельта» с пониженным расходом. Промысловые испытания «КИГ-Дельта» проводились по заранее разработанной и утвержденной программе в два этапа: первый этап – подтверждение образования газовых гидратов в технологическом оборудовании на исследуемом участке; второй этап – испытание и определение эффективности кинетического ингибитора гидратообразования.

Анализ результатов промысловых исследований подтверждает эффективную работу «КИГ-Дельта», так как в сравнении с метанолом, применяемым традиционно на газовых промыслах, получены больший период времени до момента образования газовых гидратов (91 ч, или ~4 сут, против 1...7 ч) и пониженный в 5...6 раз удельный расход ингибитора.

Добыча, промысловая подготовка и транспортировка природного газа при особых условиях сопровождается образованием газовых гидратов, приводящим к различным осложнениям технологического процесса: от нарушения режима работы производственного объекта до аварийных ситуаций. Основным ингибитором гидратообразования на отечественных объектах газо- и нефтедобычи до настоящего времени является метанол (яд), и альтернативы ему для широкого применения пока не найдено.

Филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта совместно с ООО «Дельта-пром инновация» по заданию ПАО «Газпром» разработан, запатентован и испытан экологически безопасный ингибитор гидратообразования кинетического действия с пониженным его расходом [1].

Приготовление опытной партии кинетического ингибитора «КИГ-Дельта» (далее – КИГ) производилось путем смешения двух основных компонентов: низкомолекулярных циклических полимеров (10 %) и спиртосодержащего растворителя (фракция головная этилового спирта – эфиральдегидная фракция). Смесь низкомолекулярных циклических полимеров, в свою очередь, состояла в равных долях из водорастворимых поливинилкапролактама и поливинилпирролидона. Поскольку ингибитор планировался к применению на объектах, находящихся в холодной климатической зоне, использован незамерзающий растворитель – этиловый спирт. Смешение компонентов осуществлялось в емкости с помощью насоса, обеспечивающего циркуляцию жидкости в течение 30 мин до получения гомогенной смеси, при атмосферном давлении и температуре окружающей среды –10 °С.

Опытная партия КИГ изготовлена по результатам лабораторных и экспериментальных исследований и доставлена для промысловых испытаний на одно из месторождений Вуктыльского геолого-экономического района. На момент испытаний ингибитора скважины месторождения характеризовались следующими устьевыми показателями: давлением 2,6...6,8 МПа и температурой 0...12 °С. Продукция скважин состояла из газа (в основном метана), газового конденсата и пластовой воды.

Ключевые слова:

кинетический ингибитор, газовые гидраты, метанол, полимер, пониженный расход, промысловые испытания, эффективность.

Дебит скважин варьировал по газу от 14 до 83 тыс. м³/сут, газовому конденсату – от 0,1 до 13,9 т/сут, пластовой воде – до 0,2 м³/сут.

Высокие давления, низкая температура и наличие влаги в газовых потоках месторождения способствуют образованию газовых гидратов и вытекающим из этих условий осложнениям. С целью предотвращения гидратообразования на месторождении используют метанол, который от разделительной панели по индивидуальным трубопроводам условным диаметром 25 мм направляется в скважины, шлейфы скважин перед задвижками, на сепараторы промышленной подготовки газа. Средний расход метанола по предприятию установлен в размере 1,08 кг на 1000 м³ природного газа. При указанных объемах добычи газа суточный расход метанола на этом месторождении составлял приблизительно 280...346 кг.

Промысловые испытания КИГ проводились в два этапа по заранее разработанной и утвержденной программе на участке газопровода «шлейф скв. 21 – блок входных ниток (БВН) – теплообменник»: *первый этап* – подтверждение образования газовых гидратов в технологическом оборудовании на исследуемом участке; *второй этап* – испытание КИГ. Основной целью проведения промысловых испытаний являлось установление влияния и определение оптимального удельного расхода КИГ.

Диагностика начала образования газовых гидратов осуществлялась исходя из следующих критериев:

- перепадов давления и температуры. Скачок и дальнейший рост перепада давления по сравнению с начальным значением свидетельствуют о нарастании гидравлического сопротивления за счет уменьшения эффективного сечения потока вследствие отложения газовых гидратов на внутренней поверхности труб;
- изменения дебита скважины по газу в сравнении с измеренным до начала испытаний значением, соответствующим безгидратному режиму работы скважины;
- концентрации ингибитора в пробах газа и газового конденсата, взятых из точек отбора на устье скважины, на выходе замерного сепаратора С-1з.

Принципиальная технологическая схема подачи КИГ с устья скважины, используемая при проведении промысловых испытаний, приведена на рис. 1. КИГ подавался устройством 22 в точку ввода ингибитора, расположенную между задвижками 4 и 5, далее по шлейфу совместно с продукцией скважины поступал на БВН установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Промысловые испытания проходили в летний период в течение специально отведенного для этого времени – с 22 июня по 8 июля.

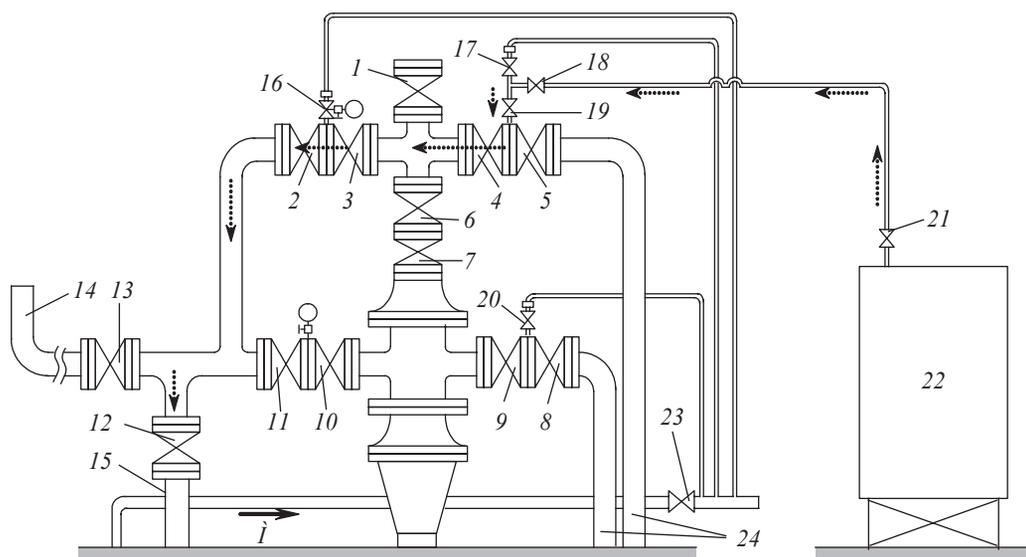


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема подачи КИГ:

1...13 – задвижки; 14 – факельная линия; 15 – шлейф скважины; 16...21 – вентили;
22 – установка для дозированной подачи ингибитора (СУДР-1-1,6-1-20-150-М производства
ООО «Позитрон», г. Пермь); 23 – задвижка метанольной линии; 24 – задавочные линии;
М – метанол

Для регистрации давлений в насосно-компрессорных трубах (НКТ) – буферного – и на входе УКПГ (давление в шлейфе скважины на БВН) были установлены электронные самопишущие манометры типа МТГ-20У. Объем газа сепарации регистрировался самопишущим дифференциальным манометром, расположенным после замерного сепаратора. В течение промысловых испытаний КИГ перепад в шлейфе скважины между буферным давлением и давлением на БВН стабильно укладывался в пределы 0,03...0,04 МПа. Метанол подавался периодически для удаления газовых гидратов с целью стабилизации технологических параметров работы скважины.

22 июня скважина была запущена в работу по НКТ на замерный сепаратор С-1з. Давление на БВН поддерживалось согласно технологическому режиму на уровне 4,85 МПа при помощи регулируемого штуцера, расположенного на БВН. В процессе работы скважины отмечено повышение давления на БВН, что свидетельствует об образовании газовых гидратов после регулируемого штуцера. Ликвидация газовых гидратов осуществлялась путем полного или частичного открытия штуцера.

23 июня с целью проведения газодинамических исследований скважины и поддержания давления сепарации в С-1з согласно технологическому режиму давление регулировалось при помощи штуцера, расположенного после теплообменника ТО-1з. При выполнении газодинамических исследований 23 и 24 июня

дебит скважины по газу составлял от 35 до 40 тыс. м³/сут, газовому конденсату – от 9,5 до 10,5 м³/сут; воде – от 0,03 до 0,04 м³/сут.

В период с 23 по 29 июня скважина работала нестабильно вследствие образования газовых гидратов после регулируемого штуцера теплообменника ТО-1з. Давление на БВН изменялось от 4,0 до 5,5 МПа, дебит газа сепарации – от 32,3 до 52,9 тыс. м³/сут. Метанол подавался периодически с целью предотвращения образования «глухой» гидратной пробки в технологическом оборудовании. Подача метанола осуществлялась отдельным дозирующим насосом с расходом 0,4 м³/сут в газовый поток после замерного сепаратора С-1з и в шлейф скважины на БВН.

С 29 июня начаты работы по испытанию КИГ. Подача КИГ осуществлялась на устье скважины в ее шлейф и далее в систему сбора газа. В начальный период (в течение 3 ч 10 мин) КИГ подавался с повышенным расходом (ударная дозировка) 60 л/сут (рис. 2). Далее расход был снижен до 15 л/сут, что составило 15 % от содержания воды в продукции скважины согласно технологическому режиму.

В связи с тем что КИГ поступал совместно с добываемой продукцией в замерный сепаратор С-1з и частично оставался в сепараторе, 30 июня регулировка давления осуществлялась штуцером, расположенным на БВН. Поэтому в дальнейшем замеры объемов добычи газа не производились.

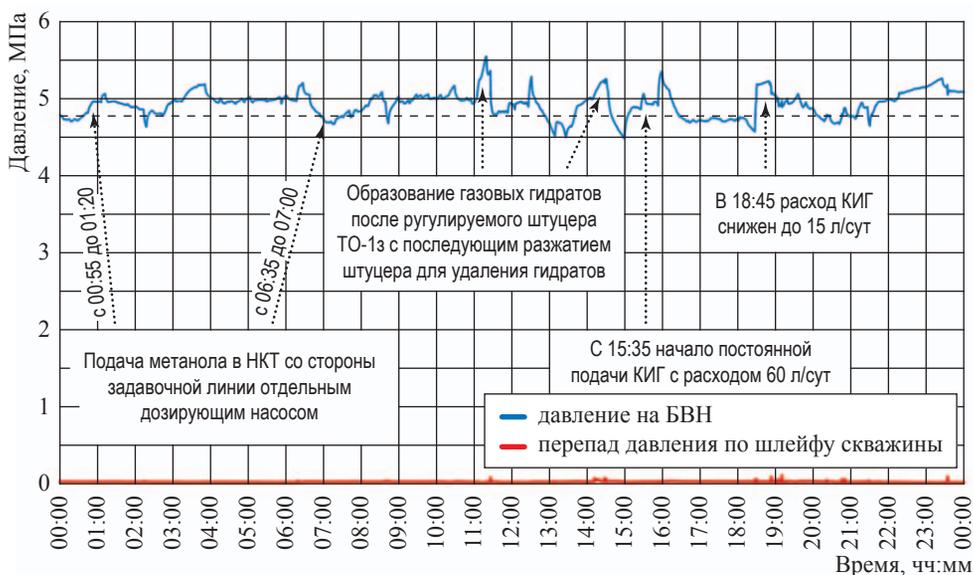


Рис. 2. Динамика давлений по скв. 21 на 29 июня

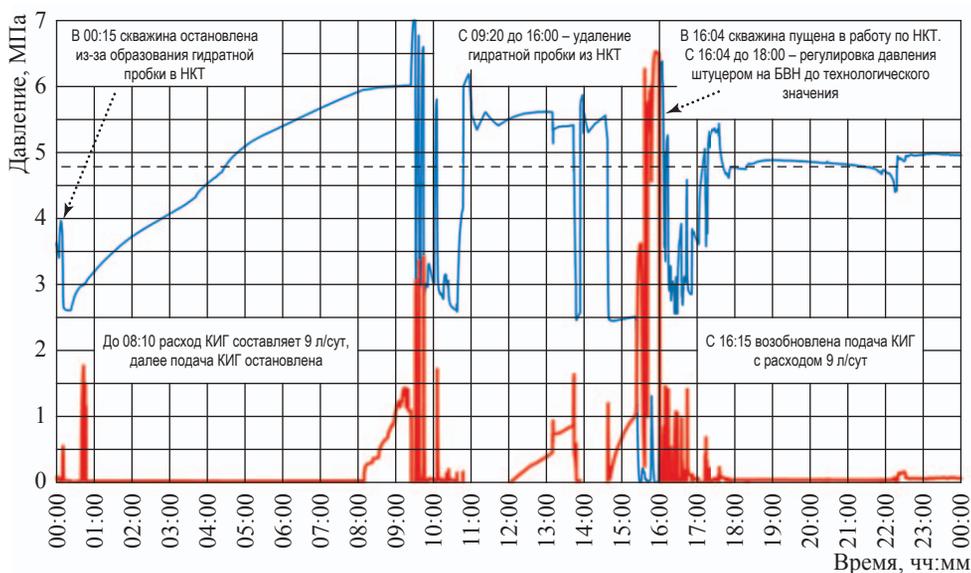


Рис. 3. Динамика давлений по скв. 21 на 4 июля: см. экспликацию к рис. 2

С 30 июня по 3 июля расход КИГ снижали до 9 л/сут. При этом скважина работала стабильно без образования газовых гидратов после регулируемого штуцера на БВН. Незначительные изменения давления связаны с регулировкой штуцера.

4 июля скважина остановлена из-за образования газовых гидратов в НКТ, что не связано с исследуемым участком. После перевода скважины на факельную линию и снижения давления в НКТ до 0,2 МПа гидратная пробка из скважины была удалена и испытания продолжены (рис. 3).

5 июля расход КИГ для подачи в шлейф снижен до 6 л/сут. В дальнейшем скважина работала нестабильно с периодическим образованием газовых гидратов в НКТ «ниже» фонтанной арматуры. При этом также отмечалось образование гидратов в зоне эксперимента – после регулируемого штуцера, расположенного на БВН. Последнее, вероятно, связано с тем, что дозировка КИГ в объеме 6 л/сут недостаточна для этих условий.

9 июля работы по испытанию КИГ приостановлены, так как скважина была передана для проведения плановых газодинамических исследований. Результаты промышленных испытаний КИГ, проведенных в период с 29 июня по 9 июля, подтверждены протоколом и актом исследований. Отмечено, что без подачи метанола образование газовых гидратов после регулируемых штуцеров, расположенных на блоке входных ниток и после

теплообменника, происходит с периодичностью 1...7 ч.

В период испытаний подача КИГ с устья скважины в шлейф для обеспечения безгидратного режима работы исследуемого участка промышленной системы осуществлялась в режиме понижающихся дозировок (удельных расходов) 15, 12, 9 и 6 л/сут. При первых трех дозировках ингибитора система работала без образования гидратов в течение 91 ч. При удельном расходе КИГ 6 л/сут (0,25 л/ч) началось образование газовых гидратов (наблюдалось по росту давления на БВН). В связи с тем что провести дальнейшую оптимизацию удельного расхода КИГ между 6 и 9 л/сут по объективным причинам не представилось возможным, для рассматриваемых условий оптимальной принята дозировка ингибитора 9 л/сут (0,4 л/ч).

Объем добываемого природного газа из скв. 21 в течение проведения промышленных испытаний КИГ изменялся в пределах 32...50 тыс. м³/сут со средним значением 45 тыс. м³/сут. Анализ результатов испытаний подтверждает эффективность КИГ, так как в сравнении с метанолом достигнуты больший период времени до образования газовых гидратов (91 ч, или ~4 сут, против 1...7 ч) и в 5...6 раз меньший удельный расход ингибитора.

Таким образом, проведение комплексных теоретических, лабораторных и промышленных исследований ингибиторов кинетического действия сохраняет актуальность

и целесообразность с точки зрения определения основных условий успешной реализации мероприятий по предотвращению проблем, обусловленных образованием газовых гидратов. Кроме того, ситуация Крайнего Севера, в которой находится основная часть газодобывающих объектов ПАО «Газпром», требует применения новых эффективных и безопасных технологий, поэтому использование на промыслах экологически безопасных химических реагентов, в том числе ингибиторов гидратообразования, является

весьма перспективным направлением оптимизации производственного процесса добычи и промысловой подготовки углеводородов.

Список литературы

1. Пат. 2481375 RU, МПК C09K 8/524. Ингибитор гидратообразования кинетического действия / В.А. Волков, В.Д. Балашова, И.А. Чернышев и др. – № 2011150053/03; заявл. 08.12.2011; опубл. 10.05.2013, бюл. № 13.

Field tests of the environment-friendly kinetic low-consumption inhibitor of gas hydrates

V.D. Balashova^{1*}, I.A. Chernyshov², O.Yu. Konovalchuk¹

¹ Ukhta Subsidiary of Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komy Republic, 169314, Russian Federation

² Gazprom Invest LLC, Bld. 6D, Startovaya street, St.-Petersburg, 196210, Russian Federation

* E-mail: v.balashova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Nowadays, domestic facilities of gas and oil production mostly apply methanol (poison) as a hydrate inhibitor, and as yet there is no alternative to methanol for correspondent industrial applications.

A new “KIG-Delta” environment-friendly kinetic low-consumption hydrate inhibitor is developed, patented and tested. Field tests of “KIG-Delta” have been carried out according to a previously prepared and adopted program in two stages: first stage supposed confirmation of gas hydrates generation inside the process equipment at a site being studied; second stage included testing and performance estimation of the said kinetic inhibitor.

Analysis of the field test results confirms efficiency of “KIG-Delta”, as in comparison with methanol it gave greater time delay before beginning of hydrate generation (91 h against 1–7 h) and reduced (5–6 times) specific consumption of inhibitor.

Keywords: kinetic inhibitor, gas hydrates, methanol, polymer, low consumption, field tests, efficiency.

References

1. GAZPROM PJSC. Hydrate growth inhibitor of kinetic action [Ingibitor gidratoobrazovaniya kineticheskogo deystviya]. Inventors: VOLKOV, V.A., V.D. BALASHOVA, I.A. CHERNYSHEV et al. 10 May 2013. Appl: 8 December 2011, no. 2011150053/03; RU 2481375, Int. Cl. C09K 8/524.

УДК 622.279.5.001.42 (470.13)

Совершенствование системы контроля газоконденсатной характеристики пласта на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений

А.В. Поляков^{1*}, А.Н. Волков¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1а

* E-mail: a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, поздняя стадия разработки, газоконденсатная характеристика, PVT-исследования.

Тезисы. Система контроля газоконденсатной характеристики (ГКХ) пласта является одним из основных информационных источников на всех стадиях эксплуатации месторождения. По результатам контроля ГКХ изучают состав и свойства пластовой газоконденсатной системы, продукции, поступающей в скважины, а также получают сведения для решения задач учета и планирования добычи конденсата, оперативного и стратегического управления разработкой.

Контроль ГКХ на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) может быть осложнен целым рядом факторов: значительным ухудшением технико-технологических условий проведения промысловых исследований, развитием процесса прямого испарения ретроградного конденсата, поступлением дополнительного притока жидких углеводородов (ЖУВ). Существующие методы контроля не позволяют учесть эти факторы.

В статье предлагается при контроле ГКХ пласта на поздней стадии разработки НГКМ проводить в два этапа дополнительный комплекс PVT-исследований, который будет учитывать особенности фазового поведения пластового газа на данной стадии разработки месторождения. Предполагается, что на первом этапе исследований решается задача уточнения состава пластового газа и выявления наличия дополнительного притока ЖУВ (определение его количественных и качественных характеристик), а на втором для уточненного состава пластового газа идентифицируется развитие процесса прямого испарения.

Разработанный подход внедрен в систему контроля ГКХ по месторождениям Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП). Подход позволил обосновать развитие процесса прямого испарения на одном из месторождений Тимано-Печорской НГП и обеспечить эффективный контроль ГКХ. Данный подход можно использовать как составную часть систем контроля ГКХ других НГКМ.

Система контроля газоконденсатной характеристики (ГКХ) является неотъемлемой и важной информационной составляющей в ходе всего жизненного цикла месторождения. Ее реализация обеспечивает оперативное и стратегическое управление разработкой, в том числе ведение учета и планирования добычи углеводородного (УВ) сырья. Традиционный контроль ГКХ разрабатываемых месторождений включает:

- промысловые газоконденсатные (ГКИ) и газодинамические исследования для определения конденсатогазового фактора (КГФ) с отбором сепараторных проб пластовых флюидов, замера текущих пластовых термобарических условий;
- лабораторные исследования физико-химическими и хроматографическими методами для определения состава и свойств пластовых флюидов;
- расчет состава и свойств добываемого пластового газа;
- сравнительный анализ текущих и прогнозных параметров ГКХ.

Разработка нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на поздней стадии сопровождается значительным ухудшением технико-технологических условий проведения промысловых исследований (что может привести к некорректному замеру КГФ), развитием процесса прямого испарения ретроградного конденсата при снижении пластового давления в область давления максимальной конденсации и ниже, поступлением дополнительного притока жидких углеводородов (ЖУВ). Специфика поздней стадии разработки требует совершенствования методов контроля ГКХ, поскольку традиционный подход не позволяет верифицировать промысловые

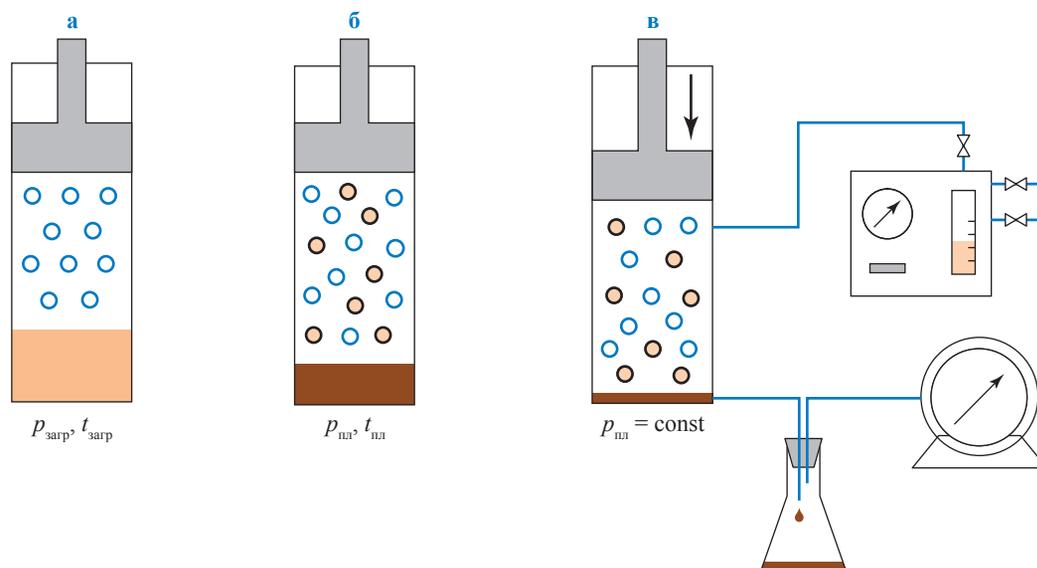


Рис. 1. Схема проведения экспериментов для скважин, характеризующихся дополнительным поступлением ЖУВ. Этапы: а – загрузки ($p_{\text{загр}}, t_{\text{загр}}$ – исходные значения давления и температуры соответственно); б – приведения условий к пластовым; в – удаления ЖУВ

исследования, однозначно идентифицировать процессы, происходящие в пласте, количественно и качественно охарактеризовать дополнительный приток ЖУВ.

Для повышения эффективности реализуемой системы контроля ГКХ на поздней стадии разработки НГКМ Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции (НГП) внедрен дополнительный комплекс исследовательских работ, учитывающий особенности фазового состояния и поведения пластовой УВ системы. Основу этих работ составляют экспериментальные исследования на PVT¹-установке, выполнение которых в общепринятой практике предусмотрено на начальной стадии изучения ГКХ.

К отличительным особенностям фазового поведения пластового газа в области давления максимальной конденсации и ниже следует отнести отсутствие выпадения конденсата в процессе снижения давления при пластовой температуре (выпадение происходит только при изменении температуры) и поступление в составе продукции скважин дополнительного притока ЖУВ (ретроградный конденсат, нефть).

С учетом этих особенностей разработан подход к проведению PVT-исследований с возможностью верификации выполненных ГКИ,

уточнения состава добываемого пластового газа и диагностирования развития процессов прямого испарения и двухфазной фильтрации [1]. Данный подход позволяет повысить информативность исследований в отношении скважин как с дополнительным притоком ЖУВ, так и без него. В целом экспериментальную часть исследования можно разделить на два этапа. На первом этапе уточняется состав пластового газа и выявляется наличие/отсутствие дополнительного притока ЖУВ. На втором этапе работ для уточненного состава пластового газа идентифицируется развитие процесса прямого испарения.

Первый этап эксперимента для скважин, характеризующихся отсутствием поступления дополнительного притока ЖУВ, заключается в построении изобары полного растворения конденсата путем проведения серии опытов контактной конденсации при постоянном давлении для систем с КГФ, близким ($\pm 10 \dots 20 \%$) полученному по результатам промысловых исследований. Далее на основании изобары полного растворения конденсата проверяется правильность определенного содержания углеводородов группы C_{5+} или уточняется его значение исходя из данных о пластовой температуре.

На втором этапе для УВ смеси с уточненным содержанием C_{5+} при пластовой температуре проводится опыт контактной

¹ PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

конденсации. Отсутствие выпадения жидкой фазы при снижении давления позволяет диагностировать проявление процесса прямого испарения.

Для скважин, характеризующихся поступлением дополнительного притока ЖУВ, на первом этапе решается задача определения количественной и качественной характеристик дополнительного притока ЖУВ и определения содержания C_{5+} в равновесной газовой фазе, отождествляемой с пластовым газом, для текущих термобарических условий. Комплекс экспериментальных исследований заключается в идентификации фазового состояния при текущих термобарических условиях с последующим проведением опытов, направленных на изучение состава и свойств сосуществующих равновесных фаз. Схема эксперимента представлена на рис. 1. Второй этап проводится по аналогии.

После загрузки в камеру PVT газа сепарации и необходимого в соответствии с промышленными данными количества нестабильных ЖУВ (см. рис. 1а) рекомбинированный образец продукции скважин приводится к текущим термобарическим условиям (пластовым давлению $p_{пл}$ и температуре $t_{пл}$) (см. рис. 1б) и замеряется количество нерастворившейся жидкой фазы (НЖФ). Далее при поддержании постоянного давления НЖФ выводится из камеры PVT по схеме опыта однократного разгазирования с замером объема газа дегазации и массы дегазированных жидких углеводородов (см. рис. 1в), а также отбором проб этих потоков на хроматографические и физико-

химические исследования. На основе полученных результатов рассчитывается состав НЖФ, равновесной газовой фазы и продукции скважины. После удаления НЖФ при необходимости часть равновесной газовой фазы при поддержании постоянного давления выводят из камеры PVT по схеме одноступенчатой сепарации (см. рис. 1в) с отбором и анализом газовой и жидкой фаз. По результатам сепарации также появляется возможность рассчитать состав равновесной газовой фазы и сопоставить его с составом пластового газа скважин «сухого» поля.

Предложенный подход апробирован при контроле ГКХ на месторождениях Тимано-Печорской НПП. Далее приведены результаты исследований для одной скважины «сухого» поля и одной скважины, характеризующейся дополнительным притоком ЖУВ.

Месторождение 1. Скважина «сухого» поля

Пробы газа сепарации и нестабильного конденсата отбирались при $p_{пл} = 5,3$ МПа (табл. 1), $t_{пл} = 88,6$ °С. Согласно промышленным ГКИ содержание углеводородов группы C_{5+} в пластовом газе составило 94 г/м³.

В ходе PVT-исследований проведена серия опытов контактного растворения при пластовом давлении для УВ смесей с содержанием C_{5+} 70, 84 и 97 г/м³. По результатам экспериментов построены кривые изобарического растворения жидкой фазы и изобара полного растворения конденсата (рис. 2). Для $t_{пл} = 88,6$ °С содержание C_{5+} составило 89,8 г/м³, что на 4 г/м³ ниже значения, определенного по результатам ГКИ.

Таблица 1

Составы проб газа сепарации и нестабильного конденсата

Компонент	Газ сепарации		Нестабильный конденсат	
	молярная доля, %	массовая доля, %	молярная доля, %	массовая доля, %
CH ₄	86,14	72,59	11,83	2,56
C ₂ H ₆	7,36	11,63	6,47	2,63
C ₃ H ₈	2,76	6,39	8,10	4,82
iC ₄ H ₁₀	0,46	1,40	3,36	2,63
nC ₄ H ₁₀	0,71	2,17	8,86	6,95
iC ₅ H ₁₂	0,18	0,69	7,10	6,92
nC ₅ H ₁₂	0,14	0,54	8,13	7,92
C ₆₊	0,10	0,46	45,71	65,34
N ₂	1,00	1,47	0,07	0,03
CO ₂	1,15	2,66	0,36	0,21
Σ	100,00	100,00	100,00	100,00

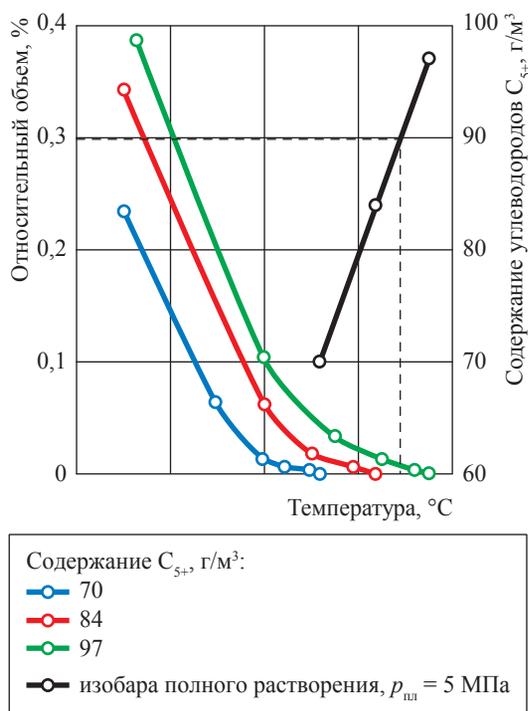


Рис. 2. Изобарическое растворение жидкой фазы

На втором этапе PVT-исследований проведены опыты контактной конденсации при пластовой температуре для системы с уточненным содержанием C_{5+} , составившим 89,8 г/м³. Результаты опыта показали, что в процессе падения давления ниже $p_{пл}$ выпадения жидкой фазы не происходит. Данный факт свидетельствует о развитии процесса прямого испарения.

Таким образом, для рассматриваемой пластовой системы уточнено содержание

углеводородов группы C_{5+} и идентифицировано развитие процесса прямого испарения.

Месторождение 2. Скважина, характеризующаяся дополнительным притоком ЖУВ

Пробы газа сепарации и нестабильного конденсата отбирались при $p_{пл} = 11,9$ МПа (табл. 2), $t_{пл} = 59,5$ °С. Согласно промысловым ГКИ содержание C_{5+} в пластовом газе составило 100,2 г/м³.

После рекомбинирования УВ смеси, содержащей 100,2 г/м³ C_{5+} , и приведения ее к текущим пластовым условиям ($p_{пл} = 11,86$ МПа, $t_{пл} = 59,5$ °С) установлено, что данная система находилась в двухфазном состоянии. Относительный объем НЖФ, который соответствует объему дополнительного притока ЖУВ, составил 0,67 % начального объема системы. Далее произведено выталкивание НЖФ по схеме опыта однократного разгазирования. НЖФ представляла собой жидкость темно-желтого цвета (рис. 3) молярной массой 140 г/моль, газосодержание НЖФ составило 344,1 м³/т. Содержание углеводородов группы C_{5+} в равновесной газовой фазе после выпуска НЖФ составило 79 г/м³, что согласуется с прогнозной зависимостью содержания конденсата в пластовом газе.

На втором этапе PVT-исследований проведен опыт контактной конденсации при пластовой температуре для равновесной газовой фазы. Результаты опыта показали, что в процессе снижения давления ниже $p_{пл}$ происходит выпадение жидкой фазы (рис. 4).

Таблица 2

Составы проб газа сепарации и нестабильных ЖУВ

Компонент	Газ сепарации		Нестабильные ЖУВ	
	молярная доля, %	массовая доля, %	молярная доля, %	массовая доля, %
CH ₄	82,96	67,88	28,46	9,12
C ₂ H ₆	10,01	15,45	17,79	10,75
C ₃ H ₈	3,30	7,53	17,42	15,57
iC ₄ H ₁₀	0,35	1,07	4,05	4,83
nC ₄ H ₁₀	0,65	1,99	8,66	10,33
iC ₅ H ₁₂	0,17	0,66	3,15	4,78
nC ₅ H ₁₂	0,16	0,61	2,86	4,29
C ₆₊	0,24	1,14	17,23	40,00
N ₂	1,45	2,06	0,02	0,01
CO ₂	0,72	1,62	0,36	0,32
Σ	100,00	100,00	100,00	100,00



Рис. 3. Нерастворившаяся жидкая фаза

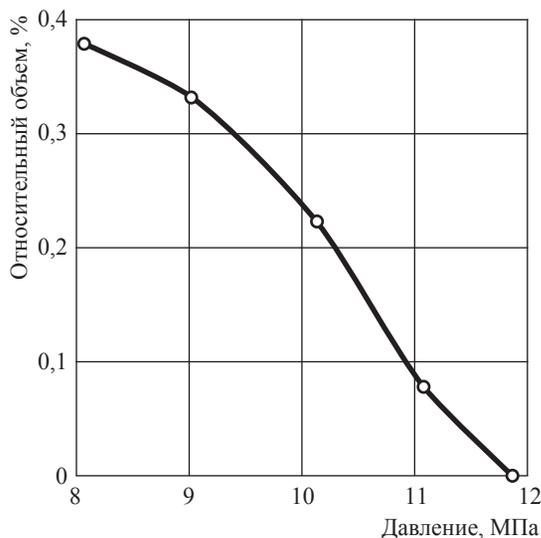


Рис. 4. Изотермы контактной конденсации равновесной газовой фазы

Таким образом, для рассматриваемой пластовой системы установлены наличие дополнительного притока ЖУВ и отсутствие развития процесса прямого испарения. Также определены содержание углеводородов группы C_{5+} в пластовом газе и качественные и количественные характеристики дополнительного притока ЖУВ.

Необходимо отметить, что состав и свойства дополнительного притока ЖУВ могут меняться в широких диапазонах в зависимости

от целого ряда факторов (пластового давления, дебита скважины, скорости фильтрации и др.). Процесс разделения ЖУВ на ретроградный конденсат и нефть на сегодняшний день является сложной задачей. Один из возможных способов решения задачи разделения флюида может основываться на данных о его физико-химических свойствах [2].

В целом по результатам выполненной работы можно отметить следующее:

- разработан универсальный подход контроля ГКХ на поздней стадии разработки месторождения, который предполагает проведение дополнительного комплекса РВТ-исследований, позволяющих идентифицировать развитие процесса прямого испарения, уточнять состав пластового газа, а также определять количественную и качественную характеристики дополнительного притока ЖУВ;
- разработанный подход внедрен в систему контроля ГКХ на месторождениях Тимано-Печорской НГП, находящихся на поздней стадии разработки. Это позволило идентифицировать развитие процесса прямого испарения по одному из месторождений Тимано-Печорской НГП и повысить точность прогнозных показателей добычи углеводородов;
- подход может стать составным элементом систем контроля ГКХ на других НГКМ для повышения информативности и эффективности исследований.

Список литературы

1. Поляков А.В. Идентификация направленности ретроградных процессов в газоконденсатной залежи на завершающей стадии разработки / А.В. Поляков, В.И. Лапшин, А.Н. Волков // Газовая промышленность. – 2016. – № 12. – С. 24–28.
2. Волков А.Н. Информационное обеспечение контроля газоконденсатной характеристики в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений / А.Н. Волков // Недропользование XXI век. – 2012. – № 5. – С. 56–59.

Perfecting control of formation gas-condensate characteristics at late stage of oil-gas-condensate field development

A.V. Polyakov^{1*}, A.N. Volkov¹

¹ Ukhta Subsidiary of Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komy Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. A system of formation gas-condensate characteristics (GCCh) control is one of the main data source at each stage of field operation. Using results of GCCh control they study composition and properties of a bedded gas-condensate system, well products, and acquire information necessary for accounting and planning of condensate output, as well as for real-time and strategic management of field development.

GCCh control at late stage of an oil-gas-condensate field (OGCF) development can be complicated with a number of factors, namely: with serious worsening of technical-technological conditions for field tests, development of direct evaporation of retrograde condensate, additional inflow of fluid hydrocarbons (FH). Current methods of control don't support consideration of the listed factors.

The paper suggests an additional two-step complex of PVT-researches at late stage of OGCF development, which will consider specific (for this stage) peculiarities of bedded gas phase behavior. The first step of tests supposes verification of accurate gas compositions and detection of FH presence (quantitative and qualitative determination of FH's characteristics). The second step of the test should be dedicated to identification of direct evaporation development in respect to improved values of gas compositions.

The said approach is implemented to the system of GCCh control at the fields located in the Timan-Pechora oil-gas-bearing province. It enabled researches to substantiate development of direct evaporation at one of the fields from the Timan-Pechora province and to provide effective GCCh control. This method could be applied as an element of the GCCh control systems at other hydrocarbon fields.

Keywords: oil-gas-condensate field, late stage of field development, gas-condensate characteristics, PVT-research.

References

1. POLYAKOV, A.V., V.I. LAPSHIN, A.N. VOLKOV. Identification of retrograde trends in a gas-condensate deposit at a final stage of field development [Identifikatsiya napravlenosti retrogradnykh protsessov v gazokondensatnoy zalezhi na zavershayushchey stadia razrabotki]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2016, no. 12, pp. 24–28. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. VOLKOV, A.N. Dataware of gas-condensate characteristics control during development of oil-gas-condensate fields [Informatsionnoye obespecheniye kontrolya gazokondensatnoy kharakteristiki v protsesse razrabotki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy]. *Nedropolzovaniye XXI vek*. 2012, no. 5, pp. 56–59. ISSN 1998-4685. (Russ.).

УДК 622.276:658.58; 622.279:658.58

Технологические и технические решения по эксплуатации обводняющихся и обводненных газоконденсатных скважин

Р.В. Роганов^{1*}, Г.М. Квачантирадзе¹, С.А. Погуляев¹, В.Д. Балашова¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1а

* E-mail: r.roganov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

газовое месторождение, обводнение, струйный насос, депрессия, скважина.

Тезисы. В условиях обводнения газовых месторождений актуален поиск технологий эффективного выноса жидкости из скважин с целью снятия противодействия на пласт и освобождения защемленного в пласте газа. Предлагается технология с использованием извлекаемого скважинного струйного насоса, разработанного и изготовленного специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.

Принцип действия насоса основан на использовании энергии газа высокого давления, закачиваемого по затрубному пространству скважины на прием насоса для подъема продукции из скважины. Конструктивные особенности насоса заключаются в возможности спускать его в скважину и извлекать с применением канатной техники без подъема насосно-компрессорных труб (НКТ). Корпус насоса спускается на НКТ совместно с пакером на заданную глубину.

Эксплуатация обводненных газовых скважин с применением рекомендуемой технологии позволяет извлекать выпавший в пласте газовый конденсат за счет его вытеснения и вымывания продвигающейся к забоя скважин пластовой водой и получать сопутствующий эффект.

Многие газовые и газоконденсатные месторождения ПАО «Газпром» находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются интенсивным обводнением продуктивных пластов. Обводнение этих месторождений является одной из самых серьезных проблем добычи углеводородов и носит прогрессирующий характер. Анализ опыта повышения эффективности добычи газа из обводненных и обводняющихся скважин показал, что поиск и выбор технологии принудительного удаления пластовой жидкости из газовых скважин актуальны по настоящее время и требуют индивидуального подхода в каждом конкретном случае.

В условиях обводнения месторождений наиболее перспективным способом эксплуатации скважин является интенсивный отбор пластовой жидкости с целью снятия противодействия на пласт и освобождения защемленного в пласте газа. Для решения этой проблемы специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта предложена технология с использованием разработанного и изготовленного собственными силами скважинного струйного насоса. Струйный насос для эксплуатации скважин (НСЭС) запатентован [1], имеет декларацию (ТС N RU Д-RU.АИ43.В.00006 от 11.10.2013) о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

Принцип действия НСЭС основан на использовании энергии газа высокого давления (ГВД), закачиваемого по затрубному пространству (ЗТ) на прием насоса для подъема продукции из скважины. Эффективность такого метода подъема жидкости с забоя скважин определяется сочетанием газлифтного эффекта с работой струйного аппарата, что позволяет снизить давление на забое скважины, увеличить депрессию на пласт, приток флюида из пласта.

Конструктивные особенности насоса заключаются в возможности спускать его в скважину и извлекать с применением канатной техники без подъема насосно-компрессорных труб (НКТ). Корпус насоса спускается на НКТ совместно с пакером на заданную глубину.

Предлагаемая технология испытана на опытной газоконденсатной скважине. Подача ГВД на устье опытной скважины осуществлялась по проложенному нагнетательному

газопроводу напрямую от ближайшей скважины-донора. Замер расхода ГВД производился на линии нагнетательного трубопровода в ЗТ скважины при помощи сужающего устройства. Для регулирования расхода ГВД и плавного установления режимов отбора жидкости из скважины с помощью НСЭС на линии подачи ГВД в ЗТ установлен регулирующий штуцер.

За счет энергии, создаваемой ГВД, в насосе происходят взаимное перемешивание ГВД с газоконденсатной смесью и последующий вынос смешанного продукта из скважины по НКТ на контрольный сепаратор установки комплексной подготовки газа. Оптимальным является режим работы скважины с минимальным удельным расходом ГВД на подъем 1 м³ жидкости. Для его определения необходимо провести исследования скважины не менее чем на трех режимах выноса жидкости в диапазоне минимального и максимального расходов активного газа. Результаты исследований обрабатываются с построением регулировочной зависимости дебита жидкости от расхода активного газа. (В качестве примера на рис. 1 представлены результаты испытания технологии и исследований, проведенных на опытной скважине.)

Таким образом создается режим максимального отбора жидкости, который позволяет создать максимальную депрессию в скважине и тем

самым воздействовать на продуктивный пласт за счет снижения забойного давления в скважине. Газоотдача обводненной залежи напрямую связана с изменением пластового давления, лежащим в основе технологии вторичной добычи газа (совместно с пластовой водой). Кроме того, известно, что эксплуатация обводненных скважин газоконденсатных месторождений позволяет извлекать выпавший в пласте газовый конденсат за счет его вытеснения и вымывания продвигающейся к забою скважин пластовой водой и получать сопутствующий эффект от применения рекомендуемой технологии.

Результаты глубинных замеров (рис. 2, 3) свидетельствуют, что в период проведения исследований скважины максимальная депрессия, создаваемая на приеме НСЭС, составила 1,19 МПа. При этом отбор воды из скважины находился в оптимальной зоне регулировочной зависимости (см. рис. 1) и составил 91,7 м³/сут. Пластовая температура на глубине установки манометра (в основании струйного насоса) в статических условиях и в работающей скважине равнялась соответственно 26,6 и 29,1 °С.

Представленная технология рекомендуется к применению на скважинах ПАО «Газпром» для вовлечения в дренирование газа и газового конденсата, защемленных в пласте вследствие масштабного обводнения залежи.

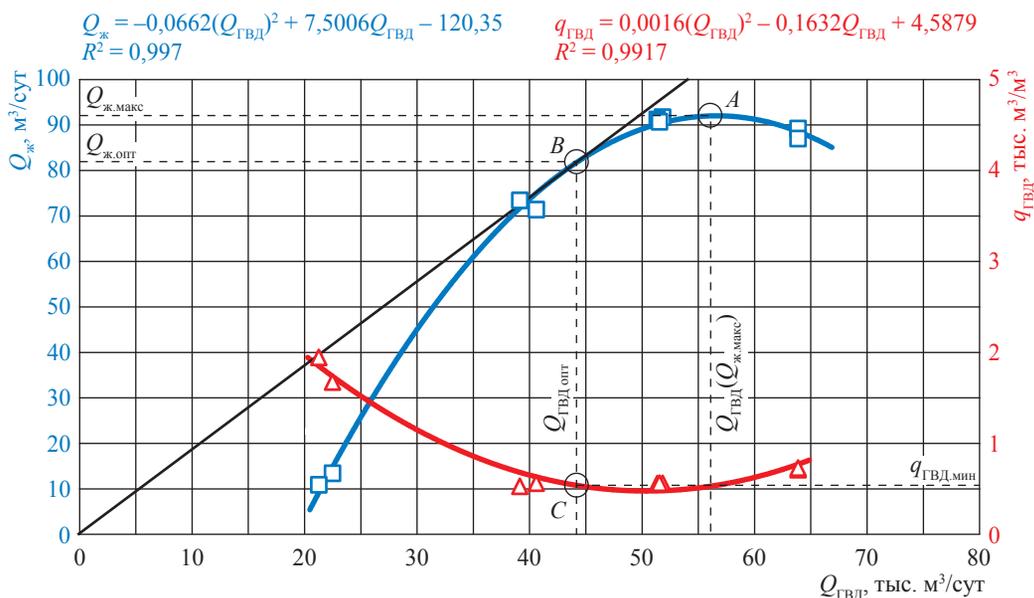


Рис. 1. Зависимость дебита опытной скважины по жидкости ($Q_{ж}$) и удельного расхода ГВД на подъем 1 м³ жидкости ($q_{ГВД}$) от расхода ГВД ($Q_{ГВД}$). Характерные точки: А – максимальный дебит жидкости ($Q_{ж.макс}$); В – оптимальный дебит жидкости ($Q_{ж.опт}$); С – минимальный удельный расход ГВД на вынос 1 м³ жидкости ($q_{ГВД.мин}$); $Q_{ГВД.опт}$ – оптимальный расход ГВД

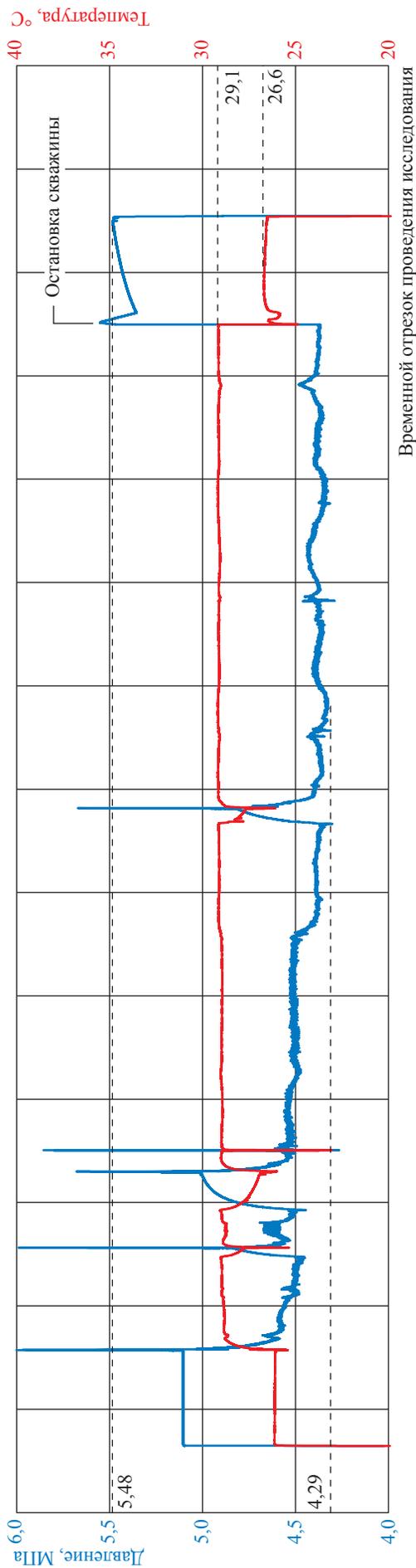


Рис. 2. Динамика давления и температуры на приеме НСЭС в опытной скважине

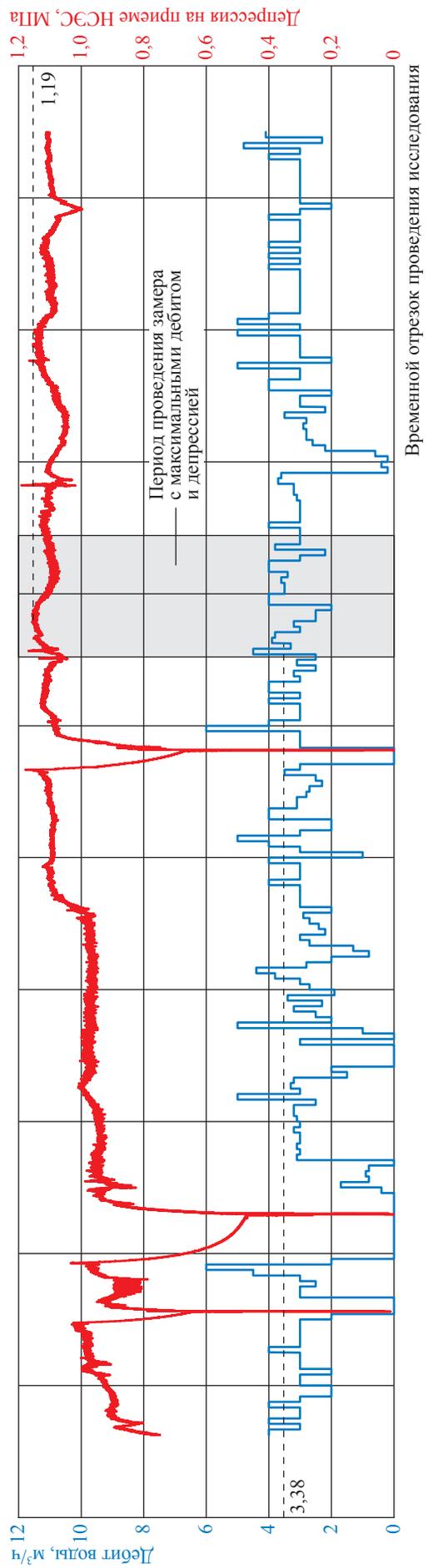


Рис. 3. Динамика дебита воды и депрессии на приеме НСЭС в опытной скважине

Список литературы

1. Пат. 2362913 RU, МПК F 04 F 5/16. Извлекаемый струйный насос / Р.Ю. Юнусов, Г.М. Квачантирадзе, В.В. Крачковский; патентообладатель ПАО «Газпром»; заявл. 09.01.2008 № 2008101145/06; опубл. 27.07.2009, бюл. № 21.

Engineering and technological solutions on operation of watered and watering gas-condensate wells

R.V. Roganov^{1*}, G.M. Kvachantiradze¹, S.A. Pogulyayev¹, V.D. Balashova¹

¹ Ukhta Subsidiary of Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komy Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: r.roganov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In conditions of gas fields watering search and selection of effective technologies for liquid ejection from wells in order to eliminate counter-pressure upon a bed and to release gas squeezed in the bed. So, a new technology is suggested. It is based on application of a removable jet pump designed and manufactured at the Ukhta subsidiary of Gazprom VNIIGAZ LLC.

Principal operation of the pump is based on application of energy of high-pressure gas being pumped along a well clearance to pump suction in order to lift the products from the well. Peculiar features of pump construction make it possible to draw this pump up and down the well using wire-line equipment without lifting of well tubing. Body of the pump is lowered down to a given depth together with a parker.

Operation of watered gas wells using this technology enables to extract condensed fluid due to its displacement and washing-out by the fossil water moving to well bottoms and to get thereby additional effect.

Keywords: gas field, water invasion, jet pump, depression, well.

References

1. GAZPROM PJSC. *Removable jet pump* [Izvlekayemyy struynnyy nasos]. Inventors: YUNUSOV, R.Yu, G.M. KVACHANTIRADZE, V.V. KRACHKOVSKIY. 27 July 2009. Appl: 9 January 2008, no. 2008101145/06. RU 2362913, Int. Cl. F04F 5/16. (Russ.).

УДК 550.8

Опытно-промышленные испытания ингибитора гидратообразования низкой дозировки «Сонгид-1801А» на месторождениях Западной Сибири

А.В. Фаресов¹, А.И. Пономарёв^{2*}

¹ АО «Опытный завод «Нефтехим», Российская Федерация, 450065, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Инициативная, д. 14

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Российская Федерация, 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

* E-mail: pnmrv@mail.ru

Ключевые слова:

скважина, коллектор, попутный нефтяной газ, газогидрат, ингибитор гидратообразования низкой дозировки, «Сонгид-1801А».

Тезисы. Изложены результаты серии опытно-промышленных испытаний на месторождениях Западной Сибири новых кинетических ингибиторов гидратообразования марки «Сонгид», а также результаты анализа проб добываемой жидкости и мониторинга функционирования осложненных объектов системы сбора нефти и попутного нефтяного газа. Выполненные исследования важны с точки зрения понимания закономерностей протекания осложнений, вызванных гидратообразованием и парафиноотложениями, при эксплуатации трубопроводов и выработки рекомендаций по их предотвращению.

В ходе испытаний выявлены дополнительные факторы, осложняющие сбор скважинной продукции, в том числе образование переохлажденных высоковязких эмульсий; выработаны рекомендации по применению реагентов для борьбы с парафиногидратными отложениями, включая эффективные дозировки. Использование кинетических ингибиторов парафиноотложений и гидратообразования позволяет эксплуатировать промысловые нефтесборные сети при значительной экономии денежных средств.

Процессы добычи углеводородов на месторождениях природного газа и газонефтяных месторождениях с высоким газовым фактором серьезнейшим образом осложняются образованием газовых гидратов (клатратов), т.е. кристаллических нестехиометрических соединений ряда компонентов природного или попутного нефтяного газов с водой. Для предотвращения гидратообразования традиционно применяют классические ингибиторы термодинамического действия, основными представителями которых являются метанол и гликоли, относящиеся к классу спиртов. Механизм действия ингибиторов гидратообразования термодинамического действия заключается в снижении активности воды в водном растворе и, как следствие, изменении равновесных условий образования гидратов.

В конце прошлого века разработаны принципиально новые ингибиторы гидратообразования кинетического действия, представляющие собой водорастворимые полимеры, в структуру которых входят атомы азота и кислорода. Выделены два основных механизма ингибирования:

1) боковые группы полимера-ингибитора адсорбируются на поверхности кристалла гидрата посредством водородных связей. Адсорбируясь на кристалле гидрата, полимер способствует разрастанию кристалла вокруг и между нитями полимера с небольшим радиусом кривизны кристалла;

2) ингибиторы стерически блокируют вход и заполнение полости гидрата неполярными растворенными веществами, например, метаном.

Также отмечено небольшое взаимодействие между неполярным растворенным веществом и гидрофобной частью боковых групп ингибитора в модели [1].

Большим преимуществом кинетических ингибиторов гидратообразования (КИГ) стала дозировка, которая кратно ниже дозировок термодинамических ингибиторов. Это позволяет существенно снизить операционные затраты. КИГ также относятся к категории «экологичных» ингибиторов, что снижает риски при их транспортировке, хранении и применении. В связи с перечисленными преимуществами в последнее

десятилетие КИГ набирают все большую популярность у нефтегазодобывающих компаний при выборе методов борьбы с гидратообразованием. На сегодняшний день на ряде нефтепромысловых объектов зарубежных и отечественных компаний успешно прошли опытно-промышленные испытания и эффективно применяются ингибиторы гидратообразования низкой дозировки [2–7].

В течение двух лет на нескольких месторождениях Западной Сибири проведена серия опытно-промышленных испытаний (ОПИ) химических реагентов марки «Сонгид» (производитель АО «ОЗНХ», г. Уфа), предназначенных для борьбы с гидратоотложениями. Цели ОПИ:

- оценка практической эффективности КИГ «Сонгид-1801А»;
- оценка и оптимизация дозировок химреагентов.

Параллельно ОПИ проведены исследовательские работы с отбором и анализом проб добываемой жидкости, а также мониторинг функционирования осложненных объектов системы сбора нефти и попутного нефтяного газа. Результаты данной работы имеют важное

значение с точки зрения понимания закономерностей протекания осложнений, вызванных гидратообразованием и парафиноотложениями, при эксплуатации трубопроводов и выработки рекомендаций по их предотвращению.

Результаты ОПИ

Куст скважин 180 месторождения А Западной Сибири. ОПИ условно разделены на два этапа. Первый этап испытаний на кусте 180 начал в конце 2008 г. закачкой двух ударных пачек растворителя гидратообразований «Сонгид-1803» с интервалом 6 ч, после чего произведен запуск электронной установки дозирования реагента (УДЭ), обеспечивающей подачу химического реагента «Сонгид-1801А» с постоянным удельным расходом. За период проведения первого и второго этапов ОПИ на участке «куст скважин 180 – точка врезки в нефтесборный коллектор» выявлено семь случаев превышения давлением допустимого значения (условно свыше 3,0 МПа) с закупориванием трубопровода (рис. 1).

В начале ОПИ осложнения возникали каждые два-три дня вследствие недостаточной

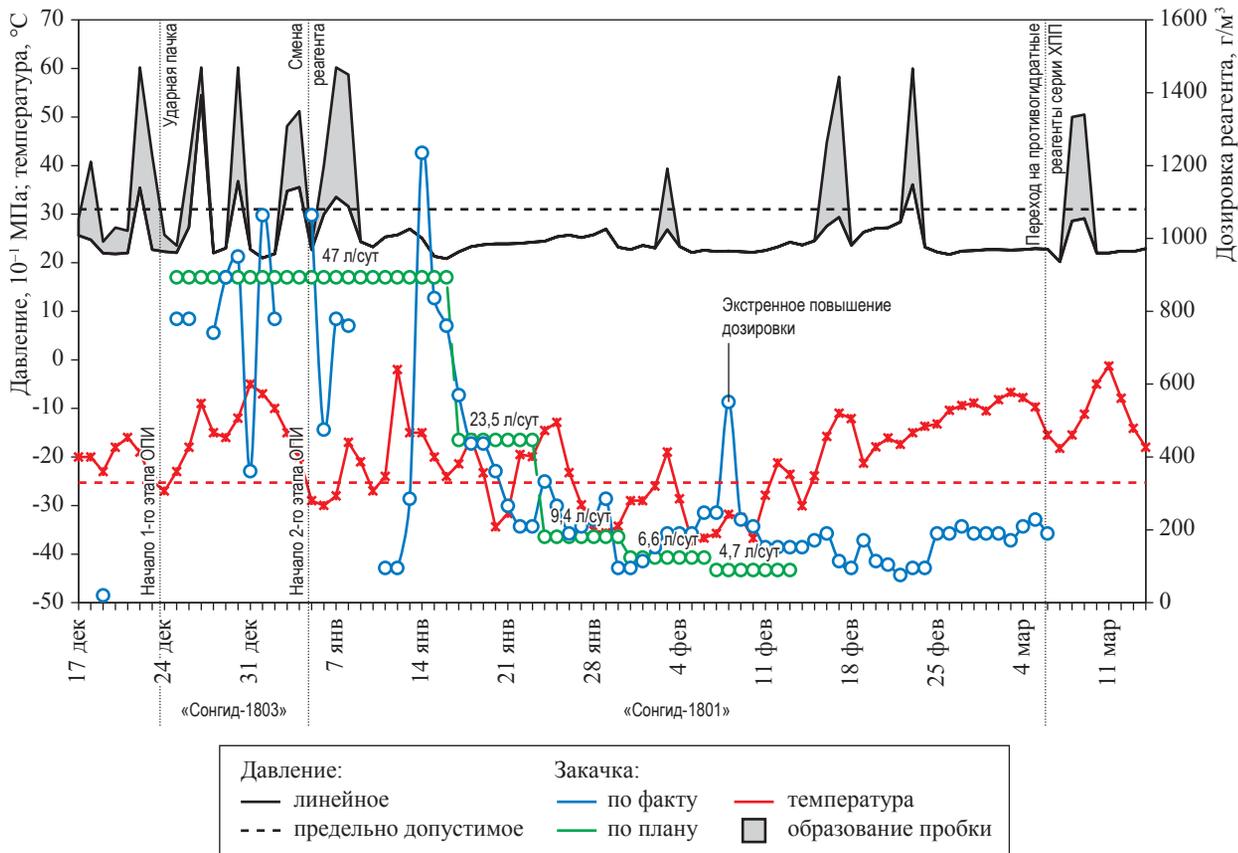


Рис. 1. Режимы давления, температуры и закачки химических реагентов на кусте скважин 180 в период с 17 декабря по 11 марта 2008 г.

подачи реагента по причине некачественной работы дозирующего оборудования. С 5 января после ревизии и замены дозирующего оборудования на новую подачу ингибитора гидратообразования «Сонгид-1801А» была возобновлена. Фактическая его дозировка в период с 5 января по 6 марта уменьшалась с 1200 г/м³ (70 л/сут) до 100 г/м³ (5 л/сут). Расхождения между плановыми и фактическими удельными расходами реагента обусловлены:

- автоматическими отключениями УДЭ при повышении давления в трубопроводе;
- засорениями клапанов насоса коррозионным шламом и холостой работой насоса;
- физическим износом устройства и неточностью его регулировки.

Отступления от регламента в период с 5 по 11 февраля в сторону 2-10-кратного увеличения дозировки связаны с наступившими морозами, когда средняя температура опустилась до -40...-30 °С. Повышение дозировки в период с 25 февраля по 6 марта со 100 до 200 г/м³ (с 5 до 10...12 л/сут) связано с неэффективностью при таких температурах реагента в дозировке 5 л/сут.

Скв. 10 месторождения Б Западной Сибири. ОПИ начаты 23 декабря закачкой двух ударных пачек растворителя гидратообразований «Сонгид-1803» в нефтесборный коллектор с интервалом 6 ч. Запуск УДЭ при постоянном

дозировании ингибитора «Сонгид-1801А» состоялся 5 января. В ходе ОПИ не было выявлено случаев превышения давления допустимого значения: независимо от температуры окружающей среды и дозировки реагентов весь период характеризуется средним линейным давлением в коллекторе 1,3 МПа (рис. 2).

Анализ причин осложнений на участке «куст скважин 180 – точка врезки»

Краткая характеристика объекта испытаний. Участок внутрипромыслового нефтесборного коллектора 2-го порядка месторождения А, где проводились ОПИ ингибитора гидратообразования «Сонгид-1801А», именуется «куст 180 – точка врезки в коллектор» (табл. 1, рис. 3). На этом участке периодически (в холодное время года) осложняется промысловый транспорт скважинной продукции. В результате образующихся парафиногидратных отложений давление в трубопроводе может возрастать до 5,0...6,0 МПа. В случае закупоривания трубопровода происходит остановка куста скважин до устранения образовавшейся пробки тепловой обработкой путем закачки раствора CaCl₂ под повышенным давлением и стравливания отложений в дренаж.

С целью выяснения причин образования закупорок на участке «куст 180 – точка врезки в коллектор» во время ОПИ проведен

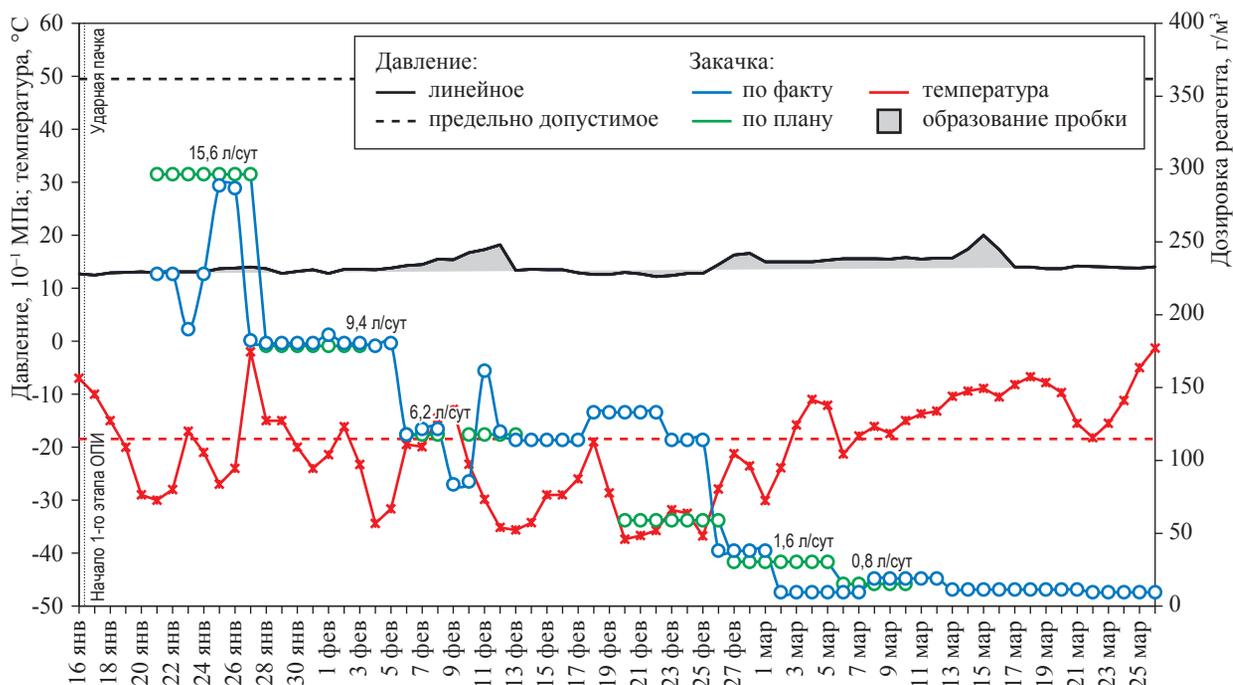


Рис. 2. Режимы давления, температуры и закачки химических реагентов на скв. 10 в период с 16 января по 25 марта 2008 г.

Таблица 1

Характеристика осложненного объекта

Общая протяженность участка, км	~ 1
Среднее линейное давление, МПа	2,2...2,5
Расчетный режим течения жидкости	Ламинарный
Расход жидкости, м ³ /сут	25...65
Газовый фактор, м ³ /м ³	162...186
Обводненность, %	10...40 (в среднем 25...30)
Температура скважинной продукции в коллекторе зимой*, °С	Скв. 4625: -3...+3; в середине участка: -4

* Определения температуры газожидкостного потока проведены на промысле при температуре окружающей среды -35...-20 °С.

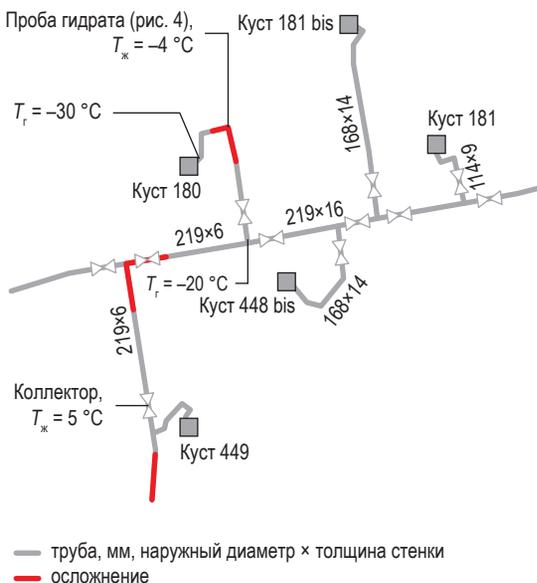


Рис. 3. Схема нефтесбора (система ДНС-16) на участке «куст 180 – точка врезки в коллектор» месторождения А:
 T_g – температура газа; $T_{ж}$ – температура жидкости

мониторинг давления в коллекторе за период «лето – осень – зима» (рис. 5).

Рис. 5 показывает, что среднее линейное давление АГЗУ в летне-осенний период редко поднималось выше 3,0 МПа, при этом довольно часто имел место кратковременный рост давления до 5,0...6,0 МПа при сохраняющемся среднем удельном расходе химического реагента 10 л/сут. Период с 27 ноября по 15 декабря характеризовался полным отсутствием роста давления в коллекторе, напротив, отмечено падение его среднего уровня с 2,5 до 2,2 МПа, что связано с общим падением давления во всей системе сбора нефти ДНС-16 в результате консервации на зимний период ряда кустов скважин. С 15 декабря средняя температура установилась на уровне -30...-20 °С, давление

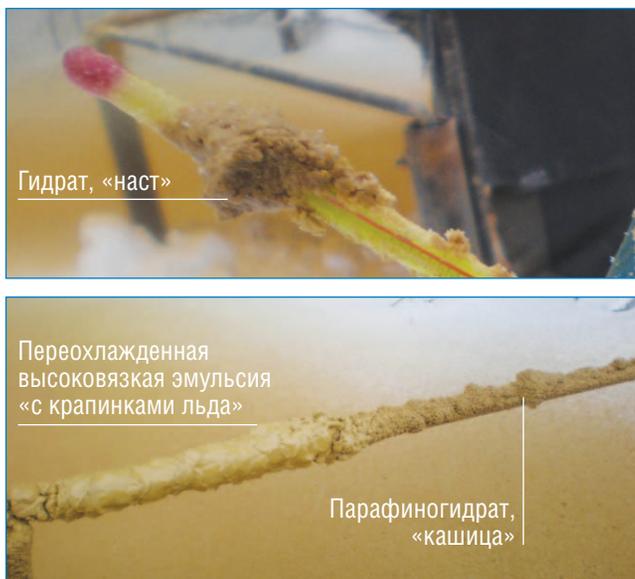


Рис. 4. Пробы газожидкостной смеси с участка «куст 180 – точка врезки»

увеличилось, в результате чего в трубопроводе образуются гидратопарафиновые пробки.

В целом на зимнюю консервацию отправлено три из семи кустов скважин. По причине низкого дебита на период с 26 ноября по 31 декабря останавливался четвертый куст 182 bis. Продукция данного куста характеризуется высокой обводненностью (> 90 %) и температурой выше 60 °С. Такой температуры достаточно, чтобы поддерживать «холодные потоки» кустов скважин 448 bis и 180 в состоянии +4...+6 °С (это уменьшает вероятность образования парафиногидратов).

Период, описываемый наиболее частыми осложнениями с 13 декабря 2008 г. по 17 февраля 2009 г. и приходящийся на время проведения ОПИ реагентов марки «Сонгид», изучен более подробно путем сопоставления показателей давления трех действовавших кустов скважин: 180, 181 bis, 448 bis (рис. 6).

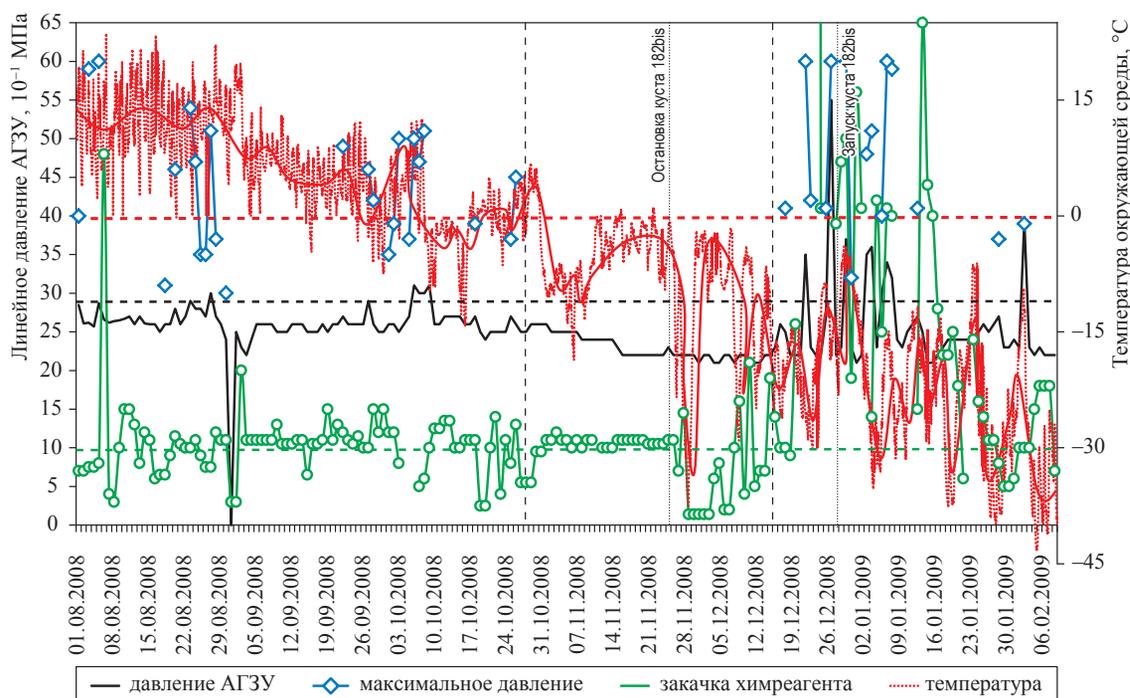


Рис. 5. Параметры работы куста скважин 180 в период «лето – осень – зима»:
АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка

Выявлено пять случаев (см. рис. 6) экстремального повышения давления в коллекторе. Одновременное увеличение давления на всех трех кустах свидетельствует о закупоривании общего коллектора. Образование пробки в общем коллекторе автоматически приводит к росту давления в смежных кустах скважин, в том числе на кусте 180, что в свою очередь сдвигает равновесие в сторону быстрого образования гидратопарафинов. Транспортировка жидкости по общему коллектору стала осложняться за два дня до начала ОПИ.

В результате данных инцидентов было принято решение возобновить закачку ингибитора гидратообразования другого производителя с 13 января на кусте скважин 448 bis и с 6 января в точке врезки в коллектор в районе куста 449. Вследствие проведенных мероприятий с 13 января давление в коллекторе в районе ДНС-16, а также куста скважин 180 нормализовано, а технологический процесс промышленного транспорта скважинной продукции стабилизирован.

Образование парафиногидратных пробок 3 и 18 февраля на кусте 180 связано с остановкой и запуском скв. 4601, когда подача реагента осуществлялась с минимальным расходом 5...8 л/сут (100...150 г/м³). В связи с этим была установлена необходимость в случае запуска или остановки скважин повышать расход до 10 л/сут (200 г/м³).

Из результатов ОПИ этого периода следует вывод о большей эффективности реагента «Сонгид-1801А» в сравнении с применяемым на кусте скважин 448 bis ингибитором гидратообразования другого производителя, поскольку с 8 января по 17 февраля наблюдалось в 2 раза больше случаев повышения давления на АГЗУ при одинаковых средних удельных дозировках реагентов.

Полевые исследования. С целью изучения природы отложений отобраны пробы водонефтяной эмульсии с коллектора участка «куст скважин 180 – точка врезки в коллектор». Качественный анализ проб показал, что на данном участке в зимний период транспортируется переохлажденная водонефтяная эмульсия высокой вязкости с вкраплениями льда. При отборе пробы в середине участка на стержне термометра образовался парафиногидрат достаточно твердой консистенции, сравнимый по твердости со снежным настом; также образовывались более мягкие кашеобразные отложения парафиногидратов – по структуре промежуточные между настом и переохлажденной эмульсией (см. рис. 4).

Качественно полученные результаты свидетельствуют об образовании парафиногидратов в различном соотношении гидрата и парафиновых отложений и переохлажденных высоковязких эмульсий, что в итоге затруд-

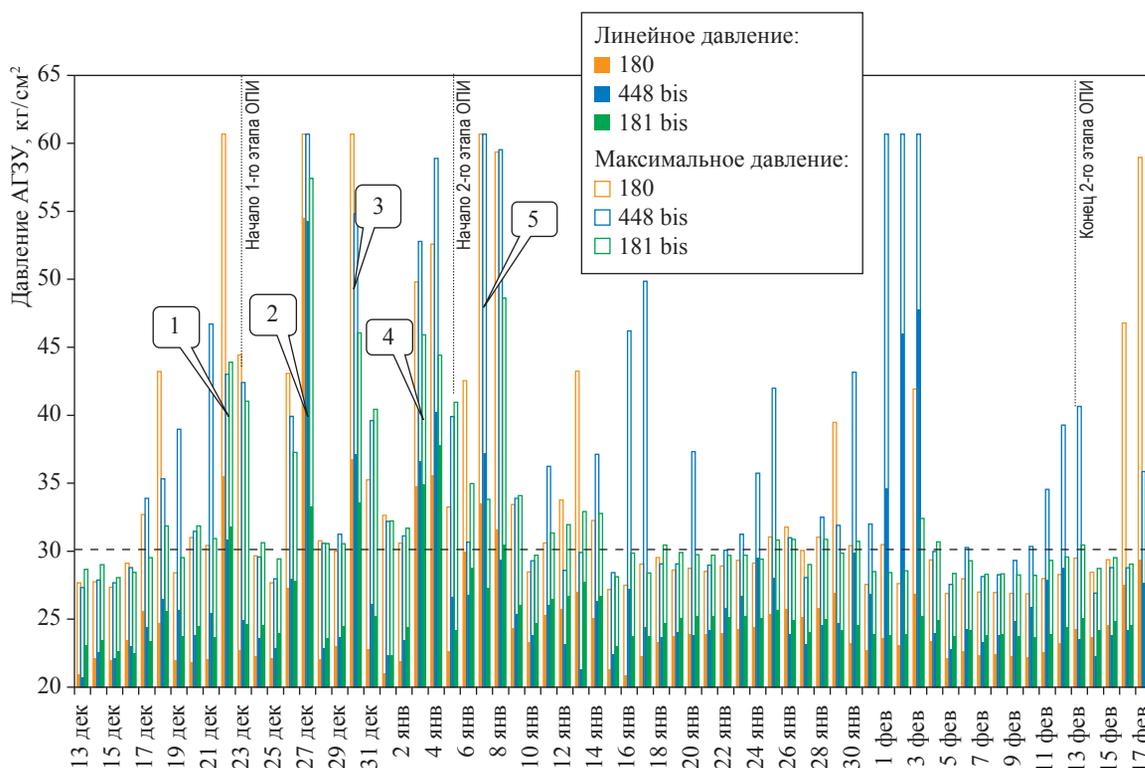


Рис. 6. Сопоставление показателей давления на трех кустах скважин 180, 181 bis, 448 bis

Таблица 2

Эффективные дозировки реагента «Сонгид-1801А», л/сут (г/м³)

Период (температура)	Куст скважин 180 месторождения А	Скв. 10 месторождения Б
Зима (от -30...-30 °С)	8 (150)	2 (40)
Запуск, остановка скважин		-
Зима (от -45...-30 °С)	10...12 (200)	2...6 (40...120)
Зима-весна (-15...0 °С)		0,5...0,6 (10)
Лето	5 (100)	-

няет течение скважинной продукции и приводит к росту давления в промысловых трубопроводах.

В результате ОПИ КИГ «Сонгид-1801А» на двух месторождениях Западной Сибири в течение трех сезонов (лета, осени, зимы) установлены расходы и дозировки подачи реагента, обеспечивающие предотвращение парафиногидратных пробок в трубопроводах (на выкидных линиях скважин) и бесперебойную работу нефтесборного коллектора в условиях низких температур зимнего периода (табл. 2). Используемые дозировки подтверждают высокую эффективность «Сонгид-1801А», в связи с чем реагент рекомендован к промышленному применению. В случае изменения технологии добычи определена необходимость оперативной оптимизации дозировок реагента. Испытания пришлось на критические зимний

и зимне-весенний периоды (низкая температура окружающей среды, резкие перепады температур), поэтому в летний период допускается снижение расхода реагента.

Таким образом, в ходе ОПИ выявлены дополнительные факторы, осложняющие сбор скважинной продукции скважин куста 180, – образование переохлажденных высоковязких эмульсий, парафиногидратных отложений, в связи с чем выработаны рекомендации по применению реагентов для борьбы с парафиноотложениям. Установлено, что использование ингибиторов парафиноотложений и гидратообразования позволяет эксплуатировать промысловые нефтесборные сети при значительной экономии денежных средств.

Список литературы

1. Makogon T.Y. Mechanism of kinetic hydrate inhibitors / ed. T.Y. Makogon, E.D. Sloan // Proc. of the 4th International Conference on Gas Hydrates. – Yokohama, Japan, 2002.
2. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 508 с.
3. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
4. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
5. Фаресов А.В. Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа / А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 4. – С. 86–95.
6. Фаресов А.В. Изучение технологических характеристик ингибиторов гидратообразования кинетического типа при применении и утилизации на объектах нефтегазодобычи / А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 1. – С. 137–147.
7. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа / Дж. Кэрролл. – М.: Технопресс, 2007. – 316 с.

Pilot tests of a low-dosage hydrate inhibitor SONHYD-1801A at hydrocarbon fields of Western Siberia

A.V. Faresov¹, A.I. Ponomarev^{2*}

¹ Neftechim Technologies CJSC, Bld. 14, Initsiativnaya street, Ufa, Bashkortostan, 450065, Russian Federation

² Ufa State Petroleum Technological University, Bld. 1, Kosmonavtov street, Ufa, Bashkortostan, 450062, Russian Federation

* E-mail: pnmrv@mail.ru

Abstract. The paper presents SONGID kinetic hydrate inhibitors serial pilot tests carried out at two hydrocarbon fields in Western Siberia, analysis of samples of correspondent fluidal products and results of monitoring of hydrated facilities in a collector-system for petroleum and associated petroleum gas. These studies are quite important for comprehension of hydrate and paraffin sedimentation laws in respect to operation of gas pipelines and for rule-making on prevention of such troubles.

Few additional factors which complicate collection of well products are found including generation of the supercooled viscous emulsions. Also, some effective dosages of chemical inhibitors are suggested for control of paraffin hydrate sediments in pipelines. Usage of the kinetic paraffin and hydrate inhibitors saves money in respect to operation of gas and oil collecting networks.

Keywords: well, collector, associated petroleum gas, gas hydrate, low-dosage hydrate inhibitor, SONHYD-1801A.

References

1. MAKOGON, T.Y. (ed.), E.D. SLOAN. Mechanism of kinetic hydrate inhibitors. *Proc. of the 4th International Conference on Gas Hydrates*. Yokohama, Japan, 2002.
2. ISTOMIN, V.A., V.G. KVON. *Prevention and liquidation of gas hydrates in gas-production systems* [Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа]. Moscow: IRTs Gazprom, 2004. (Russ.).
3. ISTOMIN, V.A., V.S. YAKUSHEV. *Gas hydrates in natural environment* [Газовые гидраты в природных условиях]. Moscow: Nedra, 1992. (Russ.).
4. MAKOGON, Yu.F. *Gas hydrates, prevention of their generation and application* [Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование]. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
5. FARESOV, A.V., A.I. PONOMAREV. Study of kinetic hydrate inhibitors efficiency [Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа]. *Neftegazovoye Delo*. 2013, vol. 11, no. 4, pp. 86–95. ISSN 2073-0128. (Russ.).
6. FARESOV, A.V., A.I. PONOMAREV. Studying technological characteristics of kinetic-type hydrate inhibitors in course of their application and salvage at oil-gas production facilities [Изучение технологических характеристик ингибиторов гидратообразования кинетического типа при применении и утилизации на объектах нефтегазодобычи]. *Neftegazovoye Delo*. 2014, vol. 1, pp. 137–147. ISSN 2073-0128. (Russ.).
7. CARROLL, J. *Natural gas hydrates* [гидраты природного газа]. Transl. from English. Moscow: Tekhnopress, 2007. (Russ.).

Памяти профессора Юрия Николаевича Васильева (1931–2018)



Юрий Николаевич Васильев родился 10 июля 1931 г. В 1954 г. окончил Куйбышевский индустриальный институт по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (квалификация – горный инженер), а в 1968 г. в качестве дополнительного образования – Московский государственный университет по специальности «математика». С 1954 по 1957 г. проходил обучение в аспирантуре Всесоюзного научно-исследовательского нефтяного института и в 1959 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Теоретические основы гидравлического разрыва пласта при наличии естественной вертикальной трещиноватости и вопросы закрепления трещин». В 1991 г. защитил докторскую диссертацию на тему «Методы системного

анализа в разработке газовых месторождений». В 2003 г. утвержден ВАКом в звании профессора по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Основные научные труды Ю.Н. Васильева отражены более чем в 150 публикациях, в том числе в 8 книгах и 9 изобретениях.

С 1957 по 1963 г. Юрий Николаевич работал в Татарском нефтяном научно-исследовательском институте (ТатНИИ) в г. Бугульме сначала в должности старшего научного сотрудника, а затем – руководителя лаборатории. В 1963 г. перешел на работу во Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов (ВНИИГАЗ) как старший научный сотрудник, став в дальнейшем начальником отдела разработки и обустройства газовых промыслов. С 1969 по 1973 г. исполнял обязанности начальника вычислительного центра ВНИИГАЗа с сохранением руководства лабораторией интенсификации добычи газа. С 1973 по 1983 г. работал во Всесоюзном научно-исследовательском и проектном институте автоматизированных систем управления в газовой промышленности (ВНИПИАСУГазпром) заведующим головным вычислительным центром института, затем заместителем директора института по научной работе. В 1983 г. вернулся в стены ВНИИГАЗа и работал в должности начальника лаборатории, а затем, с 1987 по 2018 г., – главного научного сотрудника.

Юрий Николаевич Васильев внес существенный вклад в развитие ряда научных направлений газовой промышленности.

В 1970–1980 гг. основные исследования Ю.Н. Васильева были направлены на разработку принципов построения и практического внедрения **автоматизированных систем управления разработкой газовых месторождений**. В период 1973–1983 гг. он являлся непосредственным научным руководителем и ответственным исполнителем работ по созданию и внедрению автоматизированных систем управления разработкой крупнейших газовых месторождений страны (Шатлыкского, Оренбургского, Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского), давших существенный экономический эффект. Методологические вопросы создания систем автоматизированного управления разработкой газовых месторождений и примеры их практического внедрения изложены Ю.Н. Васильевым в монографии «Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений» (1987 г.).

В девяностые годы Ю.Н. Васильев **впервые в газовой отрасли разработал методологические принципы конкретной реализации системного подхода и методов системного анализа** при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений, изложенные им в большой монографии «Газодобывающее предприятие как сложная система» (1998 г.). Используя системный подход и методы системного анализа, Ю.Н. Васильев разработал конкретные методические принципы оценки текущих и конечных коэффициентов газоотдачи. Для специалистов газовой и нефтяной промышленности, занимающихся проектированием разработки месторождений и добычей углеводородов, Юрием Николаевичем написана монография «Применение системного подхода и методов системного анализа при проектировании и разработке газовых месторождений». Внедрение системного анализа в практику проектирования, создания и управления газодобывающим предприятием как сложной динамической системой с неопределенностями позволяет повысить эффективность разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

В области теории упругости и прочности профессором Ю.Н. Васильевым решены несколько задач в упругой постановке о напряженном состоянии толстостенных цилиндров конечной длины при произвольных нагрузках по длине внутренних и внешних цилиндрических поверхностей. Решения этих задач используются для обработки результатов применения прессиометрических устройств при определении в реальных условиях упругих постоянных горных пород, необходимых для расчета параметров гидравлического разрыва пластов в добывающих нефтяных и газовых скважинах. Кроме этого ученым предложены новые функции напряжений для тел вращения при осесимметричном распределении напряжений для изотропных и трансверсально-изотропных тел, упрощающих решение задач теории упругости. Полученные результаты изложены в трех монографиях по теории упругости. Важно отметить, что задачи об упруго-напряженном состоянии продуктивного пласта при фильтрации в нем жидкости и газа, решенные Ю.Н. Васильевым, позволяют рассчитывать оседание дневной поверхности над разрабатываемыми газовыми и нефтяными месторождениями, а также напряженное состояние призабойной зоны пласта, необходимое для назначения оптимального

технологического режима работы скважин и предупреждения разрушения их призабойных зон при падении давления в месторождении. Эти задачи стали в последнее время особенно актуальными и получили развитие в коммерческих программных продуктах.

В теории фильтрации жидкостей и газов в пористой среде Ю.Н. Васильевым предложено новое интегро-дифференциальное уравнение фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде, использованы вариационные принципы решения задач теории фильтрации и метод конечных элементов для расчета распределения давления газа в пласте. Для месторождений с высоким пластовым давлением типа Астраханского с использованием методов молекулярной физики обосновано резкое снижение межфазного натяжения на границе жидких углеводородов и смесей газов. Это позволяет в первом приближении рассматривать фильтрацию многофазной смеси как фильтрацию однородной жидкости, что существенно упрощает моделирование процесса.

Исследования Ю.Н. Васильева **в области теории и практики применения гидравлического разрыва пласта** охватывают широкий круг вопросов: влияние глубины залегания пласта на давление разрыва; геометрию вертикальной односторонней трещины; приток к скважине с горизонтальной трещиной; механизм расширения трещин при гидроразрыве в карбонатных коллекторах; экспериментальное изучение движения песчано-жидкостных смесей по щелям; выбор параметров жидкости-песконосителя для гидравлического разрыва пласта; фильтруемость жидкостей разрыва и ряд других.

Им также разработан **новый метод обработки результатов исследования газовых скважин при нестационарной фильтрации для неоднородных многослойных пластов с различными физическими свойствами**, позволяющий получать более точные значения физических свойств коллекторов и определять в них значение вертикальной проницаемости.

Важно подчеркнуть, что научная и практическая деятельность Ю.Н. Васильева в течение всей трудовой деятельности всегда была направлена на **совершенствование проектирования и управления разработкой крупных газовых месторождений** (Оренбургского, Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, месторождений Ставропольского и Краснодарского краев), а также на **разработку методов**

интенсификации добычи газа из газовых скважин. В последние годы круг научных интересов Юрия Николаевича был связан с проблемами эксплуатации уникальных газовых месторождений севера Западной Сибири, вступивших в завершающую стадию разработки и до сих пор обеспечивающих основную добычу газа в стране. Исследования профессора были нацелены на увеличение достоверности прогнозирования обводнения продуктивных пластов указанных месторождений и отдельных добывающих скважин, что позволяет научно обосновывать технологические режимы работы скважин и возможные объемы отборов газа по этим месторождениям в период падающей добычи и в итоге повысить текущую и конечную газоотдачу. Так, в методическом плане было отмечено, что основные объемы внедряющихся подошвенных вод в продуктивные сеноманские залежи Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений обусловлены не только упругостью воды и пористой породы водоносного бассейна, но и выделением из пластовых вод растворенного в них газа.

В области движения нефтегазовых и газовых потоков по фонтанным трубам Ю.Н. Васильев выполнил ряд важных работ. Еще в 1957–1963 гг. на реально работающей скважине Ромашкинского нефтяного месторождения при его непосредственном участии создан промысловый стенд для экспериментального изучения параметров движения нефтегазовой смеси, ее структуры и скорости распространения упругих волн в этих смесях. Проведена большая серия опытов, позволившая определить фактические коэффициенты гидравлических сопротивлений при движении нефтегазовых смесей по фонтанным трубам, скорости звука в этих смесях, потери давления при движении смесей через сужения. Результаты работ используются при расчете фонтанных лифтов и устройств для измерения расходов нефтегазовых смесей. С 2015 по 2018 г. на экспериментальном стенде в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» под руководством Ю.Н. Васильева исследовалось распространение упругих колебаний в газожидкостном потоке для целей эхолотирования положения столба воды на забое добывающей скважины, что актуально при эксплуатации газовых залежей на завершающей стадии разработки.

Ю.Н. Васильев сочетал научную работу с активной **научно-педагогической**

деятельностью. На протяжении многих лет читал бакалаврам и магистрам Московского физико-технического государственного университета курсы лекций по разработке газовых месторождений и применению для той же цели системного подхода и методов системного анализа. Ю.Н. Васильев периодически привлекался к чтению лекций по той же тематике в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина и на курсах повышения квалификации для специалистов газовой отрасли.

Ю.Н. Васильев в течение многих лет являлся членом диссертационного ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по присуждению ученых степеней кандидатов и докторов наук. Ряд лет являлся членом диссертационного совета Московского государственного открытого университета. Под руководством профессора защищены восемь кандидатских диссертаций.

Ю.Н. Васильев являлся почетным работником газовой промышленности, ветераном труда газовой промышленности, награжден золотой и серебряной медалями ВДНХ, Почетной грамотой ОАО «Газпром», медалями «За трудовую доблесть» и «В память 850-летия Москвы». В 2013 г. за достигнутые трудовые успехи, многолетнюю добросовестную работу и активную общественную деятельность Юрий Николаевич удостоен именной Благодарности Президента Российской Федерации В.В. Путина.

Профессор Ю.Н. Васильев посвятил 61 год научной деятельности нефтегазовой отрасли. Его работы внесли крупный вклад в развитие теории и практики разработки месторождений природного газа и систем автоматизированного управления разработкой газовых месторождений.

Результаты научной деятельности Ю.Н. Васильева отражены в следующих монографиях и статьях, вышедших сборниках серии «Вести газовой науки»:

1. Васильев Ю.Н. Упругость и прочность цилиндрических тел / М.А. Колтунов, Ю.Н. Васильев, В.А. Черных. – М.: Высшая школа, 1975.
2. Васильев Ю.Н. Прочность полых цилиндров / М.А. Колтунов, Ю.Н. Васильев, Д.А. Пасько. – М.: Машиностроение, 1981.
3. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений / Ю.Н. Васильев. – М.: Недра, 1987.

4. Васильев Ю.Н. Газодобывающее предприятие как сложная система / И.С. Никоненко, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра, 1998.
5. Васильев Ю.Н. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999.
6. Васильев Ю.Н. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001.
7. Васильев Ю.Н. Прогнозирование обводнения газовых скважин конденсационной водой / Ю.Н. Васильев. – М.: ИРЦ Газпром, 2005.
8. Васильев Ю.Н. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин / Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008.
9. Васильев Ю.Н. Применение системного подхода и методов системного анализа при проектировании газовых месторождений / Ю.Н. Васильев, Н.И. Дубина. – М.: Недра, 2011.
10. Васильев Ю.Н. Новый алгоритм обработки данных исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации / Ю.Н. Васильев // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. в 2 ч. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 254–260. – (Вести газовой науки).
11. Васильев Ю.Н. Системный подход и методы системного анализа при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 5–14. – (Вести газовой науки).
12. Васильев Ю.Н. Разгазирование подожженной воды как основная причина обводнения газового месторождения при его разработке / Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 22–27.
13. Васильев Ю.Н. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 116–120.
14. Васильев Ю.Н. Новое уравнение фильтрации, учитывающее влияние погребенной воды и тупиковых пор на движение газа в продуктивном пласте / Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 4–15.
15. Васильев Ю.Н. Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений / Ю.Н. Васильев, Р.Н. Гимадеева, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 16–22.
16. Васильев Ю.Н. Исследование перспективного метода воздействия на призабойную зону пласта фокусированным акустическим полем / И.А. Федоров, Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 103–112.
17. Васильев Ю.Н. Влияние тупиковых пор на механизм фильтрации газа в пористой среде / Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 3–7.
18. Васильев Ю.Н. Коэффициент газоотдачи как результат решения многоцелевой проблемы освоения газового месторождения / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 24–26.
19. Васильев Ю.Н. Концепция интеллектуальной системы управления разработкой месторождений / И.А. Зинченко, Д.В. Люгай, Ю.Н. Васильев и др. // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 4–9.
20. Васильев Ю.Н. Теоретические и экспериментальные исследования ультразвукового воздействия на газоконденсатную систему / И.А. Федоров, Ю.Н. Васильев, А.А. Латышев, П.П. Ракк // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 190–195.

Сведения об авторах

<i>Аветов Николай Рафаэлович</i>	<p>мастер по добыче нефти, газа и конденсата УКПГ-4 ф. «Газпромышленное управление» ООО «Газпром добыча Ямбург». Тел.: +7(962)902–63–53. E-mail: n.avetov@mail.ru</p>
<i>Акопян Артем Каджикович</i>	<p>заместитель главного инженера по производству АО «Ачимгаз». Тел.: +7(904)457–97–28. E-mail: a.akopyan@achimgaz.ru</p>
<i>Александров Игорь Станиславович</i>	<p>к.т.н., доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета. Тел.: +7(909)780–09–95. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru</p>
<i>Байдин Игорь Иванович</i>	<p>начальник Надымского нефтегазодобывающего управления ООО «Газпром добыча Надым». Тел.: +7(3499)56–40–86. E-mail: Baidin.II@nadym-dobycha.gazprom.ru</p>
<i>Балашова Валентина Дмитриевна</i>	<p>начальник Отдела добычи газа Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75–18–05. E-mail: v.balashova@sng.vniigaz.gazprom.ru</p>
<i>Банникова Алёна Геннадьевна</i>	<p>ведущий инженер Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: A_Bannikova@vniigaz.gazprom.ru</p>
<i>Бузинова Ольга Валентиновна</i>	<p>заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–16. E-mail: O_Buzinova@vniigaz.gazprom.ru</p>
<i>Буракова Ольга Юрьевна</i>	<p>научный сотрудник сектора анализа разработки перспективных месторождений Лаборатории экономической эффективности проектов разработки Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–40. E-mail: O_Burakova@vniigaz.gazprom.ru</p>
<i>Вербицкий Владимир Сергеевич</i>	<p>к.т.н., заместитель заведующего кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(926)224–96–20. E-mail: vsverbitsky@gmail.com</p>
<i>Владимиров Игорь Вячеславович</i>	<p>д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(347)242–09–16. E-mail: igorv@ufamail.ru</p>
<i>Волков Андрей Николаевич</i>	<p>к.т.н., начальник отдела Корпоративного центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) в Филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74–52–25. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru</p>
<i>Герасимов Анатолий Алексеевич</i>	<p>д.т.н., профессор, заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета. Тел.: +7(911)462–56–64. E-mail: aager_kstu@mail.ru</p>
<i>Герасимов Юрий Алексеевич</i>	<p>научный сотрудник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–16. E-mail: Y_Gerasimov@vniigaz.gazprom.ru</p>

<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	член-корр. РАН, д.т.н., профессор, ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель директора Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гужов Константин Николаевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Дахнов Алексей Владимирович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Дворядкина Зоя Николаевна</i>	заместитель начальника Лаборатории экономической эффективности проектов разработки Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-83. E-mail: Z_Dvoriadkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Долгаев Сергей Иванович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-46. E-mail: S_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Егорычев Александр Витальевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-99. E-mail: A_Egorichev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ермолаев Александр Иосифович</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-85-65. E-mail: ermolaev.a@gubkin.ru
<i>Жирнов Роман Анатольевич</i>	к.т.н., директор Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-84. E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ибатулин Артур Адикович</i>	аспирант Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(917)766-64-35. E-mail: Arturibatulin@yandex.ru
<i>Ивченко Ольга Владимировна</i>	заместитель начальника Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-48-84. E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Изосимов Дмитрий Игоревич</i>	заместитель генерального директора – главный геолог ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(3496)36-86-07. E-mail: izosimov.di@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Изюмченко Дмитрий Викторович</i>	к.т.н., директор Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-44. E-mail: D_Izumchenko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Иселидзе Отар Викторович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru
<i>Исмагилов Ильдус Исламович</i>	начальник Производственного отдела по добыче газа, газового конденсата и нефти Ямальского газопромислового управления ООО «Газпром добыча Надым». Тел.: +7(922)054-67-15. E-mail: mgp4@rambler.ru
<i>Истомин Владимир Александрович</i>	д.х.н., профессор, главный научный сотрудник Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Казанцев Максим Александрович</i>	заведующий сектором в Тюменском филиале ООО «Газпром проектирование». Тел.: газ (770)58-401. E-mail: KazantsevMA@tngg.ru
<i>Калиновский Юрий Валентинович</i>	к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(347)242-09-16. E-mail: kafedrargkm@mail.ru
<i>Калякина Лидия Алексеевна</i>	инженер 2 категории сектора анализа разработки месторождений Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: L_Kalyakina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Каминская Юлия Викторовна</i>	научный сотрудник Лаборатории эксплуатации подземных хранилищ газа Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-61. E-mail: Y_Kaminskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Касперович Александр Геннадьевич</i>	к.т.н., ведущий инженер отдела аналитического мониторинга и прогноза Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(495)330-53-56. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Квачантирадзе Галина Михайловна</i>	ведущий инженер Лаборатории эксплуатации и капитального ремонта скважин Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-17-76. E-mail: g.kvachantiradze@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Квон Валерий Герасимович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-22. E-mail: V_Kwon@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кирсанов Сергей Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Управления 307/5 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-72. E-mail: S.Kirsanov@adm.gazprom.ru
<i>Коваленко Александр Викторович</i>	ведущий геолог Надымского нефтегазодобывающего управления ООО «Газпром добыча Надым». Тел.: +7(932)092-65-56. E-mail: kovalenko.alexandr.geo@mail.ru
<i>Кожухарь Руслан Леонидович</i>	ведущий инженер-программист ООО «Газпром добыча Ямбург». Тел.: +7(3494)96-68-34. E-mail: R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

<i>Коновальчук Ольга Юрьевна</i>	начальник Лаборатории подготовки и переработки углеводородного сырья Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75–17–76. E-mail: o.konovalchuk@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Краснова Елизавета Андреевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(926)320–67–38. E-mail: eakrasnova@gmail.com
<i>Крылов Дмитрий Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–47–21. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крюкова Ирина Борисовна</i>	научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–28. E-mail: I_Kryukova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кубанов Александр Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузнецов Сергей Александрович</i>	заведующий сектором нормативно-правового обеспечения подземного хранения газа Лаборатории технологического проектирования подземных хранилищ газа Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–41. E-mail: S_Kuznetsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Куриленко Татьяна Викторовна</i>	к.э.н., старший научный сотрудник сектора анализа разработки действующих месторождений Лаборатории экономической эффективности проектов разработки Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–40. E-mail: T_Kurilenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лапшин Владимир Ильич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Макарьев Олег Васильевич</i>	заместитель начальника Управления 308/6 – начальник отдела 308/6/3 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641–33–43. E-mail: O.Makarev@adm.gazprom.ru
<i>Мальшев Виктор Леонидович</i>	к.ф.-м.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(347)242–09–16. E-mail: victor.L.malyshev@gmail.com
<i>Мандрик Елена Владимировна</i>	младший научный сотрудник сектора эксплуатации скважин Лаборатории эксплуатации и ремонта скважин Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–67. E-mail: E_Mandrik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мельников Сергей Александрович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории эксплуатации и ремонта скважин Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–73. E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Мельникова Елена Викторовна</i>	научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-95. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Меркулов Анатолий Васильевич</i>	заместитель генерального директора – главный геолог ООО «Газпром добыча Ямбург». Тел.: +7(3494)96-60-09. E-mail: A.Merkulov@ygd.gazprom.ru
<i>Минаков Игорь Иванович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Минко Анатолий Григорьевич</i>	к.т.н., заместитель директора Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-60. E-mail: A_Minko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Михайлов Дмитрий Николаевич</i>	начальник Отдела планирования геолого-технических мероприятий и сводного планирования добычи ООО «Газпромнефть-Восток». Тел.: +7(913)883-85-68. E-mail: mikhaylov.dn@tomsk.gazprom-neft.ru
<i>Михайловский Александр Артемович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-41. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Моисеев Виктор Владимирович</i>	заместитель генерального директора по производству ООО «Газпром добыча Надым». Тел.: +7(3499)56-77-00. E-mail: Moiseev.VV@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Моисеева Елена Флоридовна</i>	к.ф.-м.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(347)242-09-16. E-mail: elena.f.moiseeva@gmail.com
<i>Мурзалимов Заур Уразалиевич</i>	заместитель начальника Управления ООО «Газпром добыча Ямбург». Тел.: +7(3494)96-60-49. E-mail: Z.Murzalimov@ygd.gazprom.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-99. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нифантов Виктор Иванович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-95. E-mail: V_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Омельченко Олег Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование». Тел.: +7(3452)286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Памужак Сергей Георгиевич</i>	оператор по добыче газа ООО «Газпром добыча Ямбург». Тел.: +7(916)80-07-28. E-mail: 8000728@mail.ru
<i>Пищухин Василий Михайлович</i>	к.т.н., член-корр. РАЕН, ведущий научный сотрудник Опытного-экспериментального центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-48-94. E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Плосков Александр Александрович</i>	к.т.н., заведующий сектором ремонта скважин Лаборатории эксплуатации и ремонта скважин Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-67. E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Погуляев Сергей Арсентьевич</i>	начальник Лаборатории эксплуатации и капитального ремонта скважин Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-17-76. E-mail: s.pogulyaev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Антон Владимирович</i>	начальник Лаборатории экспериментальных исследований пластовых флюидов Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-07-78. E-mail: a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Пономарёв Александр Иосифович</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(917)342-28-30. E-mail: pnmrv@mail.ru
<i>Потапов Александр Григорьевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-07. E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прокопов Андрей Васильевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-16. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пылев Евгений Анатольевич</i>	заместитель директора Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Роганов Роман Викторович</i>	ведущий инженер Лаборатории эксплуатации и капитального ремонта скважин Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-17-76. E-mail: r.roganov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Рычков Дмитрий Александрович</i>	ведущий инженер Отдела реинжиниринга действующих месторождений Инженерно-технического центра ООО «Газпром геологоразведка». Тел.: +7(3452)38-19-30. E-mail: d.rychkov@ggr.gazprom.ru
<i>Семёнов Евгений Олегович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории комплексных исследований ядерного материала Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сингуров Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель директора по производству – менеджер по наземным объектам «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» Тел.: +7(4242)66-77-76. E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru
<i>Слугин Павел Петрович</i>	начальник Ямальского газопромислового управления ООО «Газпром добыча Надым». Тел.: +7(951)988-67-18. E-mail: SluginPP79@mail.ru
<i>Смирнов Константин Владимирович</i>	руководитель технологических проектов ООО «Газпромнефть-Восток». Тел.: +7(913)849-35-58. E-mail: smirnov.kv@tomsk.gazprom-neft.ru
<i>Снежко Даниил Николаевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Snezhko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Соколов Владимир Андреевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сопнев Тимур Владимирович</i>	начальник Управления ООО «Газпром добыча Ямбург». Тел.: +7(3494)96-67-76. E-mail: T.Sopnev@ygd.gazprom.ru
<i>Стоноженко Иван Васильевич</i>	научный сотрудник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сутырин Александр Викторович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: A_Sutyrin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тройникова Анна Александровна</i>	научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-16. E-mail: A_Troynikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Уваров Дмитрий Петрович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Uvarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Фаресов Александр Викторович</i>	заместитель генерального директора по маркетингу АО «Опытный завод «Нефтехим». Тел.: +7(347)246-56-33. E-mail: faresov_av@ozneftehim.ru
<i>Фёдоров Алексей Эдуардович</i>	аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(982)165-93-35. E-mail: Alexei2114@gmail.com
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	к.х.н., заместитель начальника Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Харитонов Андрей Николаевич</i>	к.ф.-м.н., заместитель директора ИТЦ ООО «Газпром добыча Надым». Тел.: +7(951)988-67-56. E-mail: A.haritonov@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Хохлов Сергей Андреевич</i>	инженер 1 категории Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-99. E-mail: S_Khokhlov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Цивелев Кирилл Валерьевич</i>	заместитель начальника Отдела планирования геолого-технических мероприятий и сводного планирования добычи ООО «Газпромнефть-Восток». Тел.: +7(923)441-55-08. E-mail: tsivelevkirill@mail.ru
<i>Чельцов Владимир Николаевич</i>	главный специалист сектора анализа разработки месторождений Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Чельцова Татьяна Владимировна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории внутрипромышленного транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чепурнов Александр Николаевич</i>	советник по производственным вопросам Wintershall Russland GmbH. Тел.: +7(812)718-64-04. E-mail: aleksander.chepurnov@wintershall.com
<i>Чернышев Иван Александрович</i>	ведущий инженер Управления мониторинга реализации проектов ООО «Газпром инвест». Тел.: +7(812)455-17-00. E-mail: ichernyshev@invest.gazprom.ru
<i>Чудин Антон Сергеевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: A_Chudin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чудина Арина Андреевна</i>	научный сотрудник Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Chudina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чурикова Ирина Владимировна</i>	заместитель начальника Лаборатории промышленной геологии Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шаяхметов Айрат Ильфатович</i>	к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. Тел.: +7(347)242-09-16. E-mail: airat_shayahmeto@mail.ru
<i>Шиков Илья Александрович</i>	главный специалист Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)73-61-89. E-mail: I.Shikov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Шулятиков Владимир Игоревич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник сектора эксплуатации скважин Лаборатории эксплуатации и ремонта скважин Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-67. E-mail: V_Shulyatikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шумская Татьяна Владимировна</i>	заведующий сектором анализа разработки перспективных месторождений Лаборатории экономической эффективности проектов разработки Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: T_Shumskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Якушев Владимир Станиславович</i>	д.г.-м.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(903)764-85-75. E-mail: yakushev.v@gubkin.ru

Information about the authors

<i>Akopyan Artem Kadzhikovich</i>	manufacturing deputy chief engineer in the Achimgas JSC. Tel.: +7(904)457-97-28. E-mail: a.akopyan@achimgaz.ru
<i>Aleksandrov Igor Stanislavovich</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Heat and gas supply and ventilation chair at the Kaliningrad State Technical University. Tel.: +7(909)780-09-95. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Avetov Nikolay Rafaelovich</i>	master on oil, gas and gas-condensate production at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. Tel.: +7(962)902-63-53. E-mail: n.avetov@mail.ru
<i>Balashova Valentina Dmitriyevna</i>	head of the Gas production Department in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)75-18-05. E-mail: v.balashova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Bannikova Alena Gennadyevna</i>	leading engineer in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Bannikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Baydin Igor Ivanovich</i>	head of the Gazprom Dobycha Nadym LLC Nadym oil-gas-producing division. Tel.: +7(3499)56-40-86. E-mail: Baidin.II@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Burakova Olga Yuryevna</i>	research associate at the Sector for analysis of perspective fields development in the Laboratory for economic performance of field development projects at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: O_Burakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Buzinova Olga Valentinovna</i>	deputy head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: O_Buzinova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cheltsov Vladimir Nikolayevich</i>	chief specialist in the Field development analysis sector of the Laboratory for design and analysis of exploration of hydrogen-sulphide-containing fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cheltsova Tatyana Vladimirovna</i>	senior research associate in the Laboratory for intra-field transport of gas systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chepurnov Aleksandr Nikolayevich</i>	manufacturing adviser in the Wintershall Russland GmbH. Tel.: +7(812)718-64-04. E-mail: aleksander.chepurnov@wintershall.com
<i>Chernyshev Ivan Aleksandrovich</i>	leading engineer in the Project monitoring administration of the Gazprom Invest LLC. Tel.: +7(812)455-17-00. E-mail: ichernyshev@invest.gazprom.ru
<i>Chudin Anton Sergeyeovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: A_Chudin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chudina Arina Andreyevna</i>	research associate in the Laboratory for geological and economical efficacy of subsoil use at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for hydrocarbon resources and reserves. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Chudina@vniigaz.gazprom.ru

<i>Churikova Irina Vladimirovna</i>	deputy head of the Laboratory for field geology at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for hydrocarbon resources and reserves. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dakhnov Aleksy Vladimirovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for complex research of core at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dolgayev Sergey Ivanovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-47-46. E-mail: S_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dvoryadkina Zoya Nikolayevna</i>	deputy head of the Laboratory for economic performance of field development projects at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-44-83. E-mail: Z_Dvoriadkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Faresov Aleksandr Viktorovich</i>	marketing deputy general director of Neftechim Technologies CJSC. Tel.: +7(347)246-56-33. E-mail: faresov_av@ozneftehim.ru
<i>Fedorov Aleksy Eduardovich</i>	postgraduate student of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(982)165-93-35. E-mail: Alexei2114@gmail.com
<i>Fedulov Dmitriy Mikhaylovich</i>	candidate of chemistry, deputy head of the Laboratory for field low-temperature processes at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gerasimov Anatoliy Alekseyevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Heat and gas supply and ventilation chair at the Kaliningrad State Technical University. Tel.: +7(911)462-56-64. E-mail: aager_kstu@mail.ru
<i>Gerasimov Yuriy Alekseyevich</i>	research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: Y_Gerasimov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	associate member of RAS, doctor of engineering, professor, academic secretary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Yevgeniy Borisovich</i>	doctor of engineering, deputy director of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Guzhov Konstantin Nikolayevich</i>	senior research associate in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ibatulin Artur Adikovich</i>	postgraduate student of Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(917)766-64-35. E-mail: Arturibatulin@yandex.ru
<i>Iselidze Otar Viktorovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for complex research of core at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: O_Iselidze@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ismagilov Ildus Islamovich</i>	head of the Manufacturing department on production of gas, gas condensate and oil in the Yamal Gas-Field administration of the Gazprom Dobycha Nadym LLC. Tel.: +7(922)054-67-15. E-mail: mgp4@rambler.ru
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemistry, professor, chief research associate in the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivchenko Olga Vladimirovna</i>	deputy head of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-48-84. E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Izosimov Dmitriy Igorevich</i>	deputy general director – chief geologist of the Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(3496)36-86-07. E-mail: izosimov.di@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Izyumchenko Dmitriy Viktorovich</i>	candidate of engineering, director of the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-44. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kalinovskiy Yuriy Valentinovich</i>	candidate of engineering, associate professor of the Chair for development and operation of gas and oil-gas-condensate fields in Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(347)242-09-16. E-mail: kafedrargkm@mail.ru
<i>Kalyakina Lidiya Alekseyevna</i>	engineer of the 2 nd category in the Field development analysis sector of the Laboratory for design and analysis of exploration of hydrogen-sulphide-containing fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: L_Kalyakina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kaminskaya Yuliya Viktorovna</i>	research associate in the UGS operation laboratory at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for underground gas storage. Tel.: +7(498)657-43-61. E-mail: Y_Kaminskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kasperovich Aleksandr Gennadyevich</i>	candidate of engineering, leading engineer in the Department for analytical monitoring and forecast of the Engineering & technical center at Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(495)330-53-56. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Kazantsev Maksim Aleksandrovich</i>	head of a sector in the Tumen subsidiary of the Gazprom Proyektirovaniye LLC. Tel.: gas (770)58-401. E-mail: KazantsevMA@tngg.ru
<i>Kharitonov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of physics and mathematics, deputy director of the Engineering technical center at the Gazprom Dobycha Nadym. Tel.: +7(951)988-67-56. E-mail: A.haritonov@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Khokhlov Sergey Andreyevich</i>	engineer of the 1 st category in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-41-99. E-mail: S_Khokhlov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kirsanov Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Gazprom PJSC Division 307/5. Tel.: +7(812)413-73-72. E-mail: S.Kirsanov@adm.gazprom.ru
<i>Konovalchuk Olga Yuryevna</i>	head of the Laboratory for treatment and processing of raw hydrocarbons in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)75-17-76. E-mail: o.konovalchuk@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Kovalenko Aleksandr Viktorovich</i>	leading geologist at the Nadym oil-gas-producing division of the Gazprom Dobycha Nadym LLC. Tel.: +7(932)092–65–56. E-mail: kovalenko.alexandr.geo@mail.ru
<i>Kozhukhar Ruslan Leonidovich</i>	leading engineer-programmer at the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. Tel.: +7(3494)96–68–34. E-mail: R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru
<i>Krasnova Yelizaveta Andreyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate at the Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of Russian Academy of Sciences, engineer at the Chair for geology and geochemistry of fossil fuels in Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(926)320–67–38. E-mail: eakrasnova@gmail.com
<i>Krylov Dmitriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for hydrocarbon reserves calculation at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for hydrocarbon resources and reserves. Tel.: +7(498)657–47–21. E-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kryukova Irina Borisovna</i>	research associate in the Laboratory for complex research of core at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657–44–28. E-mail: I_Kryukova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kubanov Aleksandr Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for field low-temperature processes at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657–40–26. E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kurilenko Tatyana Viktorovna</i>	candidate of economics, senior research associate at the Sector for analysis of development of fields at work in the Laboratory for economic performance of field development projects at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657–44–40. E-mail: T_Kurilenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kuznetsov Sergey Aleksandrovich</i>	head of the UGS legislative environment sector of the Laboratory for UGS production engineering at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for underground gas storage. Tel.: +7(498)657–44–41. E-mail: S_Kuznetsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kvachantiradze Galina Mikhaylovna</i>	leading engineer of the Laboratory for well operation and workover in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)75–17–76. E-mail: g.kvachantiradze@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Kvon Valeriy Gerasimovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657–40–22. E-mail: V_Kvon@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lapshin Vladimir Ilich</i>	doctor of engineering, chief research associate Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657–40–26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makaryev Oleg Vasilyevich</i>	deputy head of the Division no. 308/6 – head of the section no. 308/6/3 at the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)641–33–43. E-mail: O.Makarev@adm.gazprom.ru
<i>Malyshev Viktor Leonidovich</i>	candidate of physics and mathematics, associate professor of the Chair for development and operation of gas and oil-gas-condensate fields in Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(347)242–09–16. E-mail: victor.L.malyshev@gmail.com

<i>Mandrik Yelena Vladimirovna</i>	junior research associate in the Well operation sector of the Laboratory for well operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-43-67. E-mail: E_Mandrik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikov Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of Laboratory for well operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-44-73. E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikova Yelena Viktorovna</i>	research associate in the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-44-95. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Merkulov Anatoliy Vasilyevich</i>	deputy general director – chief geologist of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. Tel.: +7(3494)96-60-09. E-mail: A.Merkulov@ygd.gazprom.ru
<i>Mikhaylov Dmitriy Nikolayevich</i>	head of the Department for planning of geological-technical measures and master planning of production at the Gapromneft-Vostok LLC. Tel.: +7(913)883-85-68. E-mail: mikhaylov.dn@tomsk.gazprom-neft.ru
<i>Mikhaylovskiy Aleksandr Artemovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Center for underground gas storage at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-41. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Minakov Igor Ivanovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Minko Anatoliy Grigoryevich</i>	candidate of engineering, deputy director of the Center for development of fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-60. E-mail: A_Minko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Moiseyev Viktor Vladimirovich</i>	manufacturing deputy general director of the Gazprom Dobycha Nadym LLC. Tel.: +7(3499)56-77-00. E-mail: Moiseev.VV@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Moiseyeva Yelena Floridovna</i>	candidate of physics and mathematics, associate professor of the Chair for development and operation of gas and oil-gas-condensate fields in Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(347)242-09-16. E-mail: elena.f.moiseeva@gmail.com
<i>Murzalimov Zaur Urazaliyevich</i>	deputy head of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC Administration. Tel.: +7(3494)96-60-49. E-mail: Z.Murzalimov@ygd.gazprom.ru
<i>Nifantov Viktor Ivanovich</i>	doctor of engineering, chief research associate at the Gazprom VNIIGAZ LLC Centre for underground gas storage. Tel.: +7(498)657-44-95. E-mail: V_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-41-99. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Omelchenko Oleg Anatolyevich</i>	senior research associate in the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons at the Tyumen subsidiary of the Gazprom Proyektirovaniye LLC. Tel.: +7(3452)286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru

<i>Pamuzhak Sergey Georgiyevich</i>	operator of gas production in the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. Tel.: +7(916)80-07-28. E-mail: 8000728@mail.ru
<i>Pishchukhin Vasily Mikhailovich</i>	candidate of engineering, corresponding member of Russian Academy of Natural Sciences, leading research associate in the Pilot Testing center of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-48-94. E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ploskov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of the Well operation sector of the Laboratory for well operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-43-67. E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pogulyayev Sergey Arsenyevich</i>	head of the Laboratory for well operation and workover in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)75-17-76. E-mail: s.pogulyaev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Anton Vladimirovich</i>	head of the Laboratory for experimental testing of bedded fluids in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)75-07-78. E-mail: a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Ponomarev Aleksandr Iosifovich</i>	doctor of engineering, professor, holder of the Chair for development and operation of gas and oil-gas-condensate fields in Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(917)342-28-30. E-mail: pnmrv@mail.ru
<i>Potapov Aleksandr Grigoryevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-42-07. E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prokopov Andrey Vasilyevich</i>	senior research associate in the Laboratory for field low-temperature processes at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pylev Yevgeniy Anatolyevich</i>	deputy director of the Center for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Roganov Roman Viktorovich</i>	leading engineer of the Laboratory for well operation and workover in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)75-17-76. E-mail: r.roganov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Rychkov Dmitriy Aleksandrovich</i>	leading engineer in the Department for reengineering of fields at work of the Engineering Technical Center at the Gazprom Geologorazvedka LLC. Tel.: +7(3452)38-19-30. E-mail: d.rychkov@ggr.gazprom.ru
<i>Semenov Yevgeniy Olegovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Laboratory for complex research of core at the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shayakhmetov Ayrat Ilfatovich</i>	candidate of engineering, associate professor of the Chair for development and operation of gas and oil-gas-condensate fields in Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(347)242-09-16. E-mail: airat_shayahmeto@mail.ru
<i>Shikov Ilya Aleksandrovich</i>	chief specialist in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)73-61-89. E-mail: I.Shikov@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Shulyatikov Vladimir Igorevich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Well operation sector of the Laboratory for well operation and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-43-67. E-mail: V_Shulyatikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shumskaya Tatyana Vladimirovna</i>	chief of the Sector for analysis of perspective fields development in the Laboratory for economic performance of field development projects at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: T_Shumskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Singurov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, manufacturing deputy director – surface facilities manager of the Sakhalin Energy Investment Company Ltd. Tel.: +7(4242)66-77-76. E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru
<i>Slugin Pavel Petrovich</i>	head of the Yamal Gas-Field administration of the Gazprom Dobycha Nadym LLC. Tel.: +7(951)988-67-18. E-mail: SluginPP79@mail.ru
<i>Smirnov Konstantin Vladimirovich</i>	process project manager at the Gapromneft-Vostok LLC. Tel.: +7(913)849-35-58. E-mail: smirnov.kv@tomsk.gazprom-neft.ru
<i>Snezhko Daniil Nikolayevich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for field low-temperature processes at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Snezhko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sokolov Vladimir Andreyevich</i>	leading research associate in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sopnev Timur Vladimirovich</i>	head of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC Administration. Tel.: +7(3494)96-67-76. E-mail: T.Sopnev@ygd.gazprom.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	research associate in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-30-97. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sutyrin Aleksandr Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of Laboratory for development of well construction technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: A_Sutyrin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Troynikova Anna Aleksandrovna</i>	research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: A_Troynikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tsivilev Kirill Valeryevich</i>	deputy head of the Department for planning of geological-technical measures and master planning of production at the Gapromneft-Vostok LLC. Tel.: +7(923)441-55-08. E-mail: tsivelevkirill@mail.ru
<i>Uvarov Dmitriy Petrovich</i>	junior research associate in the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for development of fields. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Uvarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Verbitskiy Vladimir Sergeevich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Chair for development and operation of oil fields in Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(926)224-96-20. E-mail: vsverbitsky@gmail.com

<i>Vladimirov Igor Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, professor of the Chair for development and operation of gas and oil-gas-condensate fields in Ufa State Petroleum Technological University. Tel.: +7(347)242-09-16. E-mail: igorv@ufamail.ru
<i>Volkov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) Department in the Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta subsidiary. Tel.: +7(8216)74-52-25. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Yakushev Vladimir Stanislavovich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor of the Chair for development and operation of gas and gas-condensate fields at Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(903)764-85-75. E-mail: yakushev.v@gubkin.ru
<i>Yegorichev Aleksandr Vitalyevich</i>	senior research associate in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Gazprom VNIIGAZ LLC Center for gas production. Tel.: +7(498)657-41-99. E-mail: A_Egorichev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yermolayev Aleksandr Iosifovich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Chair for development and operation of gas and gas-condensate fields in Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university). Tel.: +7(499)507-85-65. E-mail: ermolaev.a@gubkin.ru
<i>Zhirnov Roman Anatolyevich</i>	candidate of engineering, director of the Center for development of fields at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-84. E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – 284 с. – ISSN 2306-8949.

В состав сборника включены 34 научные статьи. Основной акцент сделан на передовых разработках в области повышения газоотдачи пласта в условиях падающей добычи на поздней стадии разработки месторождений. В том числе анализируется промышленная применимость устьевых газоструйных аппаратов, технологий многостадийного гидроразрыва пласта и газлифта, газожидкостных пенных систем для ремонта и эксплуатации скважин; приводятся также результаты актуальных газогидродинамических исследований горизонтальных и наклонно направленных эксплуатационных скважин на различных месторождениях Севера России. По основным критериям экономической эффективности выделены наиболее эффективные мероприятия.

Кроме того, освещаются вопросы геологического моделирования многопластовых залежей и ПХГ, а также установления сравнительной экономической эффективности гидратной транспортировки природного газа.

Издание предназначено для специалистов научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей вузов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 1 (33): Actual issues of gas production, 284 pp. ISSN 2306-9849. (Russ.).

Collected book includes 34 articles. Generally, the state-of-art projects of gas recovery factor improvement in conditions of declining production at a late stage of deposit development are emphasised. In particular, the field suitability of gas-jet apparatuses, and gas-lift and multi-stage hydraulic fracturing techniques is analysed, as well as worthiness of gas-liquid foamy systems in respect to repair and operation of wells; few topical results of gas-hydrodynamic well testing at northern hydrocarbon fields made for wells with horizontal and intentionally deviated holes are presented. The most cost effective measures are outlined.

Besides, geological simulation of multi-zone reservoirs and underground gas storages is interpreted. Also, comparative profitability of gas-hydrate transportation of natural gas is studied.

Revealed information could be interesting for research workers and practitioners employed in scientific and industrial companies of gas and petroleum specialisation. It will be also useful for students and post graduates from correspondent universities.

**По вопросам публикаций, подписки и приобретения
сборника «Вести газовой науки» обращаться:
vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru**