

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

2
2016

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 2 (26) / 2016

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, профессор, д.т.н., 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, профессор, д.ф.-м.н., Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, профессор, д.т.н., НИПИ «Нефтегаз» SOCAR
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н., Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, профессор, д.г.-м.н., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
И.Т. Мищенко, профессор, д.т.н., Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
А.Н. Шахвердиев, профессор, д.т.н., Азербайджанский технический университет

Научные редакторы

Д.В. Изюмченко, к.т.н.

Рецензенты

В.А. Истомин, д.х.н., профессор
А.И. Ермолаев, д.т.н., профессор
С.Е. Ершов, к.т.н.

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Перевод
Верстка
Дизайн

Т.Г. Осияненко
А.Я. Стефанова
М.В. Бурова
А.Я. Стефанова
И.Ю. Белов
И.Ю. Белов, И.В. Шерстюк

Адрес редакции

пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

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 22.06.2016. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016

Цена свободная.

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

Слово научных редакторов

Сложившаяся в 70-е гг. прошлого столетия ресурсная база газовой промышленности России стала основой для выработки инновационных технологических решений по добыче газа и газового конденсата. Практическая реализация этих решений на месторождениях Западной Сибири позволила в 1970–1980 гг. вывести газовую промышленность на новый технологический уровень. Сегодня ПАО «Газпром» вступило в стадию развития добычи природного газа, характеризующуюся ростом количества месторождений с падающей добычей, ухудшением качества и структуры запасов и необходимостью освоения новых месторождений, преимущественно со сложным составом газа.

В настоящее время сеноманские залежи месторождений Западной Сибири в значительной степени выработаны и находятся в стадии снижения объемов добычи, при которой сезонная неравномерность и пиковые нагрузки начинают оказывать негативное воздействие на разработку месторождений. В этой связи для поддержания проектных уровней отборов и обеспечения стабильной добычи газа на действующих месторождениях ПАО «Газпром» активно занимается реконструкцией и техническим перевооружением действующих объектов добычи. На месторождениях с падающими показателями добычи «Газпром» перешел от локальной реконструкции по фактическому состоянию объектов к комплексной реконструкции газодобывающих мощностей, в рамках которой реализуются новые технические решения.

Для компенсации снижения добычи газа в Надым-Пур-Тазовском регионе и возможности эффективного освоения газовых рынков необходим ввод в разработку новых газовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Наиболее перспективными стратегическими газодобывающими регионами с точки зрения запасов газа являются п-ов Ямал, континентальный шельф, Восточная Сибирь и Дальний Восток, Прикаспийская впадина. Новые месторождения характеризуются сложными горно-геологическими условиями залегания пластов, наличием сейсмоактивных зон, многокомпонентным составом и низкими фильтрационными свойствами продуктивных горизонтов. Их освоение требует создания инновационных технологий, обеспечивающих надежную эксплуатацию объектов газодобычи в условиях отсутствия развитой транспортной и производственной инфраструктуры. В связи с этим возрастает актуальность научно-технических проработок, проводимых научно-исследовательскими институтами отрасли.

В сборник вошли статьи, посвященные интеллектуальным системам разработки месторождений, проблемам повышения компонентоотдачи пластов; представлены результаты экспериментальных исследований газожидкостных потоков с разработкой уточненных методик гидродинамических расчетов и др. Также включен раздел научно-технических обзоров, посвященных абсорбционной технологии промышленной подготовки газа и закономерностям перехода ламинарного режима течения флюида в турбулентный.

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

Содержание

- 4 **Зинченко И.А., Люгай Д.В., Васильев Ю.Н., Чудин Я.С., Федоров И.А.**
Концепция интеллектуальной системы управления разработкой месторождений
- 10 **Люгай Д.В., Минаков И.И., Буракова С.В.**
Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения
- 19 **Косачук Г.П., Буракова С.В., Мельникова Е.В., Усенко А.Ю.**
Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 28 **Волков А.Н., Лапшин В.И., Поляков А.В., Огданец Л.В.**
Характер поведения геохимических коэффициентов в области низких пластовых давлений в процессе разработки месторождения
- 34 **Изюмченко Д.В., Елистратов А.В., Лаухин Ю.А.**
Влияние реконструкции объектов добычи газа на показатели разработки месторождений
- 39 **Пин Циу, Якушев В.С.**
Обоснование применимости технологий гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США)
- 47 **Чельцов В.Н., Чельцова Т.В., Калякина Л.А.**
Особенности определения эффективности интенсификаций в карбонатных коллекторах Астраханского месторождения
- 55 **Бибешко И.Г., Федоров И.А., Скуфинский В.А., Шелякин А.И.**
Совершенствование и использование эжекционной технологии как одно из направлений повышения энергоэффективности эксплуатации ПХГ
- 61 **Изюмченко Д.В., Мельников С.А., Дорошенко Ю.Е., Вобликов В.В., Баранов А.А.**
Основные результаты геолого-технических мероприятий на фонде скважин сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя
- 68 **Лапшин В.И., Билалов Ф.Р., Косачук Г.П., Уваров Д.П.**
Оценка добычных возможностей скважин при разведке и на начальной стадии разработки газоконденсатных залежей Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 78 **Дикамов Д.В., Ротов А.А., Изюмченко Д.В., Истомин В.А., Елистратов А.В., Чельцова Т.В.**
Влияние технических мероприятий по борьбе с накоплением жидкости в газосборных сетях на режимы эксплуатации скважин
- 84 **Николаев О.В., Соколов В.А.**
Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость
- 91 **Изюмченко Д.В., Стоноженко И.В., Гужов К.Н., Сулейманов В.А., Бузинова О.В., Николаев О.В.**
Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков и расчетов по программе OLGA
- 96 **Шулепин С.А., Николаев О.В., Оводов С.О., Лаврухин А.А., Стоноженко И.В., Пищухин В.М., Гужов К.Н.**
Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах
- 101 **Гужов К.Н., Стоноженко И.В., Шулепин С.А., Бузинова О.В.**
Сопоставительный анализ эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков для условий экспериментального стенда ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
- 105 **Воронцов М.А., Федулов Д.М., Грачев А.С., Прокопов А.В., Глазунов В.Ю.**
Методический подход к расчетному исследованию промысловой подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов
- 112 **Бузников Н.А., Истомин В.А., Митницкий Р.А.**
Влияние накопленной в промысловом трубопроводе жидкости на движение ингибитора гидратообразования

- 117 **Фаресов А.В., Пономарёв А.И., Круглов Е.А., Баряев А.П.**
Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Оренбургнефть»
- 123 **Шевкунов С.Н.**
Особенности борьбы с парафиноотложениями при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений
- 131 **Лапшин В.И., Волков А.Н., Поляков А.В.**
Особенности фазового поведения пластовых газоконденсатных систем в области прямого испарения
- 138 **Прудников И.А., Нестеренко А.Н., Омельченко О.А., Рычков Д.А., Касперович А.Г., Бакустина С.В.**
Экспериментально адаптированный метод расчета вязкости по составу нестабильных жидких углеводородов
- 145 **Омельченко О.А., Рычков Д.А., Касперович А.Г., Бакустина С.В.**
Экспресс-расчет фракционного состава по Энглеру с использованием корреляций API
- 151 **Шевкунов С.Н.**
Способы получения метанола и моторных топлив в промышленных условиях газовых месторождений
- 160 **Богоявленский В.И., Тупысев М.К., Титовский А.Л., Пушкарев В.А.**
Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза
- 165 **Прокопов А.В., Истомина В.А.**
Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов
- 174 **Потапов А.Г.**
Ламинарно-турбулентный переход при течении ньютоновских и неньютоновских жидкостей в круглой трубе
- 183 **Сведения об авторах**
- 188 **Аннотированный перечень статей**
- 196 **Information about the authors**
- 201 **Annotated list of articles**

УДК 622.323+004.89

И.А. Зинченко, Д.В. Люгай, Ю.Н. Васильев, Я.С. Чудин, И.А. Федоров

Концепция интеллектуальной системы управления разработкой месторождений

Ключевые слова: интеллектуальная система управления разработкой месторождений, требования и принципы создания системы, логическая схема функционирования интеллектуальной системы.

Keywords: smart system, control of hydrocarbon field development, requirements and basics for system creation, logic scheme for smart system functioning.

Разнообразие свойств углеводородов и условий их залегания в недрах определяет многоликость проблем, возникающих при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Современный этап развития техники и технологий добычи углеводородов характеризуется широким внедрением систем автоматики, телемеханики и компьютерных сетей. Существенно увеличился поток информации об изменении условий разработки месторождений и состоянии объектов добычи углеводородов вследствие внедрения систем телеметрии. Создание методов комплексного использования полученной информации позволит повысить эффективность разработки месторождений [1].

Под интеллектуальной системой управления разработкой месторождений углеводородов (ИСУРМУ) понимается такая система, в которой при выработке и реализации управляющих воздействий на процессы извлечения из пласта и подготовки к транспорту добываемой продукции в моделях объекта и/или процесса используются подсистемы интеллектуальной поддержки решений и оценки рисков. Данная система должна обеспечивать поддержку принятия эффективных управленческих решений как на уровне месторождения, так и на уровне добывающего общества и всей компании в целом.

Необходимость создания ИСУРМУ определяется:

1) возрастанием неопределенностей и связанных с ними рисков природного (глубокозалегающие месторождения с трудноизвлекаемыми запасами) и рыночного (изменение спроса/предложения и колебания цен на углеводороды) характера и рисков, обусловленных человеческим фактором;

2) появлением новых технологий и техники для добычи углеводородов и средств мониторинга разработки месторождений;

3) существенными объемами геолого-промысловой информации и применением разнотипных программно-аппаратных комплексов для ее сбора, обработки, анализа и хранения.

Основная задача ИСУРМУ – осуществление согласованной поддержки принятия эффективных решений на всех уровнях управления для обеспечения рациональной разработки и эксплуатации месторождений. В настоящее время активно развивается такое научное направление системного анализа, как создание сложных сетевых систем (СЦС) [2], подразумевающее в первую очередь интеграцию всех сил и средств в едином информационном пространстве, многократно улучшающую качество решения проблем за счет синергетического эффекта. Основные принципы построения СЦС используются при синтезе ИСУРМУ.

Ядром ИСУРМУ должен стать программно-аппаратный комплекс, позволяющий анализировать поступающую в режиме реального времени промышленную информацию, выявлять отклонения от проектных (установленных) параметров, формировать варианты управляющих воздействий и вырабатывать оптимальные решения, а в некоторых случаях и реализовывать эти решения с разрешения человека. Под режимом реального времени [3] понимается режим обработки информации, при котором обеспечивается взаимодействие системы обработки информации с внешними по отношению к ней процессами в темпе, соизмеримом со скоростью протекания этих процессов.

Целостность системы, охватывающей все уровни управления разработкой, обеспечивается выполнением следующего комплекса требований [1, 4]:

- информационная основа системы служит базой знаний, содержащая наборы производственных правил;
- программное обеспечение системы основано на быстроразвивающихся методах цифровой обработки информации (стохастическое моделирование, нечеткая логика) с применением адаптивных алгоритмов;
- адаптация применяемых моделей осуществляется в режиме реального времени;
- управление системой строится с соблюдением принципа обратной связи;
- система управляет процессом в целом, а не только его составными частями;
- система связана с существующими информационными и автоматизированными системами управления промыслом (АСУ ТП) и использует их информационные и функциональные возможности;
- система должна быть построена на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений (ПДГТМ).

С учетом сформулированных требований и принципов определена функциональная схема ИСУРМУ (рис. 1).

Центральным блоком интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородов является единая база знаний (рис. 2). В ней хранится информация о свойствах и закономерностях протека-

ния технологических процессов на объектах и правилах использования этой информации для принятия решений [5]. Основные автоматизируемые функции единой базы знаний:

- сбор, обработка, хранение и предоставление данных и знаний (производственных правил);
- обмен данными с информационными системами;
- применение алгоритмов верификации и анализа информации;
- формирование решений (вариантов управляющих воздействий) для лиц, принимающих решение.

Наличие базы знаний в составе интеллектуальной системы управления позволяет учитывать накопленные годами знания высококвалифицированных сотрудников и компенсировать ими ту часть недостающей информации, которую невозможно строго формализовать, и, соответственно, принимать более правильное решение для управления технологическими процессами [5].

Неотъемлемой частью базы знаний является набор эвристических правил, записываемых в форме «ЕСЛИ (условие), ТО (действие)»:

- *условие* включает одно или несколько элементарных предложений, соединенных между собой логическими связками «И», «ИЛИ», «НЕТ»;
- *действие* состоит из одного или нескольких предложений, представляющих собой либо заключение об истинности какого-либо положения, либо команду на выполнение одной из процедур.

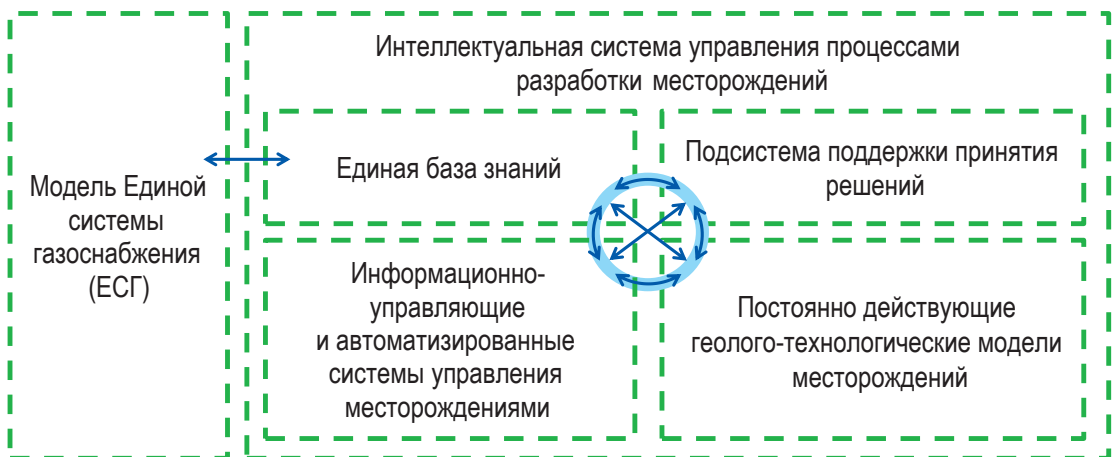


Рис. 1. Общая логическая схема ИСУРМУ

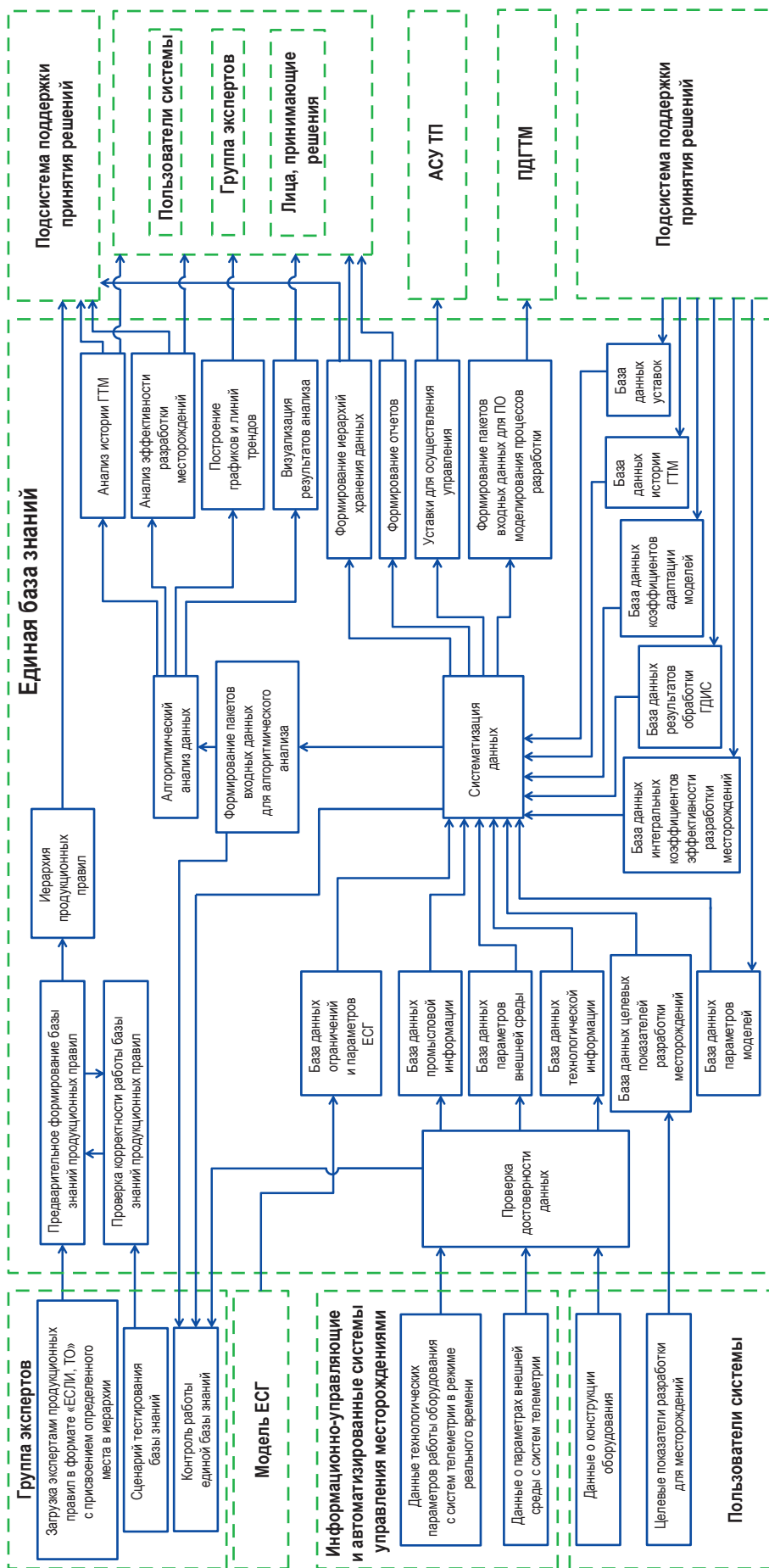


Рис. 2. Логическая схема функционирования и основные функции единой базы знаний:

ГДИС – газогидродинамические исследования скважин; ГТМ – геолого-технологические мероприятия; ПО – программное обеспечение

В эффективном управлении разработкой нефтегазовых месторождений особое место принадлежит ПДГТМ [4], т.е. объемной имитации месторождения, хранящейся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющей исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, и непрерывно уточняющейся на основе новых данных на протяжении всего периода разработки. Как правило, это цифровые трехмерные (3D) модели, опирающиеся на актуальную базу данных месторождения.

Использование ПДГТМ месторождений в составе ИСУРМУ позволит повысить эффективность управления за счет реализации следующих функций:

- проведения автоматизированной адаптации моделей;
- моделирования проведения ГДИС и обработки их результатов;
- рационального распределения отборов по месторождению, отдельным участкам месторождения или нескольким месторождениям региона;
- моделирования сценариев проведения ГТМ;
- прогнозной оценки добычи углеводородов с учетом состояния оборудования;
- анализа корректности управляющих воздействий.

Подсистема поддержки принятия решений (рис. 3), использующая базу знаний и ПДГТМ, позволяет предоставить лицу, принимающему решение, и другим пользователям варианты наиболее эффективного управления разработкой месторождений. В зависимости от уровня управления подсистема предоставляет возможность использовать тот набор инструментов, который необходим конкретному специалисту. Так, например, на уровне администрации управляющей компании пользователям будет доступен функционал распределения отборов между месторождениями, оперативного регулирования разработкой, мониторинга за состоянием разработки и т.д. На уровне добывающих предприятий – эффективное управление технологическим оборудованием, анализ технологических процессов разработки и принятие корректирующих решений, составление планов ГТМ.

В качестве основных функций подсистемы поддержки принятия решений, определены:

- расчет оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин;

- оценка состояния технологического оборудования и продуктивных горизонтов;
- автоматизированная адаптация расчетных моделей;
- планирование и оценка эффективности ГТМ;
- планирование проведения и обработка результатов ГДИС;
- определение управляющих воздействий для оперативного регулирования отбора газа.

Немаловажную роль в функционировании интеллектуальной системы играет **интеграция с существующими АСУ ТП**. Основной принцип интеграции – координированное управление одновременно и локальными по отношению к «своим» объектам АСУ ТП, и ИСУРМУ, причем с обязательным учетом текущего состояния оборудования и технологических процессов.

Основные функции АСУ ТП:

- сбор информации и контроль режимов технологического процесса, автоматическое поддержание заданных режимов работы;
- визуализация и протоколирование хода технологического процесса и процедур управления;
- дистанционный контроль и управление основным и вспомогательным оборудованием, включая экстренный останов оборудования и перераспределение нагрузки между параллельными агрегатами;
- расчет показателей работы технологического оборудования;
- контроль работы систем защиты.

При совместной работе с АСУ ТП функциями ИСУРМУ станут:

- получение данных о работе технологического оборудования от автоматизированных систем;
- проверка достоверности данных;
- анализ данных;
- хранение данных и их систематизация;
- выработка и передача в автоматизированные системы уставок для осуществления управления.

Функции сбора данных, останова оборудования, включая экстренный, и перераспределения нагрузки между параллельными агрегатами остаются в ведении АСУ ТП.

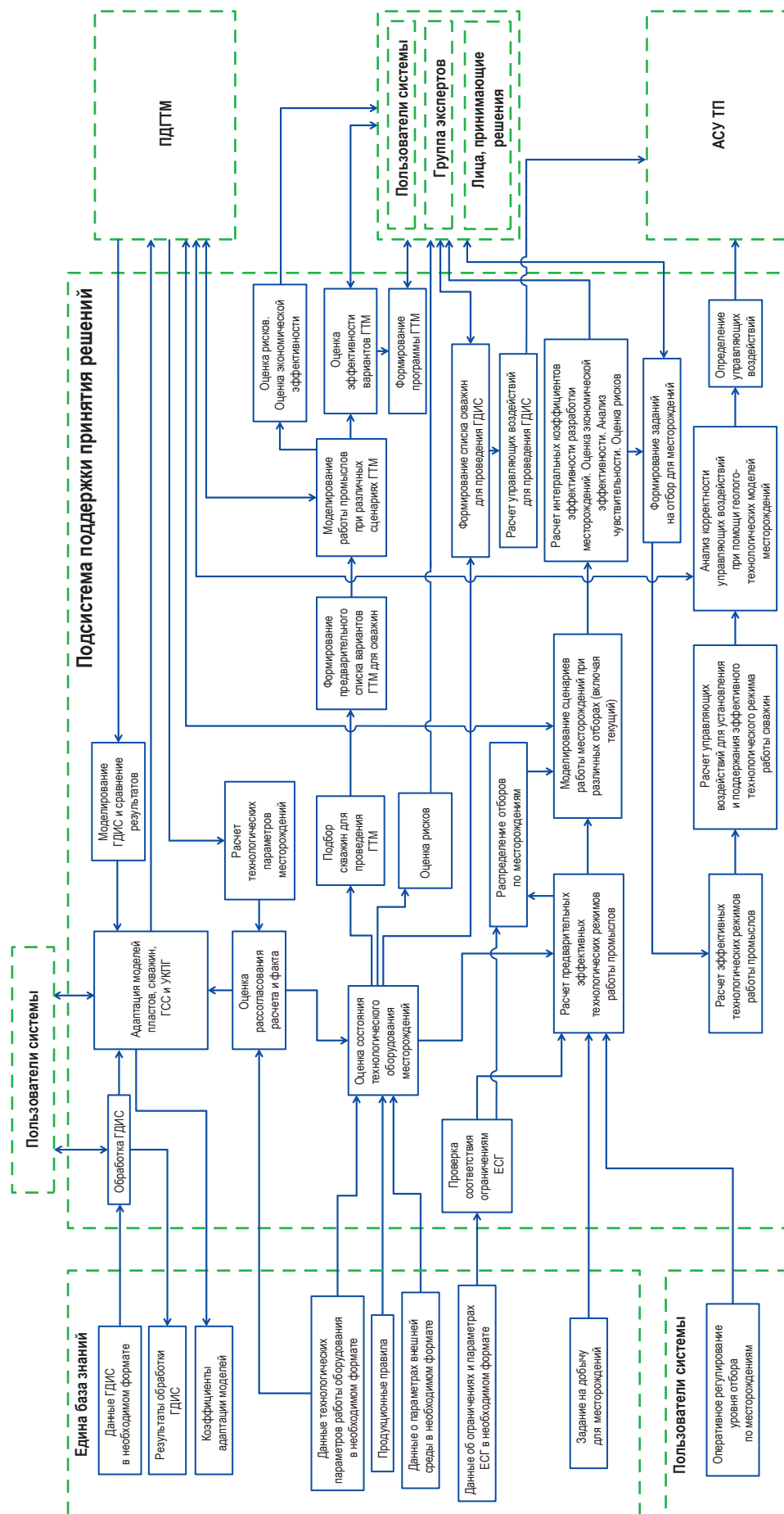


Рис. 3. Логическая схема функционирования и основные функции подсистемы поддержки принятия решений: ГСС – газосборная сеть; УКПГ – установка комплексной подготовки газа

Экономический эффект. Согласно опыту зарубежных компаний, существенный положительный эффект от внедрения интеллектуальной системы наступает уже на стадии запуска интегрированного информационного пространства. По данным докладов Общества инженеров-нефтяников (*англ.* Society of Petroleum Engineers, SPE) [6], эффект от внедрения интеллектуальной системы управления в компаниях Royal Dutch Shell plc и Statoil ASA состоит:

- в увеличении коэффициента извлечения углеводородов в среднем на 5–10 %;
- росте добычи углеводородов примерно на 10 %;
- снижении операционных затрат на 15–20 %.

Затраты на создание интеллектуальной системы в период 2002–2009 гг. в компании Royal Dutch Shell plc составили около 200 млн долл. США. Эффект от внедрения превысил 2 млрд долл. США [6].

Таким образом, ИСУРМУ позволит организовать цикл управления разработкой по принципу «мониторинг – моделирование – принятие решений – исполнение» и будет обладать следующими преимуществами:

- доступ к достоверной информации, автоматически выдаваемой именно тому персоналу, которому она необходима для принятия решений в режиме реального времени;
- доступ к постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения;
- непрерывная адаптация и оптимизация расчетных моделей и выдача предупреждений об отклонениях от проектного или штатного режимов работы оборудования;
- организация процесса совместного оперативного принятия обоснованных решений по управлению промыслом на основе полной (достоверной) информационной картины.

Список литературы

1. Никоненко И.С. Газодобывающее предприятие как сложная система / И.С. Никоненко, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра, 1998. – 343 с.
2. Рахманов А.А. Принципы и подходы к концептуальному проектированию сетцентрических систем / А.А. Рахманов // Известия Южного федерального университета. Технические науки. – 2010. – Т. 113. – № 12. – С. 125–134.
3. ГОСТ 15971-90. Системы обработки информации. Термины и определения. – М., 1991. – 22 с.
4. РД 153-39.0-047. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2000.
5. Ананенков А.Г. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера. Гл. 4 / А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. – М.: Недра, 1999. – 230 с.
6. Van den Berg F. Business value from intelligent fields / F. van den Berg, R.K. Perrons, I. Moore et al. // SPE Intelligent energy conference and exhibition. – Utrecht, The Netherlands, March 2010.

УДК 622.276

Д.В. Люгай, И.И. Минаков, С.В. Буракова

Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения

Ключевые слова:

нефтегазо-конденсатное месторождение, ботубобинская залежь, нефтяные оторочки, водонапорный режим разработки залежи, коэффициент извлечения нефти, статистическая зависимость, эмпирический метод.

Keywords:

oil-and-gas-condensate field, Botuoba deposit, oil fringe, water drive of deposit development, oil recovery factor, statistical dependence, empiric method.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является одним из крупнейших по запасам углеводородов в России. В настоящее время на месторождении завершаются геологоразведочные работы, следующий этап – проведение опытно-промышленных работ и подготовка к промышленной разработке залежей.

Особенностью Чаяндинского НГКМ является наличие в газоконденсатных залежах тонких нефтяных оторочек, самая крупная из которых приурочена к северному блоку ботубобинского горизонта. Разработку нефтяной оторочки осложняют в основном такие факторы, как: малая толщина нефтяной оторочки при значительной площади распространения, сложность геологического строения залежи, наличие неактивной законтурной воды, повышенная вязкость пластовой нефти.

Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи с тонкими нефтяными оторочками относятся к залежам углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. При традиционной схеме разработки газоконденсатной залежи в режиме истощения коэффициент извлечения нефти (КИН) по таким объектам в лучшем случае находится на уровне ~10 %. В то же время при освоении нефтяных оторочек традиционные технологии поддержания пластового давления (ППД) методом заводнения оказываются малоэффективными.

Статистические данные зарубежной и отечественной практики разработки нефтяных залежей и нефтяных оторочек указывают на низкие величины фактически достигнутых КИН: для нефтяных залежей КИН не превышает 0,30, а для нефтяных оторочек – 0,05–0,15 [1]. В связи с этим чрезвычайно важны прогнозная оценка величины КИН с применением существующих методических подходов, а также выбор наиболее приемлемых методик расчета КИН с учетом особенностей нефтяной оторочки ботубобинской залежи Чаяндинского месторождения.

Известно, что методы расчета КИН группируются следующим образом:

- 1) статистические;
- 2) экстраполяционные;
- 3) гидродинамические.

В настоящей статье в группе **статистических методов** рассматриваются зависимости (или методы многомерного регрессионного анализа) С.В. Кожакина, В.К. Гомзикова и Н.А. Молотовой, М.Т. Абасова и З.А. Султанова, эмпирический метод Американского нефтяного института и другие эмпирические уравнения. Следует сразу отметить, что статистические зависимости справедливы лишь в условиях, аналогичных тем, на основе которых они получены [2].

Статистическая зависимость С.В. Кожакина, полученная для 42 объектов Волго-Уральской области, разрабатываемых в условиях естественного водонапорного режима, выражается формулой¹

$$\eta = 0,507 - 0,1671g\mu_0 + 0,02751gK - 0,05W_K + 0,0018h + 0,071k_n - 0,000855S, \quad (1)$$

¹ В целях обеспечения возможности сравнения представленных в статье зависимостей условные обозначения в формулах (1)–(12) унифицированы.

где η – коэффициент извлечения нефти; μ_0 – вязкость (отношение вязкости пластовой нефти μ_n к вязкости пластовой воды μ_w); K – проницаемость; W_K – коэффициент вариации проницаемости; h – средняя нефтенасыщенная толщина; k_n – коэффициент песчаности; S – плотность сетки скважин [2].

Использование этой зависимости для условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ, где отсутствует естественный водонапорный режим, представляется не вполне корректным.

Известно, что в зависимости от режима работы залежи КИН может принимать различные значения:

- водонапорный режим 0,5–0,8;
- газонапорный режим 0,1–0,4;
- режим растворенного газа 0,05–0,3;
- гравитационный режим 0,1–0,2.

В расчетах с использованием статистической зависимости (1), применяемой к залежам, разрабатываемым в условиях водонапорного режима, весьма ожидаемо получить значения КИН² выше 0,5. Это следует из того, что первый член зависимости, равный 0,507, в значительной мере предопределяет результат расчетов.

Обратимся далее к предыстории вопроса создания разделительного экрана на нефтяной оторочке Чаяндинского НГКМ. В отчете [3] утверждается нереальность создания на нефтяной оторочке Северного блока гидродинамического экрана протяженностью 30 км, требующего осуществления постоянной закачки больших объемов воды. В то же время в документе оцениваются возможность и обоснованность применения технологии создания гидратного (разделительного) экрана с бурением двухствольных горизонтальных скважин на уровне газовой контактной (ГНК). Кроме того, приводятся результаты расчета величины КИН, в соответствии с которыми при условии успешного отделения нефтяной оторочки от газовой части ботубинской залежи гидратным экраном и применения блочной системы заводнения КИН может достигать величины 0,247.

Однако с учетом опыта закачки пресной воды в скважины ряда месторождений Восточной Сибири, приведшей к образованию гидратов в призабойной зоне скважин и зна-

чительному (или полному) затуханию их приемистости, вариант создания гидратного экрана не получил дальнейшего развития. Существование высокой вероятности гидратообразования в призабойных зонах и стволах скважин Чаяндинского НГКМ отмечалось в ряде научных публикаций [1, 4]. В связи с этим значительную актуальность приобрел вопрос реализации барьерной технологии создания устойчивого экрана между нефтяной оторочкой и газоконденсатной частью залежи. Следует отметить, однако, что до проведения опытно-промышленных работ на выделенном полигоне месторождения пока нет достаточных оснований объективно говорить о перспективах эффективной реализации и этой технологии.

Очевидно, что при отсутствии реальной возможности создания изолирующего экрана по площади всей нефтяной оторочки нельзя говорить о разработке залежи в условиях водонапорного режима, поскольку необходимо учитывать влияние газовой шапки (особенно при значительном этаже газоносности, существенно превышающем толщину самой оторочки) и ее возможного расширения. Тем более в условиях низкого энергетического потенциала залежи и отсутствия активной связи с законтурной водоносной областью не приходится говорить о естественном водонапорном режиме.

Статистическая зависимость В.К. Гомзикова и Н.А. Молотовой:

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_0 + 0,0821gK + 0,0014t + 0,0039h + 0,180k_n - 0,054Q_{\text{вн.з}} + 0,27\beta_n - 0,00086S, \quad (2)$$

где t – пластовая температура; $Q_{\text{вн.з}}$ – соответствует отношению балансовых запасов водонефтяной зоны к запасам всей залежи; β_n – нефтенасыщенность.

Как отмечается в РД [2], эта зависимость является статистической и была получена для 50 объектов Урало-Поволжья. Как и зависимость (1), она применима для условий водонапорного режима разработки залежи. Формула (2) справедлива в диапазоне пластовых температур 22–73 °С [2]. На Чаяндинском НГКМ пластовая температура не превышает 9 °С, поэтому для условий рассматриваемого месторождения использование данной зависимости также видится некорректным.

² Здесь и далее, применительно к другим зависимостям, расчетные данные по Северному блоку ботубинской залежи см. в итоговых табл. 1, 2.

Далее рассмотрим статистическую модель, позволяющую оценить КИН в процессе разработки. **Статистическая модель М.Т. Абасова и З.А. Султанова**, полученная по 36 залежам Азербайджана и Туркмении,

$$\eta = 0,153 + 0,053T_n + 0,025\ln K - 0,0021(\eta_{\text{без}} - 19,9)(T_n - 5,59) + 3,25(1/S - 0,17)^2, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{без}}$ – коэффициент безводной нефтеотдачи; T_n – темп отбора нефти, как отмечается в РД [2], может применяться после достижения максимального годового отбора нефти и начала обводнения продукции скважин. Параметр T_n соответствует среднегодовому темпу отбора (до достижения максимальной добычи) нефти в процентах от балансовых запасов, $\eta_{\text{без}}$ соответствует 10 % обводненности продукции.

Данная статистическая зависимость справедлива в диапазоне $\mu_n = 2\text{--}6$ сПз и при $S = 3,3\text{--}16,6$ га/скв [2]. Указанные «референтные» значения этих двух параметров не соответствуют условиям нефтяной оторочки ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ, поэтому применение данной зависимости для условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ видится не вполне корректным.

Статистическая зависимость В.К. Гомзикова (1976 г.)

$$\eta = 0,333 - 0,0089\mu_0 + 0,0013t + 0,121 \cdot \lg K + 0,173\beta_n + 0,149k_n + 0,0038h - 0,085Q_{\text{вн.з}} - 0,00053S \quad (4)$$

создана на основе статистических данных по нескольким залежам Ставрополя и охватывает широкий диапазон изменения пластовой температуры (22–140 °С) и нефтенасыщенности (0,55–0,95). Она справедлива для водонапорного режима разработки (при ППД) для терригенных коллекторов [2].

Применение статистической зависимости В.К. Гомзикова, учитывающей условия водонапорного режима разработки нефтегазоконденсатной залежи и пластовых температур в диапазоне 22–140 °С, является не вполне корректным для условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ.

Далее рассмотрим *эмпирические методы* прогнозирования КИН.

Эмпирическая зависимость № 1 Американского нефтяного института (АНИ_1):

$$\eta = 0,418 [m(1 - \beta_{\text{в.св}}) / B_n]^{0,1611} \times (K / \mu_{n0})^{0,0979} \beta_{\text{в.св}}^{0,3722} (P_n / P_{\text{ср}})^{0,1147}, \quad (5)$$

где m – пористость; $\beta_{\text{в.св}}$ – насыщенность пласта связанной водой; B_n – объемный пластовый фактор нефти при давлении насыщения; μ_{n0} – вязкость нефти при давлении насыщения; P_n – давление насыщения; $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное давление забрасывания разработки (пластовое давление к концу разработки).

Эта эмпирическая зависимость применяется для расчета КИН залежей, разрабатываемых на естественном пластовом режиме с преобладанием режима растворенного газа [2]. Естественным (природным) режимом залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин. В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной воды под действием ее массы, напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды, давление газа газовой шапки, упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа, сила тяжести нефти. При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии различают, соответственно, следующие режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (режим газовой шапки), растворенного газа, гравитационный. Согласно приведенному определению естественный режим не подразумевает искусственного нагнетания воды в пласт с целью вытеснения нефти и поддержания пластового давления. И, как отмечалось ранее, преобладающим фактором в данном случае будет энергия упругости выделяющегося из нефти (растворенного в ней) газа.

Эмпирическая зависимость АНИ_1 (5) учитывает условия разработки залежи на естественном пластовом режиме (с преобладанием режима растворенного газа) и не предусматривает заводнения. Поэтому ее использование применительно к условиям нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ является не вполне корректным.

Эмпирическая зависимость № 2 Американского нефтяного института (АНИ_2)

$$\eta = 0,11403 + 0,2719 \lg(K \cdot 1000) + 0,25569(1 - \beta_n) - 0,1355 \lg(\mu_n) - 1,538m - 0,00115h \quad (6)$$

представляет собой эмпирическую зависимость для оценки КИН, рассчитанную по 40 терригенным залежам Самарской области [5]. Следует отметить, что в работе [5] точно не указано, для какого режима разработки залежи эта зависимость справедлива, и учитывается ли наличие нефтяной оторочки, контактирующей с газовой шапкой. В связи с этим сложно определить, насколько приемлемо применение данной зависимости для условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ.

Эмпирическая зависимость

$$\eta = 0,764 \exp[-0,0906S/\sqrt{G}], \quad (7)$$

где $G = Kh / \mu_n$, справедлива при $k_p < 2$ (k_p – коэффициент расчлененности) и $k_n > 0,75$ и используется для расчета КИН залежей, разрабатываемых с применением заводнения [2]. Для условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ использование зависимости (7) может быть актуальным.

Эмпирическая зависимость

$$\eta = 0,730 \exp[-0,102S/\sqrt{G}], \quad (8)$$

справедлива при $2 < k_p < 4$ и $0,75 > k_n > 0,6$, используется для расчета КИН залежей, разрабатываемых с применением заводнения [2] и может оказаться актуальной в отношении условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ.

Статистическая зависимость – эмпирический метод прогнозирования КИН

$$\eta = 0,069 \exp\{2,517 \exp[-(0,0076k_p / k_n + 0,1S/\sqrt{G})]\} \quad (9)$$

используется как метод прогнозирования КИН при разработке нефтяных оторочек в условиях водонапорного режима [2]. Для условий нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ применение зависимости (9) может стать актуальным.

Статистическая зависимость – эмпирический метод прогнозирования КИН

$$\eta = 0,484 \exp(-0,1S/\sqrt{G}) + 0,208k_k + 0,248\sigma_n + 0,233k_n - 0,0032k_p - 0,103, \quad (10)$$

где $k_k = Q_0 / (Y_n F_n \sqrt{S})$ – коэффициент компактности запасов (Q_0 – балансовые запасы нефти; Y_n – удельный вес нефти в стандартных условиях; F_n – площадь нефтеностности); $\sigma_n = m(1 - \beta_{в.св})$ – плотность запасов, также используется как метод прогнозирования КИН при разработке нефтяных оторочек в условиях водонапорного режима [2], и ее применение к условиям нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ может быть актуальным.

Аналого-статистическая модель для оперативного расчета КИН

$$\text{КИН}_{\text{геол}} = -0,516 + 0,0045h + 1,86m + 0,0103P_n + 0,000037\Gamma + 0,0319\text{ПР} + 0,551K_{\text{выт}} \quad (11)$$

где Γ – газовый фактор; ПР – содержание парафина; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, разработана для залежей нефти Пермского края (визейские терригенные коллекторы) [6]. Характерным является то, что в приведенном уравнении многомерной регрессии для прогноза КИН используются только геологические параметры, что удобно при проведении оперативной оценки КИН в условиях отсутствия полной информации по значениям технологических параметров разработки. Важно отметить,

что данная аналого-статистическая модель предназначена для залежей, разрабатываемых с применением системы ППД.

«Покоэффициентная» оценка КИН. Проектный КИН этим методом определяется по формуле

$$\eta = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} = K_{\text{выт}} K_{0,3} K_{0,в}, \quad (12)$$

где $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата; $K_{0,3}$ – коэффициент охвата заводнением; $K_{0,в}$ – коэффициент охвата вытеснением. Данный метод, как известно, предполагает оценку каждого из трех коэффициентов, составляющих КИН, – коэффициента охвата сеткой скважин, коэффициента заводнения и коэффициента вытеснения – независимым способом [2].

$K_{\text{выт}}$ характеризует отношение объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной промывке к ее первоначальному объему в этом образце, т.е. при обводнении выходящей продукции до 100 %. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента [7] и вычисляется по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_o m (1 - \beta_{\text{в.св}} - \beta_{\text{н.ост}})}{V_o m (1 - \beta_{\text{в.св}})} = \frac{\beta_{\text{н.нач}} - \beta_{\text{н.ост}}}{\beta_{\text{н.нач}}},$$

где V_o – объем образца породы; $\beta_{\text{в.св}}$ и $\beta_{\text{н.ост}}$ – насыщенность связанной водой и остаточной нефтью соответственно; $\beta_{\text{н.нач}}$ – начальная нефтенасыщенность.

К сожалению, такие исследования для коллекторов ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ не проводились. Экспериментальные исследования по определению коэффициентов вытеснения нефти водой были проведены на образцах пород Тас-Юряхского и Среднеботуобинского месторождений, находящихся в единой с Чаяндинским НГКМ Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО). Для условий Чаяндинского НГКМ наиболее близким аналогом по породам-коллекторам является Среднеботуобинское месторождение, где среднее значение $K_{\text{выт}}$ составляет 0,64 [3].

$K_{0,в}$ представляет собой отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта. $K_{0,в}$ зависит как от прерывистости пласта, так и от плотности сетки скважин. Используя приведенные в источнике [2] справочные зависимости, принимаем среднее значение $K_{0,в}$ для условий Чаяндинского месторождения равным 0,8.

$K_{0,3}$ – это отношение объема промытой части пласта к объему пласта, занятому подвижной нефтью, т.е. непрерывному объему пласта. Коэффициент зависит в основном от проницаемостной неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и воды, степени обводненности продукции добывающих скважин при их отключении [7]. Многочисленные исследования по определению коэффициентов охвата заводнением для продуктивных пластов большого количества месторождений показали, что величина $K_{0,3}$ колеблется от 0,90 до 0,98 (среднее значение 0,94) [2]. Используя вышеуказанные значения параметров с учетом формулы (12), получим, что средняя величина $K_{\text{охв}}$ составляет 0,75.

Касательно k_p и связанного с ним $K_{\text{охв}}$ необходимо отметить следующее. Согласно работе [3] Северный блок ботуобинского горизонта характеризуется небольшой расчлененностью в диапазоне 1,0–2,4, в связи с чем следует ожидать практически 100%-ного охвата пласта процессом вытеснения нефти в случае применения заводнения. В то же время в работе [8] отмечено: «Продуктивный пласт ботуобинской залежи характеризуется наличием суперколлекторов с проницаемостями, более чем на порядок превышающими проницаемость остальных частей пласта. ... Очевидно, что обеспечить высокий коэффициент охвата пласта агентом вытеснения в период опытных работ нереально вследствие слабо известного строения неоднородного по коллекторским характеристикам объекта эксплуатации. В связи с этим при предварительной оценке ожидаемого КИН при эксплуатации скважин опытного участка специалистами была заложена достаточно осторожная величина коэффициента охвата = 0,3». Результаты расчетов исходя из сохраняющейся на текущий момент неопределенности данных таковы:

$$\eta = 0,48 \text{ при } K_{\text{охв}} = 0,75 \text{ и } K_{\text{выт}} = 0,64;$$

$$\eta = 0,19 \text{ при } K_{\text{охв}} = 0,3 \text{ и } K_{\text{выт}} = 0,64.$$

Следует отметить, что этот подход пригоден в основном для оценки КИН мелких месторождений (с балансовыми запасами до 3 млн т) на стадии ввода в разработку заводнением [2]. Использование данного соотношения для обоснования КИН предполагает «мгновенный» ввод залежи в разработку (независимо от плот-

ности сетки скважин и темпов разбуривания залежи).

Эмпирические экстраполяционные методы используются на стадии уточнения остаточных извлекаемых запасов при продолжении реализации разработки месторождения. При этом в расчетах по прогнозной оценке КИН учитываются система и технология разработки месторождения. В основу этих методов положены характеристики вытеснения, т.е. зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости (или воды), построенные по фактическим данным за достаточно длительный период разработки [2].

Для наглядности итоговые результаты анализа перечисленных в статье методов расчета коэффициентов извлечения нефти представлены в табличной форме. В табл. 1 сопоставляются условия применения зависимостей (1–12) и соответствующие оценочные величины КИН по Северному блоку ботубинской залежи. В табл. 2 показано, что для срав-

нения в расчетах использовались значения K , полученные по данным как гидродинамических, так и геофизических исследований скважин – соответственно, 280 и 600 мД согласно работе [3]. Кроме того, также для сравнения КИН рассчитывались с учетом разных плотностей сетки скважин – 49 и 100 га/скв (по двум основным вариантам, рассматриваемым в работе [3]).

На основании изложенных в статье результатов анализа предлагается разделить рассмотренные существующие методики расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей на две основные группы:

1) зависимости (1), (2), (4), (6), (11), учитывающие наличие естественного или искусственного водонапорного режима нефтяной залежи и не учитывающие наличия изолированной газовой шапки;

Таблица 1

Зависимости, рассматриваемые для оценки КИН

Зависимость	Условия применения	Расчетная величина КИН по Северному блоку ботубинской залежи для $K = 600$ мД, $S = 100$ га/скв	Примечание
1. Статистическая зависимость С.В. Кожакина, см. (1)	Создана на основе статистических данных по объектам Волго-Уральской области, разрабатываемым в условиях естественного водонапорного режима	0,496	
2. Статистическая зависимость В.К. Гомзикова и Н.А. Молотовой, см. (2)	Создана на основе статистики по объектам Урало-Поволжья, разрабатываемым в условиях водонапорного режима; справедлива в диапазоне пластовых температур 22–73 °С	0,507	
3. Статистическая зависимость М.Т. Абасова и З.А. Султанова, см. (3)	Создана на основе статистики по залежам Азербайджана и Туркмении для применения в процессе разработки залежи после достижения максимального годового отбора нефти и начала обводнения продукции скважин; справедлива в диапазоне вязкости пластовой нефти 2–6 сПз и при значениях плотности сетки скважин 3,3–16,6 га/скв	0,256	Поскольку в настоящее время Чаяндинское НГКМ еще не введено в разработку, в расчетах были приняты следующие допущения: $T_n = 2$ % и $\eta_{\text{без}} = 0,002$
4. Статистическая зависимость В.К. Гомзикова, 1976 г., см. (4)	Для водонапорного режима разработки (с использованием системы ППД) для терригенных коллекторов. Создана на основе статистических данных по нескольким залежам Ставрополя и охватывает широкие диапазоны изменения пластовой температуры (22–140 °С) и нефтенасыщенности (0,55–0,95)	0,543	

Зависимость	Условия применения	Расчетная величина КИН по Северному блоку ботуобинской залежи для $K = 600$ мД, $S = 100$ га/скв	Примечание
5. Эмпирическая зависимость № 1 Американского нефтяного института (АНИ_1), см. (5)	Для расчета КИН залежей, разрабатываемых на естественном пластовом режиме с преобладанием режима растворенного газа	0,167	
6. Эмпирическая зависимость № 2 Американского нефтяного института (АНИ_2), см. (6)	Для оценки КИН залежей, рассчитана по 40 терригенным залежам Самарской области	0,475	Не указывается, для какого режима разработки залежи эта зависимость справедлива и учитывается ли наличие нефтяной оторочки, контактирующей с газовой шапкой
7. Эмпирическая зависимость, см. (7)	Для расчета КИН залежей, разрабатываемых с применением заводнения, при $k_p < 2$; $k_n > 0,75$	0,253	
8. Эмпирическая зависимость, см. (8)	Для расчета КИН залежей, разрабатываемых с применением заводнения, при $2 < k_p < 4$; $0,75 > k_n > 0,6$	0,210	
9. Статистическая зависимость – эмпирический метод прогнозирования КИН, см. (9)	Статистическая зависимость для водонапорного режима разработки нефтяных оторочек	0,143	
10. Статистическая зависимость – эмпирический метод прогнозирования КИН, см. (10)	Статистическая зависимость для водонапорного режима разработки нефтяных оторочек	0,277	
11. Аналого-статистическая модель для оперативного расчета КИН, см. (11)	Для залежей нефти Пермского края (визейские терригенные коллекторы), разрабатываемых с применением системы ППД. Уравнение многомерной регрессии для прогноза КИН с использованием геологических параметров	0,402	
12. «Покоэффициентная» оценка КИН, см. (12)	Для оценки КИН мелких месторождений (с балансовыми запасами до 3 млн т). Предполагается «мгновенный» ввод залежи в разработку (независимо от темпов разбуривания)	0,48 при $K_{\text{охв}} = 0,75$ и $K_{\text{выт}} = 0,64$; 0,19 при $K_{\text{охв}} = 0,3$ и $K_{\text{выт}} = 0,64$	
13. Эмпирические экстраполяционные методы	Используются при продолжении реализации разработки месторождения. В основу положены характеристики вытеснения, т.е. зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости, построенные по фактическим данным за достаточно длительный период разработки	–	Величина КИН не оценивалась в связи с тем, что разработка Чаяндинского месторождения еще не начата

Таблица 2

Сравнительные результаты расчетов КИН по Северному блоку ботубинской залежи

Зависимость	$K = 280$ мД, $S = 49$ га/скв	$K = 600$ мД, $S = 49$ га/скв	$K = 600$ мД, $S = 100$ га/скв
1. Статистическая зависимость С.В. Кожакина, см. (1)	0,530	0,539	0,496
2. Статистическая зависимость В.К. Гомзикова и Н.А. Молотовой, см. (2)	0,524	0,551	0,507
3. Статистическая зависимость М.Т. Абасова и З.А. Султанова*, см. (3)	0,239	0,258	0,256
4. Статистическая зависимость В.К. Гомзикова, 1976 г., см. (4)	0,530	0,570	0,543
5. Эмпирическая зависимость № 1 Американского нефтяного института (АНИ_1), см. (5)	0,155	0,167	0,167
6. Эмпирическая зависимость № 2 Американского нефтяного института (АНИ_2), см. (6)**	0,385	0,475	0,475
7. Эмпирическая зависимость, см. (7)	0,346	0,445	0,253
8. Эмпирическая зависимость, см. (8)	0,299	0,397	0,210
9. Статистическая зависимость – эмпирический метод прогнозирования КИН, см. (9)	0,194	0,269	0,143
10. Статистическая зависимость – эмпирический метод прогнозирования КИН, см. (10)	0,336	0,400	0,277
11. Аналого-статистическая модель для оперативного расчета КИН, см. (11)	0,402	0,402	0,402
12. «Покоэффициентная» оценка КИН, см. (12)	0,48/0,19	0,48/0,19	0,48/0,19

* См. примечание в строке 3 табл. 1.

**См. примечание в строке 6 табл. 1.

2) зависимости (7)–(10), учитывающие условия разработки нефтяной залежи, в том числе нефтяных оторочек, как при водонапорном, так и при смешанном режимах.

Не вошли в указанные основные группы зависимости (3), (5), (12) и экстраполяционные методы. Зависимость (3) позволяет провести оценку КИН в процессе разработки залежи после достижения максимального годового отбора нефти и начала обводнения продукции скважин; зависимость (5) – в условиях разработки залежей на естественном пластовом режиме с преобладанием режима растворенного газа. Зависимость (12) («покоэффициентная» оценка КИН) может успешно применяться лишь при условии, что точно известны коэффициенты вытеснения нефти водой $K_{\text{выт}}$ и охвата пласта заводнением $K_{\text{о.з}}$. Экстраполяционные методы могут быть эффективны на стадии продолжения реализации разработки месторождения, когда имеются фактические данные разработки за достаточно длительный период. Либо если «смоделированная история» разработки месторождения, полученная с использованием гидродинамической модели залежи, достаточно точна и в ней нет сомнений.

Интересно проследить значимость («вес») того или иного параметра в рассматриваемых

зависимостях и его влияние на результаты расчета КИН. Проведенный анализ показывает различную «чувствительность» рассматриваемых статистических зависимостей к изменению величин параметров, входящих в формулы. Например, можно отметить влияние величины проницаемости, которое способно проявляться как в незначительной степени, так и существенно (результаты изменения K с 280 на 600 мД см. в табл. 2). Так, расчетная величина КИН по формуле (1) слабо «реагирует» на изменение проницаемости. В то время как в формулах (6)–(9) эта взаимосвязь прослеживается гораздо отчетливее.

Также отмечено влияние плотности сетки скважин (см. табл. 2). Так, эмпирические зависимости (7)–(10) заметно реагируют на изменение параметра S с 49 на 100 га/скв.

Исходя из анализа данных высокие значения КИН **от 0,40 и более**, полученные по зависимостям (1), (2), (4), (6) и (11) и реальные для водонапорного режима (см. табл. 2), в рассматриваемом случае – для условий Чаядинского НГКМ – объективно завышены. При разработке нефтяной оторочки путем заводнения с учетом наличия газовой шапки (в ожидаемом при снижении пластового давления сочетании с режимом растворенного газа – т.е. в условиях

смешанного режима) нельзя предполагать столь высоких значений КИН. Условно «смешанный режим» – это частично водонапорный режим (разработка залежи с применением заводнения), частично (в свете наличия неизолированной или неизолируемой газовой шапки) режим растворенного газа.

Полученные значения КИН в диапазоне **0,12–0,28** по зависимостям (7)–(10), используемым не для условий «чисто» водонапорного режима, а для условий разработки залежей с применением заводнения, в том числе и с учетом наличия нефтяной оторочки (см. табл. 2), также подтверждают, что считать КИН по формулам для водонапорного режима некорректно.

Конечно, все рассматриваемые зависимости не могут учитывать осложняющих факто-

ров, связанных с разработкой нефтяной оторочки Чайнинского НГКМ: сложность геологического строения и низкий энергетический потенциал залежи (в первую очередь аномально низкие пластовые давления), наличие неактивной законтурной воды, значительное содержание асфальтосмолистых веществ, высокую минерализацию пластовой воды и наличие солей в матрице коллектора [9]. Таким образом, принимая во внимание результаты проведенного анализа методических подходов к прогнозу КИН из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, а также имеющиеся на Чайнинском НГКМ осложняющие геолого-физические факторы, следует ожидать более низкую по сравнению с утвержденной ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» величину КИН.

Список литературы

1. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чайнинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. Газ и нефть Востока России: спец. вып. – С. 56–58.
2. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986. – 254 с.
3. Отчет с подсчетом запасов газа, конденсата и нефти Чайнинского месторождения. Т. VII: Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти по нефтяным оторочкам Чайнинского месторождения. – М.: ВНИГНИ: Саханефтегаз, 2000.
4. Истомин В.А. Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе / В.А. Истомин, Д.М. Федулов, И.И. Минаков и др. // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 15–21.
5. Булгаков С.А. Нейросетевая методика оценки конечного коэффициента извлечения нефти. (На примере месторождений Самарской области) / С.А. Булгаков // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 59–70.
6. Лузина Н.Г. Применение аналого-статистических моделей для оперативного расчета КИН месторождений Пермского региона / Н.Г. Лузина, Д.С. Лобанов, Р.Р. Имамов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 42–45.
7. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2002. – 64 с.
8. Николаев В.А. Физические основы разработки месторождений углеводородов / В.А. Николаев. – М.; Ижевск, 2013. – 312 с.
9. Буракова С.В. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чайнинского НГКМ) / С.В. Буракова, Д.В. Изюмченко, И.И. Минаков и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.

УДК 553.98

Г.П. Косачук, С.В. Буракова, Е.В. Мельникова, А.Ю. Усенко

Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) и входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и строящегося газопровода «Сила Сибири». Территориально ЧНГКМ находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области – в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Месторождение многопластовое, продуктивными являются терригенные отложения венда. Отличается в основном:

- сложной тектоникой (блоковое строение, наличие многочисленных тектонических нарушений разного направления, возраста и интенсивности);
- непростой историей формирования, сопровождавшейся размывами, перерывами осадконакопления;
- наличием трапповых интрузий;
- высокой степенью неоднородности распространения коллекторов, обусловленной фациальной изменчивостью продуктивных отложений;
- аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) и температурами;
- неравномерным постседиментационным засолением отложений продуктивных горизонтов, снижающим коллекторские свойства пород.

Пластовые давление и температура – важнейшие энергетические характеристики залежей нефти и газа. Они определяют притоки к забоям скважин нефти, газа, воды и способы подъема их к земной поверхности по стволу скважин, влияют на фазовое состояние углеводородов в недрах, оказывают значительное воздействие на гидратообразование и пр. Для термобарических условий (ТБУ) всех залежей НБА характерна аномальность при очевидном разбросе пластовых давлений и температур.

К настоящему времени накоплен большой фактический материал по замерам пластовых давлений и температур продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения, и на его примере предпринята попытка выявить:

- 1) закономерности термобарических характеристик (ТБХ);
- 2) факторы, влияющие на эти характеристики.

Определение закономерностей и обуславливающих их факторов позволит:

- повысить достоверность прогнозных оценок по уровню добычи углеводородного сырья и оптимизировать размещение добывающих скважин с учетом природного потенциала продуктивности;
- обосновать сеть опорных скважин для мониторинга текущих ТБУ в процессе эксплуатации месторождения;
- выделить круг проблемных вопросов, которые требуют дополнительных лабораторных и промысловых исследований.

Результаты мониторинга ТБУ в первую очередь будут использованы при разработке мероприятий по предупреждению гидратообразования как в пластовых системах, так и в системах добычи газа, учитывая, что в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана «опорная» кривая гидратообразования [1].

Залежи ЧНГКМ связаны флюидальной системой вендского терригенного водоносного комплекса, который выделяется в объеме терригенной толщи венда. Средняя

Ключевые слова:

Чаяндинское месторождение, пластовые давление и температура, флюидальная система вендского терригенного комплекса, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, многолетне-мерзлые породы, кристаллический фундамент.

Keywords:

Chayanda field, reservoir pressure and temperature, fluid system of Vendian terrigenous complex, filtration-volumetric parameters of reservoirs, permafrost, crystalline basement.

толщина комплекса – 150 м (интервал изменения – 42–610 м). В составе комплекса на территории месторождения выделяются продуктивные горизонты: ботубинский, хамакинский, талахский и вилочанский. Комплекс залегает непосредственно на фундаменте и перекрывается 20–40-метровой пачкой ангидритизированных доломитов бюкской свиты. Эта пачка, а также залегающие выше доломиты и мергели успунской и кудулахской свит являются относительным водоупором. Толщина комплекса на месторождении и сопредельных территориях закономерно увеличивается с запада на восток в сторону Предпатомского прогиба.

Ботубинский горизонт находится в кровле комплекса. Представлен хорошо отсортированными мелко-среднезернистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. Эти песчаники распространены по региону в виде отдельных крупных зон, изолированных друг от друга непроницаемыми породами. Суммарные эффективные толщины коллекторов ботубинского горизонта – от 0 (линия выклинивания) до 39 м; фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) основной массы коллекторов: пористость – 14–16 %, проницаемость – 100–1000 мД.

Хамакинский горизонт залегает внутри терригенной толщи венда. Отделяется от ботубинского горизонта 10–80-метровой пачкой непроницаемых кластических пород. Коллекторы горизонта представлены разнозернистыми песчаниками, распространены по горизонту в виде отдельных, крупных, изолированных друг от друга зон; по площади частично перекрываются с коллекторами ботубинского горизонта. Суммарные эффективные толщины коллекторов хамакинского горизонта – от 0 (линия замещения) до 33,4 м; по сравнению с ботубинским горизонтом ФЕС коллекторов хамакинского горизонта хуже: пористость – 10(8?)–12 %, проницаемость – 100–500 мД.

Талахский горизонт залегает в среднем на 90 м глубже по разрезу, чем хамакинский. Представлен неравномерным переслаиванием плохо отсортированных песчаников и алевролитов, песчано-гравийных и глинистых прослоев пород. Их суммарная эффективная толщина – от 0 (линия замещения, выклинивания коллекторов) до 40 м, ФЕС коллекторов по площади очень изменчивы: пористость варьируется от 3 до 25 %, проницаемость – 10–600 мД.

Вилочанский горизонт залегает в нижней части терригенной толщи венда, отделяется от талахского 10–20-метровой пачкой непроницаемых кластических пород. Представлен неравномерным переслаиванием плохо отсортированных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая толщина – 60–110 м. Распределение коллекторов по площади и их свойства не изучены.

Пластовая температура. Температура горных пород характеризуется геотермическим градиентом (величиной приращения температуры на 100 м глубины, начиная от пояса постоянной температуры). Температура недр является функцией глубины залегания пород и величины геотермического градиента (Справочник по геологии нефти и газа, 1984):

$$q = \lambda \frac{dT}{dH},$$

где q – плотность теплового потока, Вт/м²;

λ – теплопроводность пород; $\frac{dT}{dH}$ – геотерми-

ческий градиент (палео- или современный), °С на 1, 100, 1000 м; H – глубина, м; T – средняя температура на уровне пояса постоянной годовой температуры в данном районе, °С.

Чаяндинское месторождение находится в зоне прерывистого и сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП), толщины которых достигают 305 м (изменяются от 108–180 до 305 м по геотермическим замерам и данным геофизических исследований скважин). Редкие мелкие надмерзлотные талики составляют ~1 % площади месторождения. Температурный режим и криогенное строение ММП на территории месторождения достаточно хорошо изучены по материалам инженерно-геологической съемки и подробно освещены в работе М.Н. Железняк [2]. По результатам работ: на площади среднегодовые температуры пород изменяются от –0,2 до –3,0 °С.

Геотермическая характеристика подмерзлотного разреза месторождения обусловлена в основном галогенно-карбонатными породами кембрия и терригенно-карбонатными породами венда. Для данного разреза характерна высокая теплопроводность пород карбонатной формации (λ), насыщенной высокоминерализованными рассолами.

Небольшой тепловой поток в сочетании с эрозией значительных толщ осадочного разреза (рифей-венда и кембрия) формирует по региону

тепловое поле, характеризуемое очень низкими температурами. На глубинах порядка 2 км температура пород составляет около $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такие низкие (аномальные) пластовые температуры характерны для значительной территории бассейна НБА. Так, средние значения геотермического градиента (расчет от подошвы мерзлоты) на Чаяндинском и соседних месторождениях колеблется от 150 до 200 м на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а геотермической ступени – от 0,7 до $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ на 100 м соответственно. Лишь в местах отсутствия ММП, в зонах активного водообмена глубинных вод с поверхностными, существуют тепловые аномалии, где средние значения геотермического градиента несколько больше вышеуказанных. Так, в частности, в скв. 810, расположенной к юго-западу от ЧНГКМ, средние значения геотермического градиента равны 100 м на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а геотермической ступени – $1,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ на 100 м.

На Чаяндинском месторождении пластовые температуры определялись ртутными термометрами при опробовании скважин, а также электротермометрами при термокаротаже в выстоявшихся скважинах. Точечные определения ртутными термометрами из-за различных условий опробования имеют большой разброс, например от $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (скв. 321-77) до $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ (скв. 321-60), и при очень низком температурном градиенте разреза это вызывает сложности при их интерпретации. Поэтому пластовые температуры в продуктивных горизонтах месторождения анализировались по материалам термокаротажа в выстоявшихся скв. 765, 213-03, 213-04, 321-19, 321-22 и др. – перед термокаротажем скважины были остановлены на 3–8 месяцев, и предполагается, что за это время в них полностью восстановился тепловой режим (рис. 1, 2). Изменения температур по исследованным скважинам колеблются в пределах $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ на абсолютной отметке -1300 м . Так, значения температуры составляют $+8,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в скв. 321-03 и 321-19, $+9,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в скв. 765 и 213-01. Близкие значения температур ($+9, +10\text{ }^{\circ}\text{C}$) для абсолютной отметки -1300 м получены и на соседних Среднеботуобинском и Тас-Юряхском месторождениях. Это означает, что в целом для осадочного чехла региона имеет место низкая величина геотермического градиента, что характерно для древних платформ.

В распределении пластовых температур по площади (см. рис. 2) отчетливо прослеживается субмеридиональная направленность зон

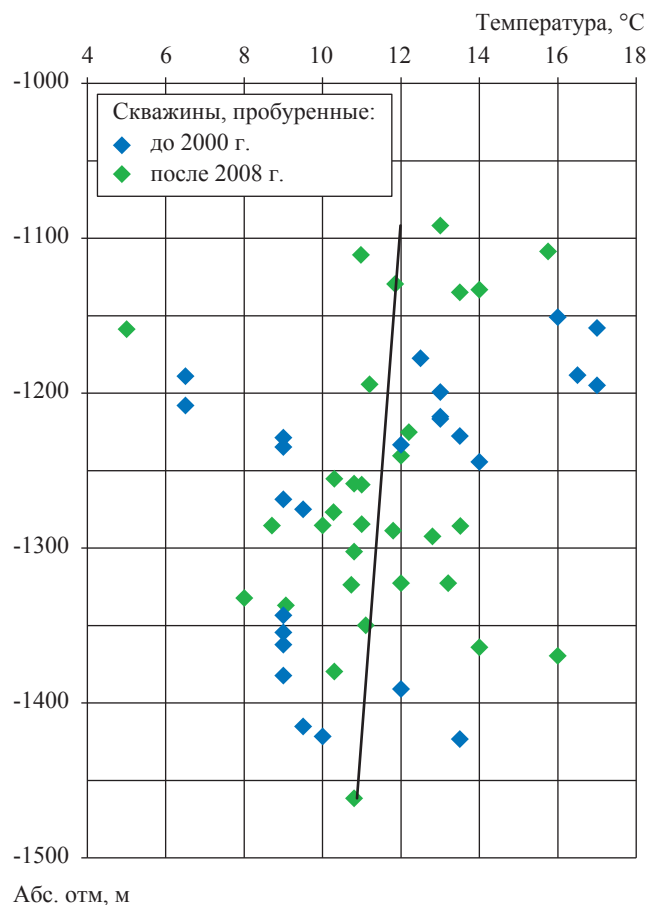


Рис. 1. Распределение пластовых температур по разрезу хамакинской залежи Чаяндинского месторождения

минимальных и максимальных значений, разброс колебаний $5\text{--}17\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зоны минимальных значений: 1 – район скв. 321-71, 321-68, 321-65, 321-49, 321-64; 2 – район скв. 758, 321-77, 213-04, 321-10, 321-19. Их разделяет зона максимальных значений температур субмеридиональной направленности – район скв. 848, 213-02, 847, 321-68, 321-48. Однако следует отметить, что влияние пластовых интрузий (трапповых тел) на распределение пластовых температур ЧНГКМ в данной статье не рассматривалось.

В целом, исходя из геологической истории развития НБА и выявленных закономерностей распределения пластовых температур в хамакинской залежи Чаяндинского месторождения, считаем главными факторами низкой величины геотермического градиента физико-географические особенности, обусловленные эрозией значительных толщ отложений рифей-венда и кембрия.

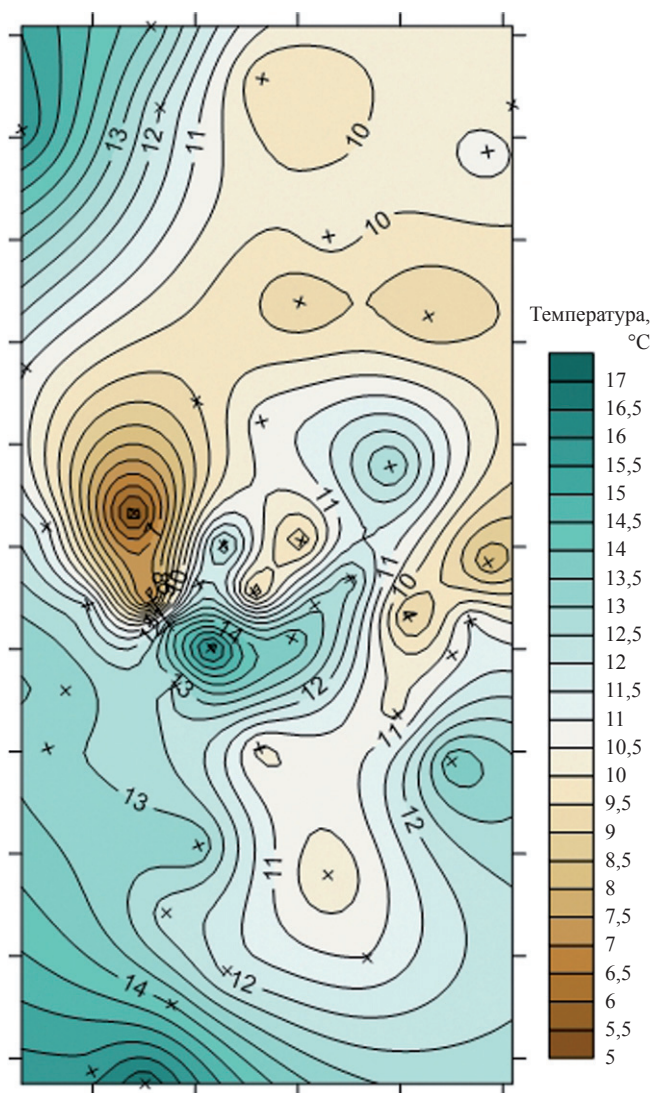


Рис. 2. Распределение пластовых температур по площади хамакинской залежи Чаяндинского месторождения

Пластовые давления. Пластовые давления по разрезу ЧНГКМ изменяются от гидростатических (условногидростатических) до АНПД (рис. 3).

Пластовое давление считается равным нормальному гидростатическому давлению, если оно уравнивается столбом минерализованной воды высотой от вскрываемого пласта до устья скважины. Плотность воды при этом принимается равной $1-1,25 \text{ г/см}^3$, что соответствует плотности подземных вод. Поскольку фактическое изменение плотности подземных вод в разрезе месторождения часто неизвестно, то, чтобы исключить влияние минерализации, введено понятие условного гидростатического давления, т.е. давления столба пресной

воды плотностью 1 г/см^3 и высотой от изучаемого пласта до устья скважины. Вертикальный градиент изменения условного гидростатического давления равен $0,01 \text{ МПа}$ на 1 м толщины пород, а градиент нормального гидростатического давления не превышает $0,012-0,013 \text{ МПа}$ на 1 м глубины.

Характер распределения пластовых давлений на ЧНГКМ в верхних водоносных комплексах (от метегерской свиты до низов толбачанской) свидетельствует о гидродинамической связи этих комплексов между собой и с поверхностными водами. Так, в верхней части метегерской свиты пластовые давления близки к условным гидростатическим, плотность воды – около 1 г/см^3 , статистические уровни ($2-4,5 \text{ м}$ от устья скважины) практически соответствуют зеркалу грунтовых поверхностных вод, а приведенные напоры составляют $+345 \text{ м}$ при средней гипсометрии поверхности рельефа $+350 \text{ м}$.

Вниз по разрезу воды становятся более минерализованными, и в соответствии с ростом их минерализации увеличиваются пластовые давления. В низах толбачанской свиты нормальные гидростатические пластовые давления уже на $0,5-0,6 \text{ МПа}$ выше условных гидростатических. Следует отметить, что гидродинамическая связь указанных комплексов осуществляется в южной части месторождения, где галые породы метегерской и ичерской свит выходят на поверхность, а из разреза исчезает один из основных водоупоров – соли чарской свиты.

В подсолевых комплексах (под юрегинскими солями) характер пластовых давлений резко меняется. Пластовые давления в них аномально низкие: меньше условных гидростатических в терригенной толще венда на $5,1-5,8 \text{ МПа}$, причем в терригенной толще венда аномальность увеличивается по направлению к фундаменту. Так, приведенные напоры вод в ботубинском и хамакинском горизонтах колеблются от -116 до -158 м , в талахском уменьшаются до $-(207-212) \text{ м}$, а в вилочанском до -217 м [4].

На примере хамакинского горизонта рассмотрим распределение пластовых давлений по площади залежи (рис. 4). На рисунке отчетливо прослеживаются зоны с минимальными и максимальными значениями пластовых давлений (диапазон $-11,9-13,4 \text{ МПа}$). Значения АНПД имеют хорошо выраженную субширотную направленность (район скв. 321-69,

321-68, 321-50, 751, 845, 848; 321-42, 321-3 и скв. 213-04, 321-47, 321-49) и менее выраженную субмеридиональную направленность (район скв. 321-19). И наоборот, разброс максимальных значений пластовых давлений имеет хорошо выраженную субмеридиональную направленность (район скв. 847, 321-63, 321-48) и менее выраженную субширотную направленность (район скв. 321-55, 843, 321-72). В целом распределение пластовых давлений отражает структурный план Чайядинского месторождения и фиксирует наличие осложнений субмеридиональной и субширотной направленности.

Рассмотрим и оценим основные точки зрения на причины возникновения АНПД.

В.А. Всеволожский и В.И. Дюнин (1998) [5], обобщив огромный фактический материал по величинам пластовых давлений в нескольких тысячах скважин, расположенных на более чем 100 месторождениях углеводородов и подземных вод в Восточном Предкавказье, Западной Сибири, Средней Азии, Тимано-Печорской провинции, Днепровско-Донецкой, Припятской, Куринской и Ферганской впадинах, пришли к выводу, что для всех изученных регионов и подавляющего числа месторождений (структур) характерно наличие разнонаправленных латеральных градиентов пластовых давлений. Наличие разнонаправленных градиентов в единой пластовой системе возможно только при наличии внутри нее границ определенного типа, разделяющих систему на относительно изолированные блоки.

Существование изолированных (замкнутых) пластовых систем как по горизонтали, так и по вертикали наблюдается и в осадочных бассейнах Западной Якутии [6]. Так, распределение пластовых давлений в осадочных породах НБА характеризуется следующими данными: в докембрийском терригенном комплексе пластовое давление на глубине 2400 м (вилючанский продуктивный горизонт, минерализация вод 390 г/л) составляет 17,6 МПа, на глубине 1900 м (ботуобинский продуктивный горизонт, минерализация вод 450 г/л) – 14,6 МПа. В нижнекембрийском карбонатном комплексе (осинский продуктивный горизонт, минерализация вод 380–390 г/л) на глубине 1550 м пластовое давление равно гидростатическому 15,8 МПа.

Тектонической особенностью Чайядинского НГКМ является осложненность многочисленными разрывными нарушениями. Множественные нарушения контролируют залежи

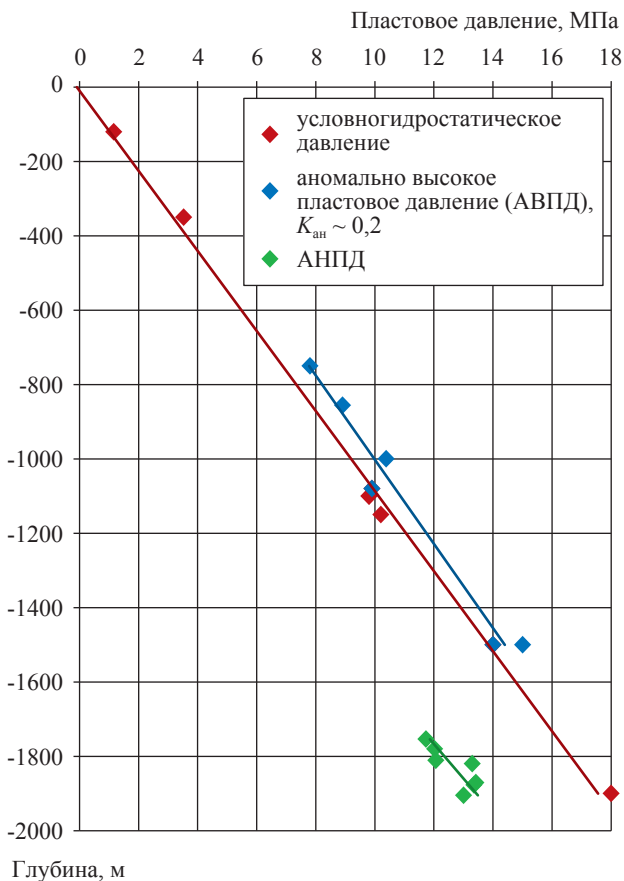


Рис. 3. Распределение пластовых давлений в разрезе Чайядинского месторождения [3]: $K_{ан}$ – коэффициент аномальности давления

в отдельных блоках, в то же время более мелкие нарушения контролирующим эффектом не обладают, что подтверждается наличием различных градиентов давления в единой пластовой системе хамакинского горизонта.

По мнению А.Е. Гуревича с соавторами (1987) [7], существует только два непосредственных фактора АНПД. Это причины, определяющие движение подземных вод: 1) действие гравитационного поля на жидкость; 2) изменение объемов порового пространства и жидкости в поровом пространстве. Поскольку эти факторы могут влиять на процесс течения вод одновременно, то необходимо говорить о двух составляющих пластового давления: гравитационно-конвекционной (иными словами, гидростатической), величина которой определяется весом столба флюида и потерями напора при конвекции, и компрессионной (выжимающей – элизионной), которая включает все остальные возможные причины изменения давления в водоносных горизонтах,

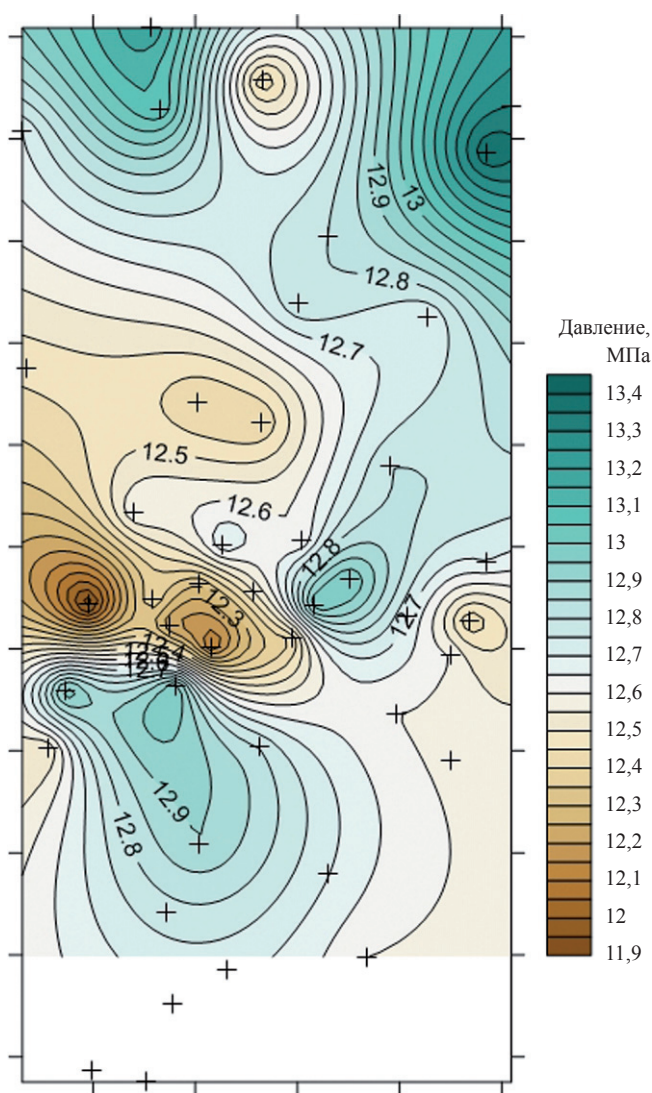


Рис. 4. Распределение пластовых давлений в хамакинской залежи Чайядинского месторождения

ведущие к его отклонению от нормального гидростатического.

В качестве причин гравитационно-конвекционного движения подземных вод называют негоризонтальность поверхности Земли, а следовательно, и грунтовых вод, а также неоднородность плотностей подземных вод из-за различия в их минеральном составе [7].

На территории Чайядинского месторождения влияния гравитационно-конвекционного фактора не отмечено, так как в пределах локальных (сезонных) областей питания приращение напора в области грунтовых вод отсутствует. Это наглядно демонстрирует рис. 5. Скважины, вскрывшие толщу ММП, имеют тенденцию увеличения давления с глубиной, и наоборот – в областях отсутствия ММП изменения давле-

ния не наблюдается. Кроме того, в силу высокой минерализации пластовых вод хамакинского горизонта присутствие водорастворимых солей в поровом пространстве не может сказаться на уменьшении вертикальной составляющей напора. Графический способ определения тесноты связи показывает ее отсутствие (изменение линейного тренда в пределах 0–50 % наличия водорастворимых солей составляет 0,1 МПа).

Не рассматривая генезис границ, а учитывая то, что миграция газов и жидкостей в горных породах и передача гидростатического давления могут происходить только по сообщающимся между собой порам или трещинам, следует полагать достаточным определение предельных фильтрационных параметров пород, при которых флюиды могут в них перемещаться и передавать гидростатическое давление. Согласно исследованиям А.Е. Рыжова, Е.О. Семёнова и др. (2013–2015), для пород хамакинского горизонта граничные фильтрационные величины составляют: коэффициент пористости $K_n = 3,2\%$; коэффициент проницаемости $K_{пр} = 0,7$ мД. Следует отметить, что большее число исследователей принимает за нижний предел коллектора значения открытой пористости 6–8 % (К.И. Багринцева, С.С. Итенберг, П.К. Лжович, С.А. Аманов, Р.Н. Засадный, Л.Н. Берман, М.М. Потлова и др. [8, 9]). То есть породы с граничными фильтрационными величинами ($K_n = 3,2\%$; $K_{пр} = 0,7$ мД) могут считаться достаточно надежными изолирующими границами.

Влияние сообщающихся пор на замеры пластового давления в хамакинском продуктивном горизонте показано на рис. 6. Графический способ определения тесноты связи указывает на незначительную функциональную связь роста давления с уменьшением эффективной толщины пласта $H_{эф}$.

Б.А. Фукс и А.Б. Фукс (1976, 2000) [10] считают, что основной причиной возникновения и существования АНПД в терригенных продуктивных отложениях Непско-Ботубинской нефтегазоносной области является геотермический фактор. Палеотермические расчеты, приведенные в работе [7], показывают, что в конце неогена пластовая температура залежи ботубинского горизонта Чайядинского месторождения составляла 26,5 °С, Среднеботубинского – 26,73 °С, Тас-Юряхского – 27,33 °С при современных величинах прибли-

зительно 10, 14, 10 °С соответственно. Расчеты (А.Б. Фукс, Л.С. Сопкалова, 1979) также показывают, что при уменьшении температуры на 13 °С из-за разницы температурных коэффициентов расширения воды и песчаника происходит снижение внутривыворного давления на величину 9,6 МПа.

А.С. Анциферов (1978) [11] АНПД в разрезах НБА объясняет изолирующими свойствами ММП, которые затрудняют нисходящую фильтрацию поверхностных вод и тем самым ограничивают вертикальную составляющую гидростатического напора на величину, пропорциональную их мощности.

Для территории Чаяндинского месторождения областью питания является Байкало-Патомская складчатая зона, где сплошная мерзлота отсутствует (И.А. Некрасов, 1984), и следовательно, нет оснований ограничивать вертикальную составляющую гидростатического напора. Кроме того, в силу высокой минерализации воды нижнего палеозоя и докембрия не замерзают в зоне существующих низких температур и поэтому не могут уменьшать вертикальную составляющую напора. Следовательно, рассматривать наличие мерзлоты (отрицательных температур в верхних частях разреза) в качестве причины снижения вертикальной составляющей напора в данных условиях неправомерно. Это наглядно демонстрирует и рис. 5, на котором показано влияние ММП на замеры пластового давления в скважинах ЧНГКМ. Тенденция обратная: наблюдается рост давления с увеличением толщины ММП.

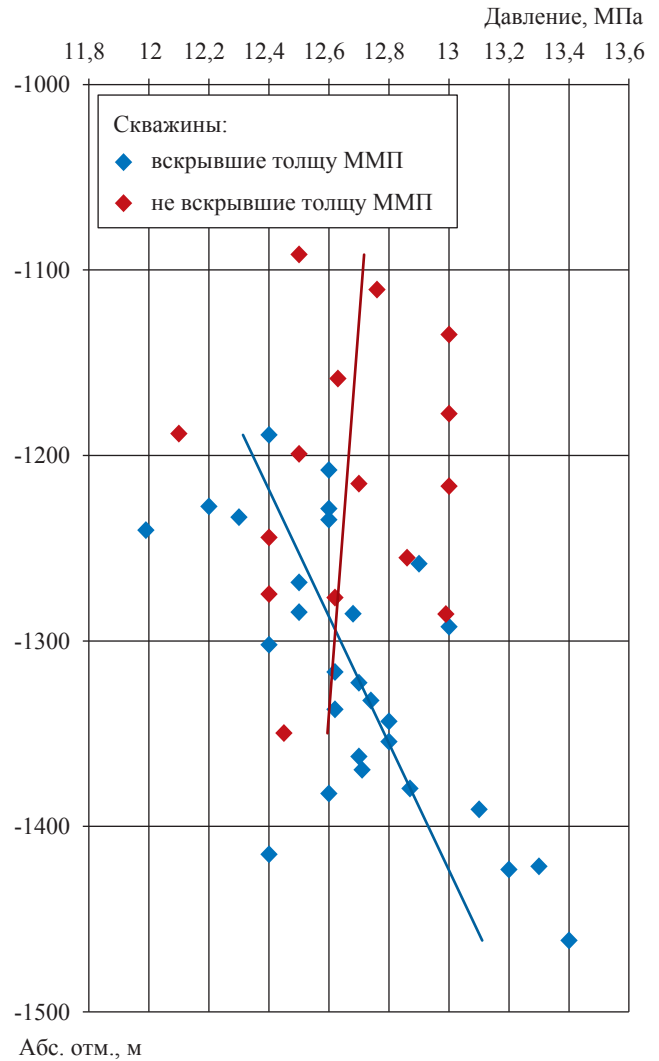


Рис. 5. Влияние ММП на замеры пластового давления в хамакинском продуктивном горизонте

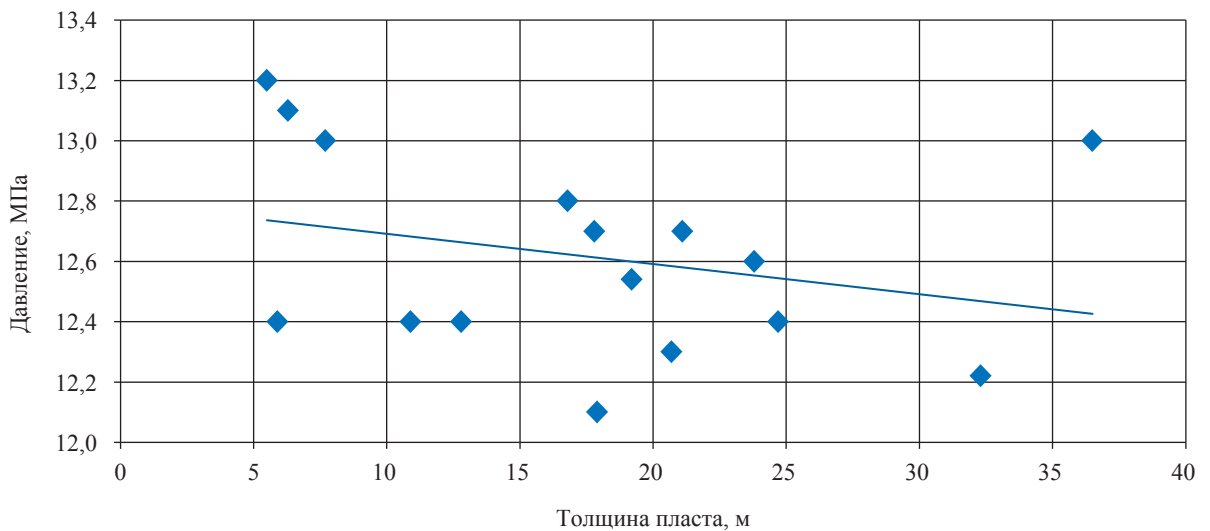


Рис. 6. Влияние эффективной толщины пласта на замеры пластового давления в хамакинском продуктивном горизонте

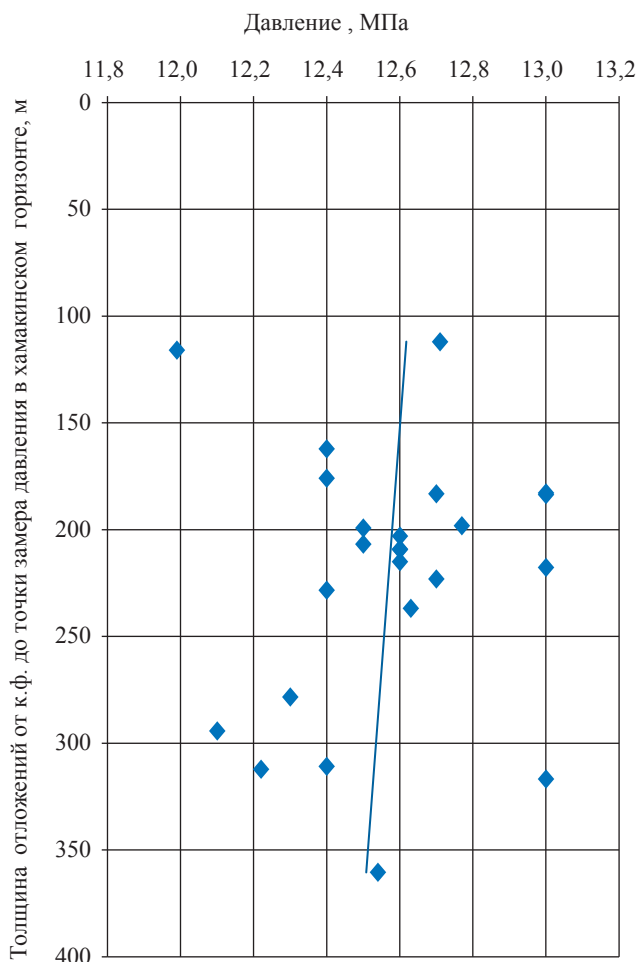


Рис. 7. Влияние к.ф. на замеры пластового давления

Незначительное снижение давления отмечается в скважинах, где отсутствует ММП, а это значит, что локальные (сезонные) области питания также не оказывают влияния на глубинный напор и давление.

Ю.И. Яковлев и Р.Г. Семашев (1982), В.Д. Матвеев (2000), В.С. Ситников (2005) [12] в качестве причины снижения давления в отложениях докембрия НБА выдвигают гипотезу «засасывания» вод этого комплекса в разломные зоны фундамента. Исследователи не объясняют, почему «засасывание» обладает избирательностью, так как «засасывает» только воды докембрия – поскольку в нижнекембрийском карбонатном комплексе (осинский продуктивный горизонт) на глубине 1550 м пластовое давление равно 15,8 МПа. Такое объяснение не подтверждается данными, приведен-

ными на рис. 7, на котором отражено влияние кристаллического фундамента (к.ф.) на замеры пластового давления в скважинах ЧНГКМ. Графический способ определения тесноты связи показывает ее отсутствие (изменение линейного тренда в пределах 0–400 м толщи составляет 0,1 МПа).

В целом анализ фактических геолого-промысловых данных не опровергает того, что геотермический фактор служит одной из наиболее вероятных причин возникновения и существования АНПД в терригенных продуктивных отложениях Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области. В частности, наиболее вероятными причинами локальных изменений ТБХ во флюидальных системах ЧНГКМ являются:

- изменение эффективных толщин;
- наличие в пластовой системе продуктивного горизонта изолирующих границ для миграции газов и жидкостей.

Главный фактор, создающий низкую величину геотермического градиента на территории ЧНГКМ, – физико-географический (эрозия и размыв пород рифей-венда и кембрия).

Построенные поля (зоны) пластовых давлений и температур могут расцениваться как фоновые перед вводом месторождения в эксплуатацию, а скважины, по исходным данным которых выстроены эти поля, – как опорные для использования при дальнейших сетевых наблюдениях за ТБУ.

Полученные распределения начальных ТБУ по разрезу и площади будут учтены при обосновании прогнозных оценок уровня добычи углеводородного сырья и оптимизации размещения добывающих скважин. Результаты мониторинга ТБУ примут к сведению при выработке мероприятий по предупреждению гидратообразования как в пластовых системах, так и в системах добычи газа, а также разработке термогазодинамической модели для описания фильтрационных и физико-химических процессов, протекающих в пласте.

Выводы этой статьи могут быть использованы при освоении аналогичных объектов Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области.

Список литературы

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 506 с.
2. Железняк М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы: дис. ... д-ра геол.-минер. наук / М.Н. Железняк. – 2008. – 339 с.
3. Изюмченко Д.В. Возможность подземного захоронения промышленных стоков на Чаяндинском месторождении / Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, С.В. Буракова и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 34–36.
4. Косачук Г.П. К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, С.И. Буточкина и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 114–123.
5. Всеволожский В.А. К обоснованию гидродинамической модели глубоких водоносных горизонтов / В.А. Всеволожский, В.И. Дюнин // Водные ресурсы. – 1998. – Т. 25. – № 2. – С. 140–145.
6. Граусман А.А. О природе давлений во флюидальных системах осадочных бассейнов / А.А. Граусман // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11. – С. 1–11.
7. Гуревич А.Е. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгина и др. – Л.: Недра, 1987.
8. Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири: сб. науч. тр. СНИИГиМС. – Новосибирск, 1982.
9. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999. – С. 277.
10. Фукс А.Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А.Б. Фукс. – М., 2000. – С. 32.
11. Анциферов А.С. О причинах аномально низких пластовых давлений / А.С. Анциферов // Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 242. – № 5. – С. 1130–1132.
12. Ситников В.С. Тектоника и нефтегазоносность неопротерозоя и нижнего палеозоя востока Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук / В.С. Ситников. – Новосибирск, 2005. – С. 30.

УДК 622.279

А.Н. Волков, В.И. Лапшин, А.В. Поляков, Л.В. Огданец

Характер поведения геохимических коэффициентов в области низких пластовых давлений в процессе разработки месторождения

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, поздняя стадия разработки, геохимические коэффициенты.

Keywords: gas condensate field, late stage of development, geochemical coefficients.

Жизненный цикл газоконденсатного месторождения сопровождается сложными термодинамическими процессами, обусловленными ретроградными явлениями. Для недонасыщенной газоконденсатной залежи снижение пластового давления от начального до давления начала конденсации характеризуется постоянством состава пластового газа и содержания в нем конденсата. Снижение пластового давления ниже давления начала конденсации приводит к выпадению конденсата в пласте и снижению его содержания в добываемом газе. Закономерности изменения состава и свойств добываемых флюидов при разработке месторождений на режиме естественного истощения в области ретроградной конденсации изучены довольно хорошо. Вступление месторождения в завершающую стадию разработки сопровождается снижением пластового давления в область давления максимальной конденсации и ниже. Характер поведения газоконденсатной характеристики (ГКХ) в этой области освещен не достаточно полно. Одними из первых затронули эту тему такие ученые, как А.Г. Дурмишьян, который рассмотрел изменения ГКХ VII горизонта месторождения Карадаг [1], и А.Х. Мирзаджанзаде с соавторами, проанализировавшие газоконденсатные залежи в штатах Юта и Техас [2]. Применительно к разрабатываемым в настоящее время месторождениям поведение ГКХ в области низких пластовых давлений изучалось на примере Вуктыльского и Оренбургского НГКМ [3, 4]. Имеющиеся данные в основном касаются изменения содержания углеводородов (УВ) C_{5+} в пластовом газе, а также физико-химических свойств добываемого конденсата. На поведении этих характеристик базировались выводы о процессах, происходящих в пласте, степень проявления которых во многом может быть обусловлена влиянием различных геолого-физических факторов. Поэтому оценка информативности дополнительных признаков, позволяющих диагностировать, в частности, развитие прямого испарения, представляет интерес.

В качестве диагностических признаков направленности ретроградных процессов газоконденсатной системы в области низких пластовых давлений, характерной для завершающей стадии эксплуатации газоконденсатных месторождений, рассмотрено поведение общеизвестных геохимических коэффициентов (C_2-C_4/C_{5+} , C_3-C_4/C_{5+} , C_1-C_4/C_{5+} , C_1/C_2-C_4 , C_{5+}/C_{6+} , C_5/C_{5+} , C_5-C_6/C_{7+}), разработанных на основании изучения состава пластового газа. Данные коэффициенты на практике совместно с другими геолого-промысловыми характеристиками залежи чаще всего используются для определения ее типа [5]. При выборе коэффициентов учитывалась существующая ранее практика ограничения представления состава пластового газа по вышкипящим УВ с их объединением в группы C_{n+} .

На первом этапе оценивалась информативность коэффициентов на основе результатов математического моделирования. При этом математическая модель создавалась на примере реальных промысловых и экспериментальных данных, полученных в ходе проведения газоконденсатных исследований (ГКИ) и изучения фазового поведения пластовой газоконденсатной системы. По результатам моделирования определена направленность изменения геохимических коэффициентов в процессе снижения давления, имитирующего разработку месторождения в режиме естественного истощения.

Сравнение результатов опыта дифференциально-контактной конденсации и данных PVT-модели

Давление, МПа	22,7	20,0	17,0	15,0	13,0	11,0	8,0	5,0	0,1
Конденсатонасыщенность, %	0,0	1,3	3,1	4,0	4,5	4,6	4,4	3,9	2,8
Отклонение PVT-модели от эксперимента, %	0,0	-0,7	0,5	2,8	1,9	1,5	-0,2	-0,2	-4,4

Далее на примере разрабатываемого месторождения проведено сравнение поведения геохимических коэффициентов, рассчитанных по результатам математического моделирования, и фактических промысловых данных. В ходе оценки характера изменения геохимических коэффициентов изучалась газоконденсатная система, составленная из проб нестабильного конденсата и газа сепарации месторождения Томской области. Газоконденсатная система характеризуется следующим мольным составом, %: $N_2 - 3,8$; $CO_2 - 0,6$; $C_1 - 79,5$; $C_2 - 5,1$; $C_3 - 4,1$; $C_4 - 2,7$; $C_5 - 1,3$; $C_6 - 0,7$; $C_{7+} - 2,2$. Содержание конденсата в пластовом газе составляет 196 г/м^3 . Молярная масса стабильного конденсата – $107,5 \text{ г/моль}$, плотность – $0,72 \text{ г/м}^3$, тип конденсата метановый.

Экспериментальными исследованиями на установке фазового равновесия определили предельную насыщенность газоконденсатной системы при следующих пластовых термобарических условиях: давление $p_{пл} = 22,7 \text{ МПа}$, температура $t_{пл} = 82 \text{ }^\circ\text{C}$. Путем проведения опыта дифференциально-контактной конденсации получены данные по изменению конденсатонасыщенности. Опыт дифференциально-контактной конденсации заключается в поэтапном снижении давления за счет увеличения объема PVT¹-ячейки посредством перемещения поршня при сохранении постоянства массы пробы. Затем после измерения объема выпавшей жидкой фазы при стабилизации системы осуществляется выпуск газа из PVT-ячейки при поддержании текущего давления до достижения первоначального объема PVT-ячейки.

Условия и результаты экспериментальных исследований представлены в таблице. Давление максимальной конденсации УВ-системы по стабильному конденсату находится в области 6 МПа (результаты дифференциальной

конденсации), а по нестабильному конденсату – в области 12 МПа , при этом насыщенность достигает значений порядка $4,6 \%$. При давлении $0,1 \text{ МПа}$ насыщенность системы снижается до $2,8 \%$.

В дальнейшем на основе экспериментальных исследований была подготовлена PVT-модель исследуемой газоконденсатной системы. Математическое моделирование выполнялось с использованием модуля PVTx программного комплекса Tempest (версия 7.1.1) компании Roxar. PVT-модель фазового поведения пластовой УВ-системы строилась на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга–Робинсона согласно подходу, предложенному в работе [6].

В ходе математического моделирования для обеспечения гибкости настройки PVT-модели проводилась разбивка фракции УВ C_{7+} на 3 псевдофракции по методу К. Витсона (*англ.* C. Witson) [7]. В основе метода лежит предположение о том, что вероятностная плотность распределения фракций в группе C_{n+} определяется трехпараметрической гамма-функцией. Процедура характеристики псевдофракций пластового флюида осуществлялась с использованием корреляций, Тву, Ли–Кеслера и Кеслера–Ли [8]. Обеспечение сходимости экспериментальных и расчетных данных выполнялось на основе последовательного применения регрессий. Подгонка давления начала конденсации проводилась по коэффициентам парного взаимодействия между метаном и псевдофракциями группы C_{7+} , а данных изменения конденсатонасыщенности эксперимента дифференциально-контактной конденсации – по коэффициентам уравнения состояния Ω_a и Ω_b . По итогам минимизации результирующей функции расхождение между расчетным и экспериментальным давлением начала конденсации составило $0,02 \%$, а в целом по конденсатонасыщенности не превышает $4,4 \%$ (см. табл. 1). Таким образом, в результате адаптации была получена хорошая сходимость данных и подготовлена

¹ PVT – в данном случае акроним от *англ.* Pressure, Volume, Temperature, обозначает взаимозависимость параметров давления, объема и температуры.

PVT-модель, наиболее близко описывающая реальную газоконденсатную систему.

Моделирование эксперимента дифференциально-контактной конденсации с шагом снижения давления 0,5 МПа позволило более детально оценить изменение состава добываемого газа в процессе снижения давления (рис. 1).

Анализируя полученные данные, можно отметить, что для промежуточных компонентов C_2-C_4 до давления максимальной конденсации по насыщенному конденсату (12 МПа) мольное содержание в газе изменяется незначительно, а затем плавно нарастает. Применительно к углеводородным компонентам CO_2 , N_2 существенных изменений в процессе снижения давления в мольном содержании не происходит. Для группы УВ C_{5+} до давления максимальной конденсации по стабильному конденсату $P_{м.к}$ (6 МПа) наблюдается заметное снижение мольного содержания, а после его прохождения – увеличение. Для метана отмечается рост значений мольного содержания до давления 8,5 МПа, а затем следует их падение.

На основе полученных данных были рассчитаны выбранные геохимические коэффициенты: C_2-C_4/C_{5+} , C_3-C_4/C_{5+} , C_1-C_4/C_{5+} , C_1/C_2-C_4 , C_{5+}/C_{6+} , C_5/C_{5+} , C_5-C_6/C_{7+} . На рис. 2

представлена динамика изменения геохимических коэффициентов в процессе снижения давления. Видно, что в процессе снижения давления в области $P_{м.к} = 6$ МПа наблюдается характерное изменение поведения геохимических коэффициентов, отражающих различные соотношения между легкими УВ C_1-C_4 и группой УВ C_{5+} . Остальные коэффициенты имеют тенденцию к росту значений, максимум которых с разной степенью интенсивности локализуется ниже области $P_{м.к}$ (6 МПа) и находится в области 3 МПа. Исключение составляет коэффициент C_1/C_2-C_4 , который на отрезке снижения давления от 22,7 до 10 МПа незначительно увеличивается, а далее начинает плавно уменьшаться.

Информативность геохимических коэффициентов для диагностирования развития прямого испарения на основе данных о составе пластового газа апробирована на примере Западно-Соплесского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) с использованием результатов контроля ГКХ в процессе разработки. Западно-Соплесское месторождение расположено в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Начальное содержание УВ C_{5+} составляло 345 г/м^3 . Тип конденсата метановый. Пластовая температура – $92 \text{ }^\circ\text{C}$.

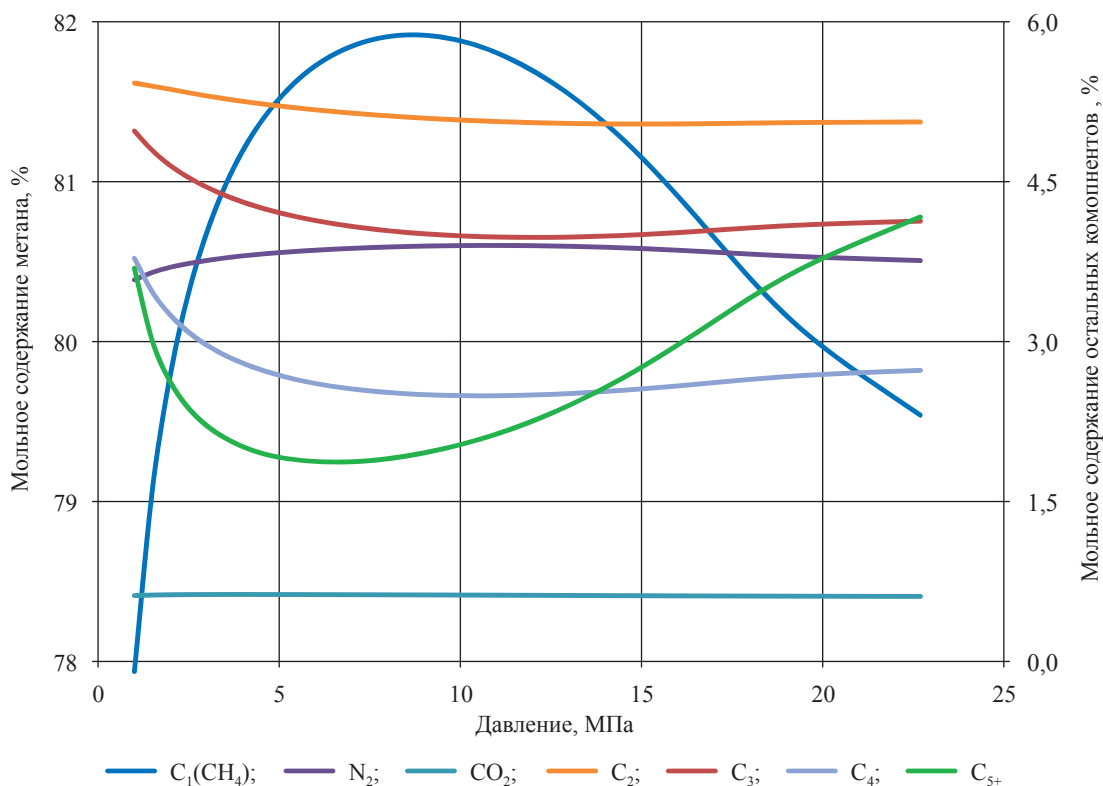
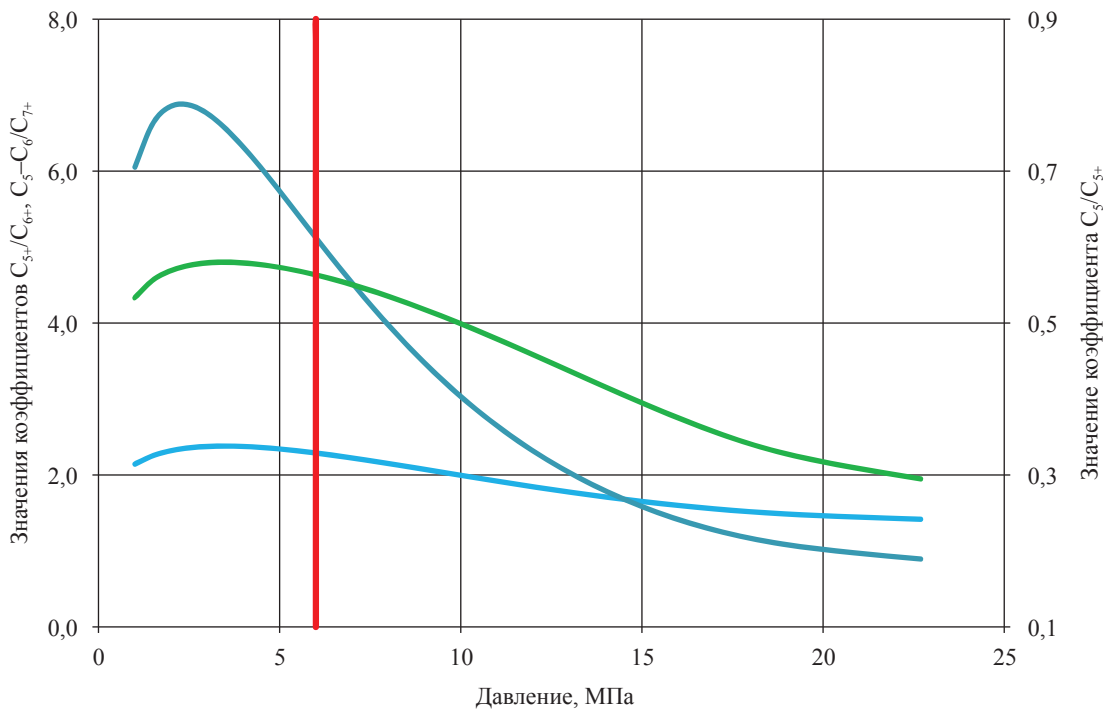
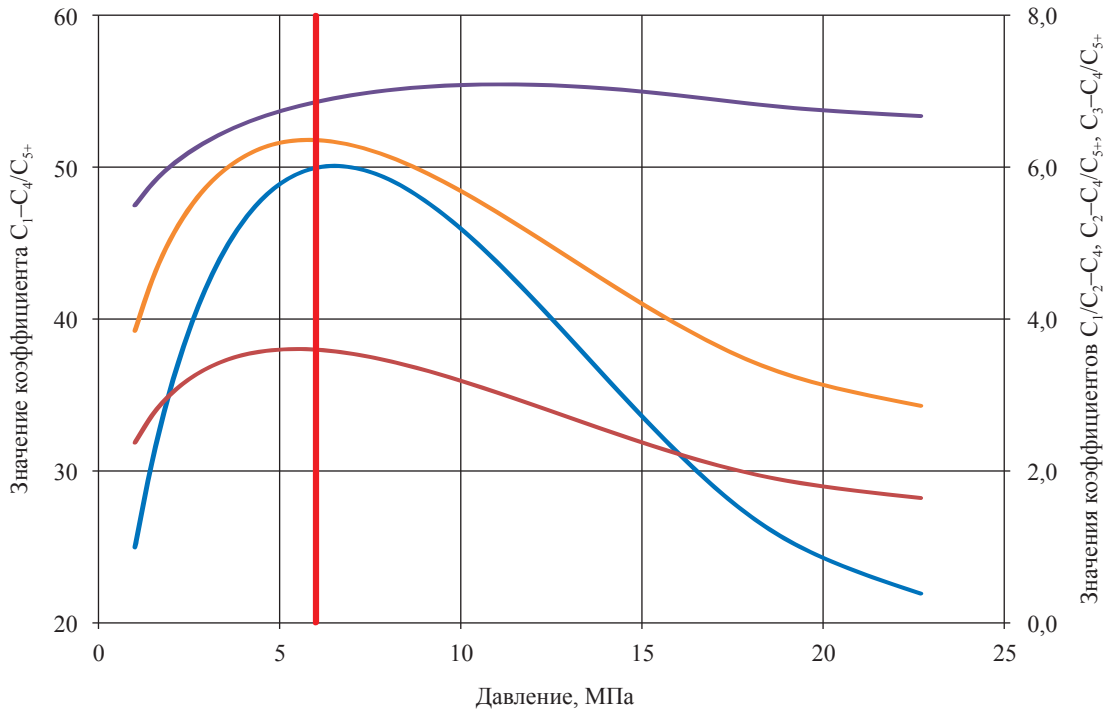
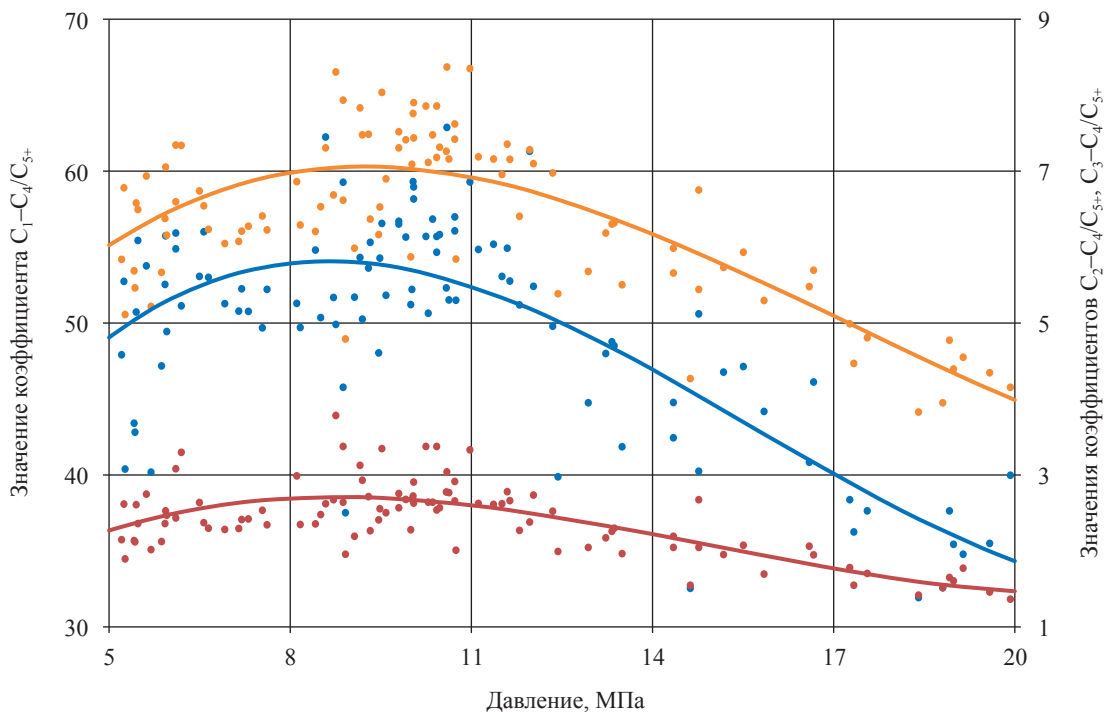


Рис. 1. Изменение компонентного состава газа в процессе снижения давления

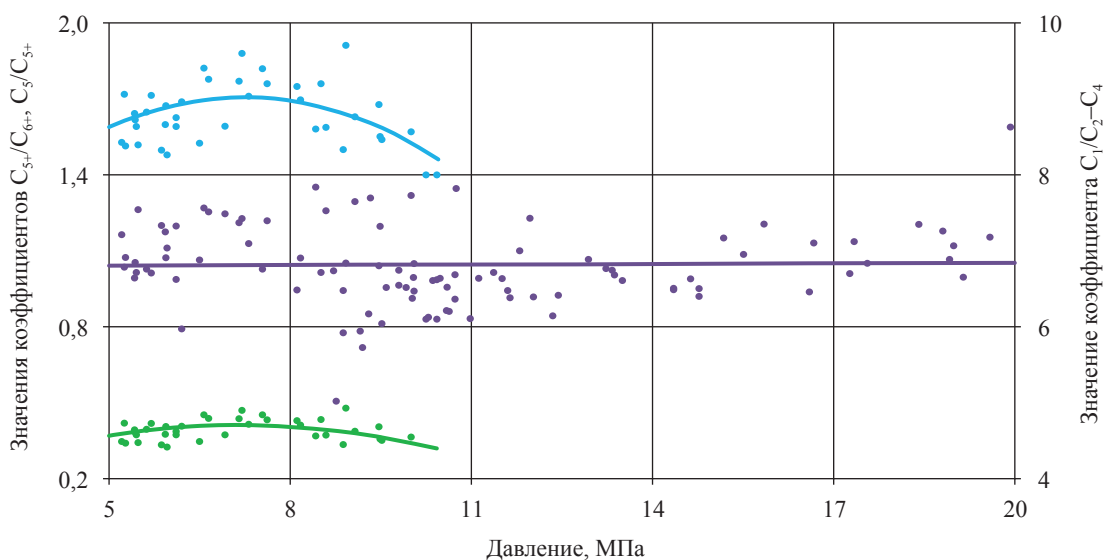


- C_1-C_4/C_{5+} — C_1/C_{2-C_4} — C_2-C_4/C_{5+} — C_3-C_4/C_{5+}
- C_{5+}/C_{6+} — C_5-C_6/C_{7+} — C_3/C_{5+} — $P_{кр.}$

Рис. 2. Изменение геохимических коэффициентов:
а – коэффициенты C_1-C_4/C_{5+} , C_1/C_{2-C_4} , C_2-C_4/C_{5+} , C_3-C_4/C_{5+} ;
б – коэффициенты C_{5+}/C_{6+} , C_5-C_6/C_{7+} , C_3/C_{5+}



а



б

• C_1-C_4/C_{5+} ; • C_2-C_4/C_{5+} ; • C_3-C_4/C_{5+} ; • C_{5+}/C_{6+} ; • C_5/C_{5+} ; • C_1/C_2-C_4 ;

Рис. 3. Изменение коэффициентов по различным УВ в составе пластового газа Западно-Соплесского НГКМ при снижении давления:

а – коэффициенты C_1-C_4/C_{5+} , C_2-C_4/C_{5+} , C_3-C_4/C_{5+} ;

б – коэффициенты C_{5+}/C_{6+} , C_5/C_{5+} , C_1/C_2-C_4

Текущее пластовое давление находится ниже области давления максимальной конденсации, которое согласно фактическим промышленным данным диагностируется в диапазоне давлений 7–10 МПа. По сравнению с результатами экспе-

риментальных исследований на PVT-установке эта область смещена в сторону более низких давлений.

На рис. 3 продемонстрированы построенные зависимости изменения геохимиче-

ских коэффициентов при снижении давления по различным УВ в составе пластового газа Западно-Соплесского НГКМ. Видно, что закономерности по коэффициентам, отражающим различные соотношения между легкими УВ C_1-C_4 и группой УВ C_{5+} , идентичны зависимостям, выявленным по данным, полученным в ходе математического моделирования на основе результатов экспериментальных исследований природной газоконденсатной системы (см. рис. 2). Связь между коэффициентами по жидкой фазе (C_{5+}/C_{6+} и C_5/C_{5+}) прослеживается хуже из-за ограниченности промысловой информации. Однако и при этом явно заметно, что значения коэффициентов имеют разную величину и направленность в области давлений до и после максимальной конденсации. Исключение составляет коэффициент C_1/C_2-C_4 , зависимость поведения по которому не удалось выявить ввиду разброса фактических данных.

Таким образом, по результатам математического моделирования, основанного на экспериментальных данных, установлен характер поведения геохимических коэффициентов в области низких пластовых давлений, который подтверждается промысловой информацией. В промысловой практике геохимические коэффициенты, отражающие различные соотношения между УВ, могут быть использованы для диагностирования характера ретроградных процессов, происходящих в пласте. Детализация состава пластового газа еще на стадии экспериментальных исследований поможет расширить выбор наиболее информативных коэффициентов применительно к конкретному месторождению.

Список литературы

1. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения / А.Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х. Разработка газоконденсатных месторождений / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев и др. – М.: Недра, 1967. – 356 с.
3. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности: дис. ... д-ра тех. наук / Н.В. Долгушин; защита 18.10.07; утв. 14.03.08. – М., 2007. – 400 с.
4. Иванов С.И. Анализ фазовых превращений пластовых систем при разработке Оренбургского месторождения / С.И. Иванов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 12. – С. 4–24.
5. Чахмахчев В.А. Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоконденсатных локальных объектов / В.А. Чахмахчев, А.А. Аксенов, Е.А. Барс и др. – М.: ИГиРГИ, 1993. – 335 с.
6. Волков А.Н. Подход к созданию РVT-модели пластового газа газоконденсатного месторождения / А.Н. Волков, А.В. Поляков, В.В. Смирнов // Инновации в нефтегазовой отрасли: науч.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2: Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2015. – С. 27–37.
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
8. Riazi M.R. Characterization and properties of petroleum fractions / M.R. Riazi – 1st ed. – Philadelphia, 2005. – 407 p.

УДК 622.324+621.64+622.013

Д.В. Изюмченко, А.В. Елистратов, Ю.А. Лаухин

Влияние реконструкции объектов добычи газа на показатели разработки месторождений

Ключевые слова:

скважина, газосборная сеть, дожимная компрессорная станция, реконструкция, объемы добычи газа.

Keywords:

well, gas-collecting system, boosting compressor station, reconstruction, amounts of gas production.

Разработка месторождений природного газа осуществляется в рамках единой взаимосвязанной системы «пласт – скважины – система сбора газа – система промышленной подготовки газа» (с заданным давлением подачи газа в систему магистрального транспорта), все элементы которой оказывают влияние на показатели разработки. Нормативная документация, регламентирующая проектирование и авторское сопровождение разработки месторождений [1], ограничивается в основном оценкой объемов и сроков ввода новых мощностей (скважин и дожимных компрессорных станций (ДКС)) для обеспечения проектных объемов добычи и практически не рассматривает влияния реконструкции.

Влияние реконструкции на различные аспекты эксплуатации отдельных объектов обустройства месторождений – скважин, газосборных сетей (ГСС) – рассмотрены в ряде публикаций [2–4]. В то же время отсутствует систематизированный научно-технический анализ влияния реконструкции различных объектов обустройства месторождений на объемы предотвращенного снижения добычи газа и показатели разработки месторождений в целом. В условиях, когда базовые месторождения ПАО «Газпром» вступили в период падающей добычи, а около 20 % газа добывается из месторождений с выработанностью запасов более 70 %, растет актуальность оценки вклада реконструкции и технического перевооружения объектов основного технологического назначения промыслов в обеспечение проектных показателей разработки.

Реконструкция объектов обустройства выполняется на протяжении всего жизненного цикла месторождения (рис. 1):

- в начальный период эксплуатации она направлена на устранение недостатков проекта и строительства;
- текущая реконструкция используется для поддержания объемов добычи на проектном уровне и в основном обусловлена изменением технологических показателей разработки;
- комплексная реконструкция, выполняемая по проекту реконструкции и охватывающая все системы и оборудование основного технологического назначения и инженерного обеспечения, обусловлена значительными изменениями технологических показателей эксплуатации, выработанностью установленного ресурса оборудования и изменением нормативных требований к надежности и экологической безопасности объектов добычи.

На обеспечение проектных объемов добычи углеводородов и, следовательно, эффективную разработку месторождения непосредственно влияет реконструкция скважин, ДКС и ГСС, выполняемая на протяжении всего жизненного цикла месторождения как по отдельным проектам, так и в составе комплексных проектов.

Реконструкция скважин. Основной объем реконструкции скважин выполняется в период падающей добычи и обусловлен изменением показателей разработки. В период падающей добычи при дебитах ниже минимального в стволе скапливается жидкость, скважина начинает самозадавливаться, ее дебит уменьшается, и необходима продувка для предотвращения остановки скважины (рис. 2 [2]).

Для обеспечения проектных уровней добычи (предупреждения снижения дебитов скважин в среднем на 25–30 %) и предотвращения постоянно увеличивающихся потерь газа при продувке скважин в период падающей добычи необходимо



Рис. 1. Жизненный цикл месторождения

либо постоянно уменьшать диаметр насосно-компрессорных труб, либо реконструировать скважины с использованием различных технологий удаления жидкости (концентрические лифтовые колоны, плунжерный лифт и др.).

Большой объем реконструкции скважин, не связанный с изменением параметров разработки, выполняется на протяжении всего жизненного цикла месторождения, а именно:

- бурение боковых столов на бездействующих скважинах, которые остановились в результате обводнения и работоспособность которых не удается восстановить при проведении капремонта;
- замена фонтанной арматуры, подземного скважинного оборудования и обвязки устьев скважин, обусловленная техническим состоянием оборудования, без замены которого скважины необходимо остановить.

В этих случаях в результате реконструкции обеспечивается восстановление (предотвращается снижение) дебита скважины в полном объеме.

Реконструкция ДКС. Технологическое развитие промысловых ДКС подчинено требованию непрерывного повышения степени сжатия газа по мере снижения устьевое давления скважин и, следовательно, входного давления установки комплексной подготовки газа (УКПГ) (рис. 3). Это достигается вводом новых ступеней компримирования (компрессорных цехов (КЦ)) и постоянной реконструкцией действующих ДКС (замена нагнетателей, сменных

проточных частей, запорной арматуры, переобвязка КЦ).

При фиксированном технологическом оснащении ДКС лимитирующим фактором, влияющим на возможность обеспечения проектной добычи углеводородного сырья, является минимальное давление на входе УКПГ ($P_{вх}$), обеспечивающее подачу газа в магистральный газопровод. При отказе от реконструкции дожимного комплекса необходимо сократить объемы добычи газа для снижения гидравлических потерь в системе «пласт – устье скважины – вход УКПГ» и поддержания необходимого постоянного значения $P_{вх}$. Разработка

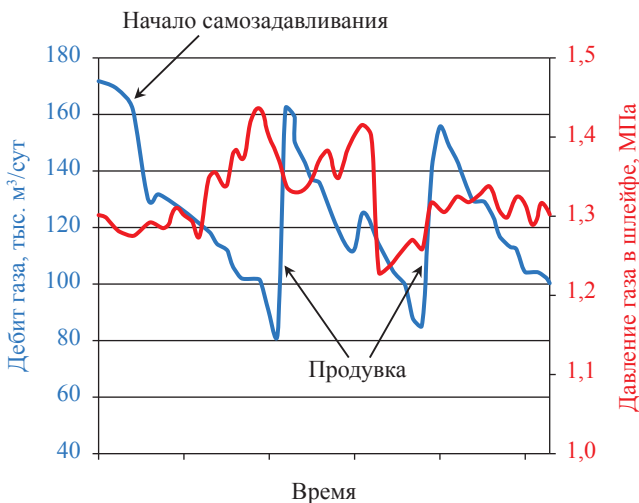


Рис. 2. Режим работы самозадавливающей скважины [2]

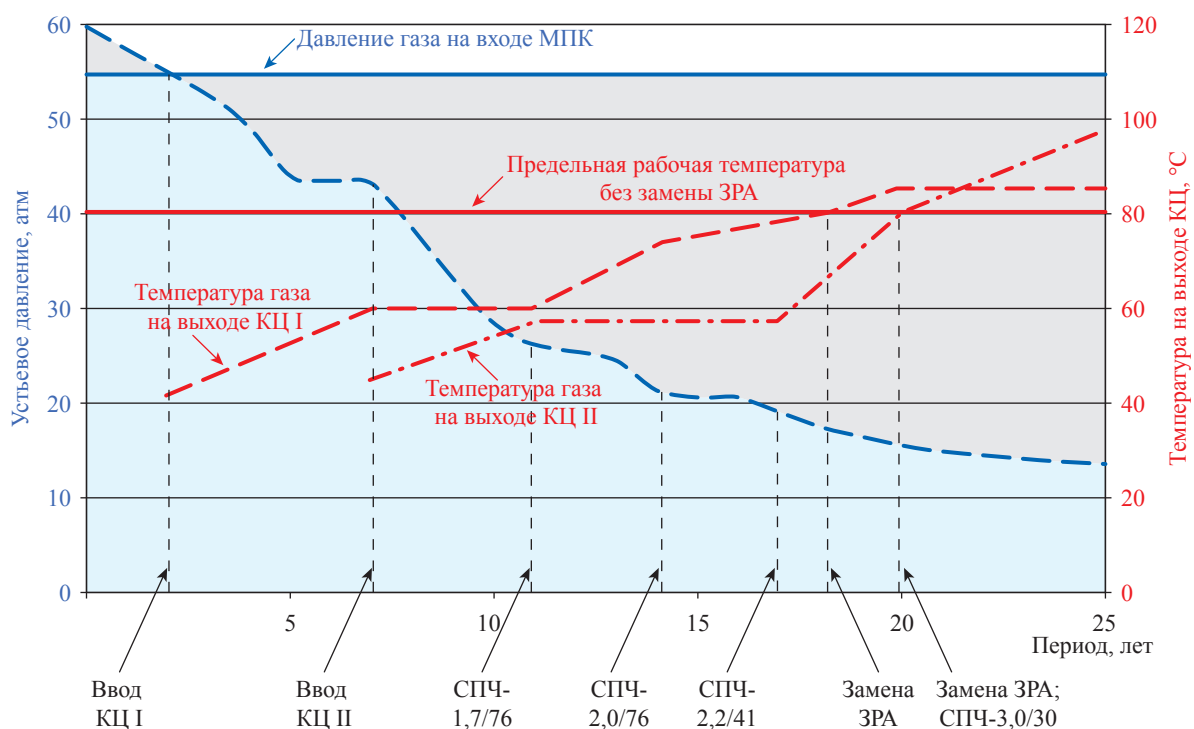


Рис. 3. Технологическое развитие дожимного комплекса месторождения:
 МПК – межпромысловый коллектор; ЗРА – запорно-регулирующая арматура;
 СПЧ – сменная проточная часть

месторождения при этом может вестись только при практически постоянном устьевом давлении¹ и стремительно падающих дебитах скважин, что приведет через несколько лет к остановке промысла по причине самозадавливания фонда скважин (рис. 4). Приведенные на рис. 4 показатели разработки «без реконструкции ДКС» рассчитаны для конкретного случая. В зависимости от стадии разработки (период постоянной добычи или падающей) и выработанности запасов месторождения период эксплуатации месторождения «без реконструкции ДКС» может быть больше или меньше.

В целом эффект от реконструкции ДКС снижается по мере разработки месторождения. Необходимо отметить, что технологический режим работы скважин с постоянным устьевым давлением также принимается в случае несвоевременного ввода ДКС для обеспечения поступления газа в газопровод [5]. Таким образом, отказ от реконструкции ДКС оказывает на разработку месторождения влияние анало-

гично задержке ввода или невводу компрессорных мощностей.

Реконструкция ГСС. Вид и объемы реконструкции ГСС зависят от стадии разработки месторождения. Лупингование² отдельных участков ГСС для снижения гидравлических потерь и обеспечения проектных объемов добычи углеводородов при проектных значениях давлений на входе УКПГ может выполняться в периоды нарастающей и постоянной добычи и в начале периода падающей добычи. Цель реконструкции ГСС лупингованием аналогична цели реконструкции ДКС: обеспечение проектных значений $P_{вх}$ для подачи проектных объемов газа в магистральный газопровод. При отказе от лупингования ГСС необходимо сократить объемы добычи газа в скважинах, подключенных к нереконструируемым шлейфам, для снижения гидравлических потерь и поддержания проектных значений $P_{вх}$. Обычно лупингование ГСС требуется на период, не превышающий нескольких лет, но оказывает значительное влияние на объемы добычи. Расчетные исследования показывают, что оно позволяет

¹ В период падающей добычи из-за обводнения шлейфов гидравлические потери практически не зависят от расхода газа и, следовательно, при постоянном значении $P_{вх}$ устьевое давление также будет постоянным.

² Лупинг, лупингование – прокладка нового участка газопровода параллельно существующему для увеличения пропускной способности последнего.

обеспечить увеличение добычи газа по промыслу приблизительно на 3,5 % [4].

Основной объем реконструкции ГСС выполняется в период падающей добычи и направлен на предотвращение накопления и удаление из трубопроводов жидкости, которая приводит к таким проблемам, как:

- возникновение пробковых режимов течения газожидкостных потоков в трубопроводах, обуславливающих увеличение потерь давления в трубопроводах и залповые выбросы жидкости на вход УКПГ;
- образование льда в трубопроводах.

Для снижения негативного влияния накопления жидкости используются различные технические решения по реконструкции газосборных сетей, а именно:

- объединение газовых потоков шлейфов, проложенных в одном коридоре;
- замена шлейфов на трубопроводы меньшего диаметра;
- оснащение шлейфов узлами запуска-приема очистных поршней;
- сепарация жидкости на устье скважин.

Расчетные исследования показывают, что удаление жидкости из ГСС или снижение ее накопления за счет реконструкции ГСС способствует увеличению дебитов скважин при сохранении давления на выходе системы сбора газа и уменьшению количества остано-

вок скважин в результате «самозадавливания». Прирост дебитов в результате реконструкции ГСС зависит от длины и рельефа прокладки шлейфов. Эффективность реконструкции возрастает при увеличении длины и угла наклона шлейфа. Если углы наклона шлейфов составляют более $2,0^\circ$ (характерны для месторождений Восточной Сибири), изменение объемов добычи в результате реконструкции может превысить 10 %. Результаты расчетных исследований влияния реконструкции на показатели эксплуатации месторождения при профилях трасс ГСС, близких к горизонтальным, что характерно для месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, приведены в статье [6].

Экономическая эффективность реконструкции. Объемы добычи углеводородов возможно поддерживать за счет ввода новых и реконструкции действующих мощностей (скважин, КЦ, ДКС и пр.). Сравнение экономической эффективности нового строительства и реконструкции позволяет сделать следующие выводы:

- реконструкция объектов обустройства действующих месторождений с развитой инфраструктурой требует на 20–80 % меньше капитальных вложений для обеспечения равных новому строительству объемов добычи углеводородов;
- экономическая эффективность реконструкции объектов обустройства зависит от

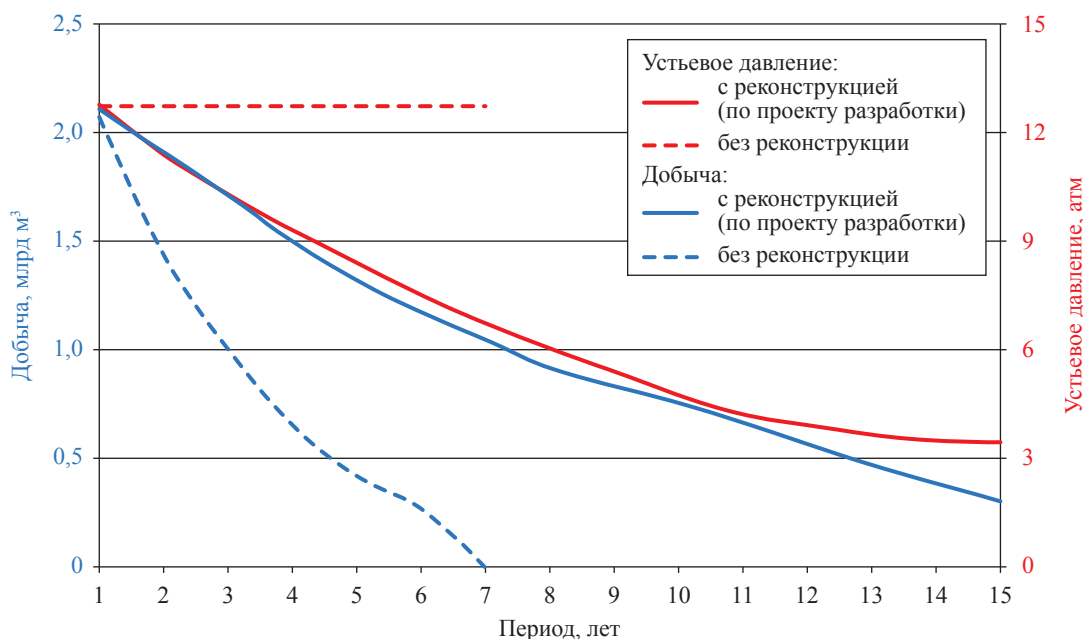


Рис. 4. Показатели разработки месторождения «с реконструкцией» и «без реконструкции» ДКС

своевременности ее выполнения. В период падающей добычи откладывание реконструкции снижает ее экономическую эффективность и в ряде случаев она становится нецелесообразной. Особенно сильный негативный эффект имеет перенос сроков реконструкции скважин, так как ее экономическая эффективность зави-

сит от дебита скважин. Учитывая, что снижение объемов добычи на 30 % приводит к росту себестоимости газа на 10–12 %, необходимо строго соблюдать сроки реконструкции для поддержания эффективности освоения запасов на приемлемом уровне.

Список литературы

1. ГОСТ Р 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. – М.: Стандартинформ, 2014. – 32 с.
2. Минликаев В.З. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Г. Глухенький и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 76–77.
3. Бузинов С.Н. Технология эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений: обз. инф. / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш. – М.: Газпром экспо, 2013. – 68 с.
4. Ротов А.А. Совершенствование гидродинамического моделирования промысловых газосборных сетей, транспортирующих газожидкостные смеси: автореф. дис. ... канд. тех. наук. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 26 с.
5. СТО Газпром 2-3.3-945-2015. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика по составлению технологического режима работы промысла (установки комплексной подготовки газа) с расчетом технологических параметров от пласта до входа в головную компрессорную станцию с учетом пиковых нагрузок и незапланированного снижения уровней отборов газа. – М.: Газпром экспо, 2015. – 116 с.
6. Дикамов Д.В. Влияние технических мероприятий по борьбе с накоплением жидкости в газосборных сетях на режимы эксплуатации скважин / Д.В. Дикамов, А.А. Ротов, Д.В. Изюмченко и др. // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 78–83.

УДК 553.981

Циу Пин, В.С. Якушев

Обоснование применимости технологий гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США)

КНР является крупнейшей страной по ресурсам сланцевого газа. По оценкам (2013 г.) Управления энергетической информации Департамента энергетики США (англ. U.S. Energy Information Administration, EIA), технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в Китае составляют 31,6 трлн м³. Основные ресурсы сланцевого газа сосредоточены в Сычуаньском (17,7 трлн м³), Таримском (6,12 трлн м³), Джунгарском (1,02 трлн м³) бассейнах и в бассейне Сунляо (0,45 трлн м³). Общий объем ресурсов сланцевого газа Китая, включая неизвлекаемые, оценивается как 134 трлн м³ [1].

Сычуань (рис. 1) расположен в юго-западной части Китая и считается наиболее перспективным регионом страны с точки зрения разработки сланцевого газа, поскольку там присутствуют термически зрелые морские сланцы (распространены на площади 190 тыс. км²), напоминающие коммерчески продуктивные сланцы на востоке США. Бассейн в настоящее время производит около 42 млн м³/сут природного газа из традиционных и низкопроницаемых песчаников и карбонатов в сложных структурно-стратиграфических ловушках (в основном антиклиналях с разломами) в пределах триасовых формаций Сюйцзяхэ (*пиньинь* Хуїјаһе) и Фэйсяньгуань (*пиньинь* Feixianguan). Ограниченный объем нефти также добывается из вышележащих юрских песчаников [2].

Ключевые слова: газосланцевые формации Лунмаси и Цюнчжусы, североамериканские плеи, аналогия, гидравлический разрыв пласта, применимость.

Keywords: shale-gas formations of Longmaxi and Qiongzhusi, North-American shale plays, analogy, hydraulic fracturing, applicability.

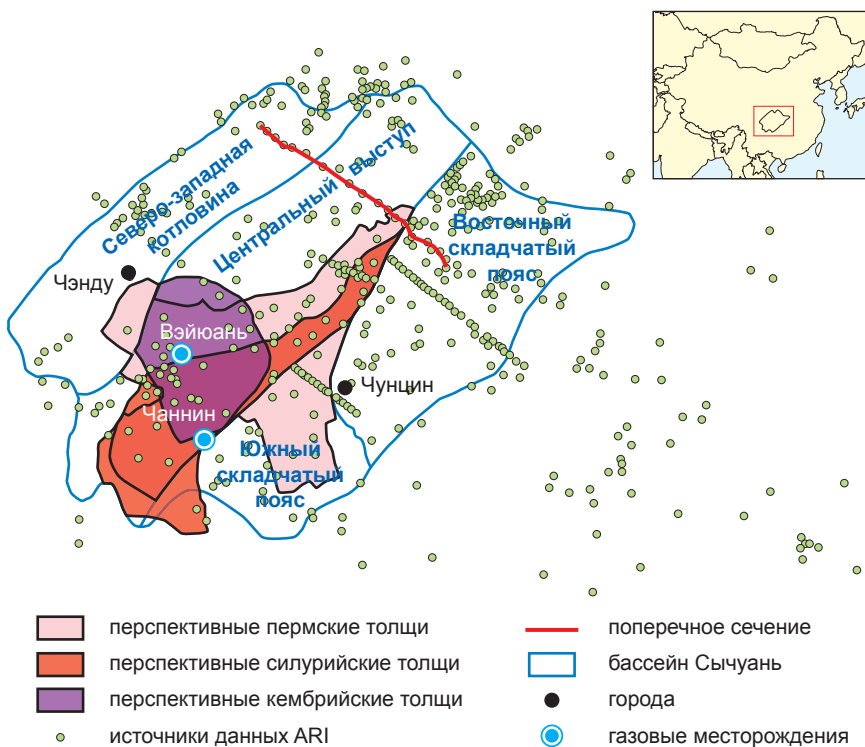


Рис. 1. Расположение перспективных районов в бассейне Сычуань (по данным агентства Advanced Resources International, Inc. (ARI), 2013 г.)

Сычуаньский бассейн состоит из четырех тектонических зон: северо-западной котловины, центрального выступа и восточного и южного складчатых поясов (см. рис. 1). Геологический анализ показывает, что только юго-западная часть бассейна соответствует стандартным критериям разведки и разработки газосланцевых месторождений: здесь в наличии подходящие толщины и глубины, наблюдаются высокая термическая зрелость в окнах генерации от сухого до влажного газа и низкие содержания H_2S и CO_2 , отсутствует структурная сложность. Перспективные районы уже исследованы буровыми работами [3].

Существуют четыре основные формации богатых органическим веществом сланцев в бассейне Сычуань: Цюнчжусы (*пиньинь*. Qiongzhusi) нижнего кембрия, Лунмаси (*пиньинь* Longmaxi) нижнего силура, Цися (*пиньинь* Qixi) нижней перми и Лунтань (*пиньинь* Longtan) верхней перми (табл. 1). Среди них наиболее перспективными газосланцевыми толщами с точки зрения разведки и разработки считаются Лунмаси и Цюнчжусы.


Эти так называемые «сладкие пятна» (потенциальные аномальные концентрации) демонстрируют наилучшее сочетание благоприятных геологических и геоморфологических условий, обильных запасов воды, инфраструктуры (сети трубопроводов и доступа к основным рынкам городского газоснабжения).

Формация Лунмаси содержит приблизительно 8,12 трлн m^3 технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа и 32,45 трлн m^3 общих геологических ресурсов. Толщи Лунмаси в основном располагаются на газовом месторождении Чаннин (*пиньинь* Changning) в южной части бассейна Сычуань на пересечении двух складчатых областей. Эти сланцы залегают на глубинах 2740–3720 м и имеют большую мощность – до 300 м, умеренное содержание органического углерода (кероген типа III) и высокую термическую зрелость. Пористость измерялась в сланцевых скважинах Wei-201 и Ning-201 и составила более 4 %. Содержание глины – в пределах 8–30 %, содержание кальция – от 10 до 20 %, остальные минералы – это в основном кварцы. Поток газа наблюдался

Таблица 1

Стратиграфия бассейна Сычуань, потенциально-газоносные пласты нижнего кембрия, нижнего силура и верхней перми (по данным ARI, 2013 г.)

Эра	Период	Эпоха	Формация	
Мезозой	Мел	Верхняя	Пэнлай	
		Юра	Средняя	Суйнин
			Средняя – нижняя	Шасимяо
	Триас	Верхний	Цзылюцзин	
		Средний	Сюйцзяхэ	
		Нижний	Лэйкоупо	
			Цзялинцзян	
	Палеозой	Пермь	Верхняя	Фэйсяньгуан
			Нижняя	Чансин
Лунтань				
Карбон		Миссисипий	Маокоу	
Силур		Верхний	Хуанлун	
		Нижний	Лунмаси	
Ордовик		Верхний	Вуфэн	
		Кембрий	Верхний	Сисянчи
			Средний	Юйсяньши
Нижний	Цюнчжусы			
Протерозой	Синийский	Верхний	Дэнин	
		Нижний	Доушаньто	
	Пре-Синийский			

 материнские породы

 традиционные залежи

во время бурения. Исследование скважин показало, что пластовое давление составляет примерно 32 МПа [4].

В **формации Цюньжусы** содержится приблизительно 3,54 трлн м³ технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа и 14,16 трлн м³ общих геологических ресурсов сланцевого газа. Черные сланцы Цюньжусы являются основным источником газового месторождения Вэйюань (*пиньинь* Weiuyan) на юго-западе бассейна Сычуань. Они располагаются глубже, чем сланцы Лунмаси, и в основном находятся на глубинах 2,5–5 км; мощность богатых органическим веществом сланцев составляет около 120 м. Такие сланцы демонстрируют высокое содержание кварца и других хрупких минералов (65 %) и довольно низкое содержание глин (меньше 30 %), что благоприятно для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) [5].

Аналогия с североамериканскими формациями (плеями)

При сравнении со сланцевыми формациями в Северной Америке (Барнетт, Вудфорд, Хайнесвилл и Марселлус) в качестве ближайших аналогов толщ Лунмаси и Цюньжусы выбраны формации Вудфорд и Барнетт. Этот выбор основан на сходстве геохимических, геофизических, геомеханических и минералогических свойств и параметров (табл. 2). Успешный опыт и технологии ГРП, используемые при разработке формаций Вудфорд и Барнетт, можно

применить при будущей разработке толщ Лунмаси и Цюньжусы.

Применимость потенциальных технологий ГРП в китайских условиях

Сланцевый газ добывается из богатых органическим веществом сланцев, которые одновременно служат материнской породой, ловушкой и коллектором газа. Коллекторские свойства сланцев сильно отличаются от свойств традиционных коллекторов, и для их успешной разработки при бурении, заканчивании и эксплуатации скважин используются специальные технологические подходы.

Добыча сланцевого газа из сланцев в основном зависит от технологий двух типов: интенсификации добычи и мониторинга гидроразрыва и развития трещин (рис. 2). Методы интенсификации добычи подразделяются на горизонтальное бурение и гидравлический разрыв пласта.

Препятствиями для развития добычи сланцевого газа в Китае выступают геологические сложности, дефицит водных ресурсов и, самое важное, отсутствие собственных технологий ГРП. На основании результатов приведенного (см. табл. 2) сравнительного анализа можно рекомендовать применительно к толщам Лунмаси и Цюньжусы технологии ГРП, успешно использованные при разработке толщ Вудфорд и Барнетт. К удачным технологиям такого рода относятся: ГРП с «проскальзываю-

Таблица 2

Сопоставление параметров сланцевых толщ [4–8]

Показатели	Барнетт	Марселлус	Хайнесвилл	Вудфорд	Лунмаси	Цюньжусы
Глубина залегания, м	1646–2895	1370–2590	3200–4267	1828–4267	2740–3720	2500–5000
Мощность, м	30–150	15–90	20–110	30–69	21–90	70–120
Температура, °С	71–115	38–71	138–194	71–107	80–91	96
Общее содержание органического углерода, %	4–8	3–10	2–5	3–9	2–7	1,6–3,1
Отражательная способность витринита R _o , %	0,6–1,6	0,8–3,0	1–1,2	0,75–1,45	2,4–3,6	2,6–3,0
Средняя проницаемость, мД	0,05–0,4	0,2–2	< 0,005	0,05–0,4	0,046	0,023
Пористость, %	1,5–6	3–8	8–15	1–8	1,17–8,61	4
Модуль Юнга, 10 ⁶ psi	6–10	2–5	2–3	4–8	3,3–8,4	6,7–9,5
Коэффициент Пуассона, д. ед.	0,13–0,25	0,19–0,23	0,23–0,27	0,15–0,25	0,11–0,29	0,14–0,23
Естественные трещины	Развиты	Развиты	Развиты	Развиты	Развиты	Развиты
Газосодержание, м ³ /т	8,5–10	1,7–2,8	2,8–9,4	5,7–8,5	0,44–5,19	1–3,5
Доля адсорбированного газа, %	30	50	20	20–40	25–37	20–30
Давление, МПа	27,6	27,6	58,6	26–38	32	25–29
Водонасыщенность, %	< 35	< 25	15–20	33	28,2–40	< 40
Кварц + полевой шпат, %	40–80	10–50	30–70	10–80	40–60	40–70
Кальцит + доломит, %	10–30	5–30	13–44	7–20	10–40	2–13
Содержание глин, %	20–40	10–25	25–33	10–40	8–30	15–25

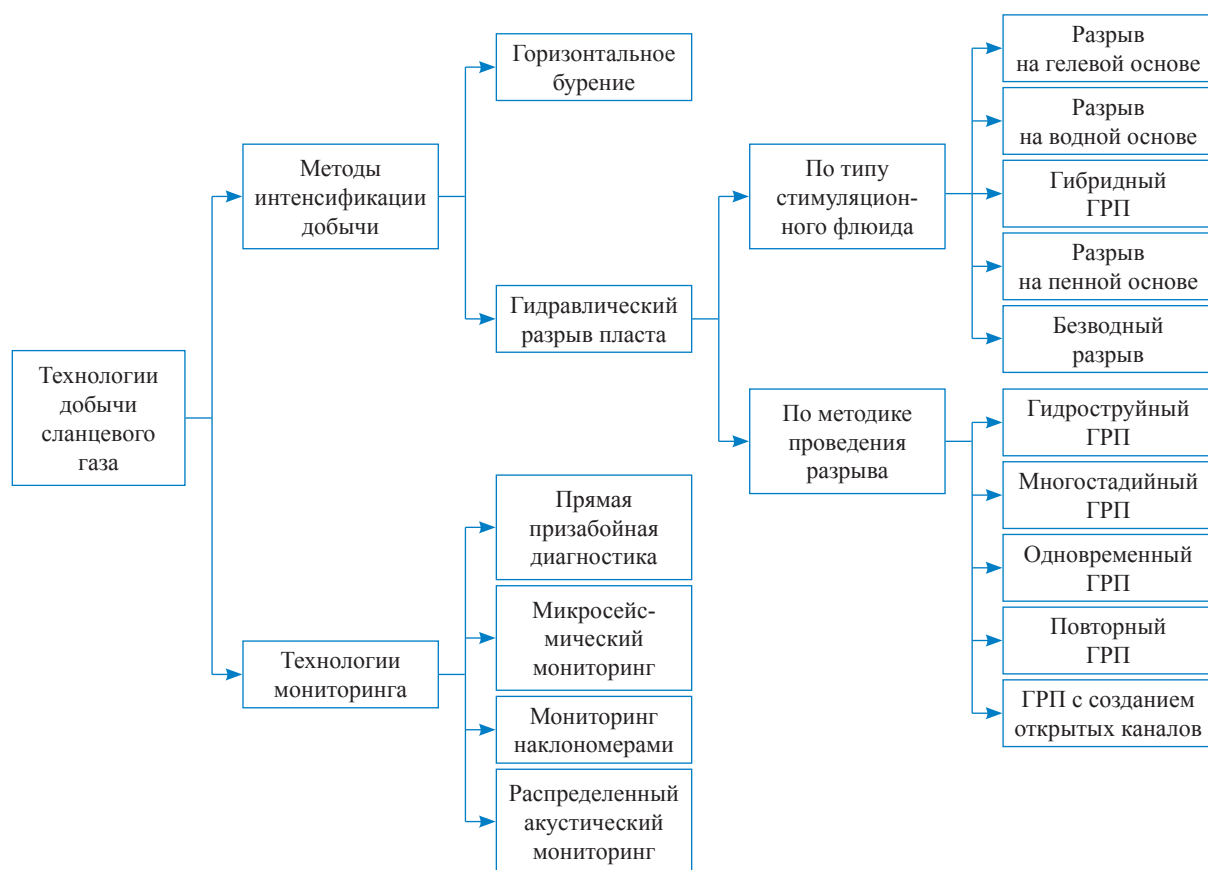


Рис. 2. Классификация технологий добычи сланцевого газа

щей водой», гибридный ГРП, многостадийный ГРП, одновременный ГРП, повторный ГРП, ГРП с созданием открытых каналов (табл. 3).

ГРП с «проскальзывающей водой». На практике при разработке газовых сланцев широко используются следующие жидкости разрыва: пены, смесь CO_2 и азота (без проппанта), линейные и сшитые гели, вязкоупругие гели, «проскальзывающая вода» (англ. slickwater – запатентованный бренд Шлумберже), реактивные жидкости и разнообразные гибридные системы. Целесообразность выбора жидкостей и фракций, а также концентрации проппанта для проведения ГРП определяется хрупкостью соответствующих пород (рис. 3).

В настоящее время самой популярной жидкостью разрыва при стимуляции американских сланцев является «проскальзывающая вода», состоящая из воды и полимера (обычно полиакриламида), добавленного для снижения давления трения при закачке жидкости через колонну. Основные недостатки этой системы – низкая пескоудерживающая способность и склонность к осаждению проппанта, в результате чего возникают трещины

меньшей ширины по сравнению с трещинами, полученными при помощи вязкой сшитой гелеобразной жидкости. Для того чтобы создать узкие и длинные трещины, «проскальзывающая вода» часто закачивается при высоких скоростях, как правило, мощность насоса превышает 100 барр./мин [9].

Технология ГРП с «проскальзывающей водой» обычно применяется в пластах высокой хрупкости с развитыми естественными трещинами. Полевые исследования показали, что черные сланцы Лунмасы и Цюнчжусы являются твердыми и хрупкими. Таким образом, при разработке толщ Лунмасы и Цюнчжусы в качестве жидкости гидроразрыва целесообразен выбор низковязкой «проскальзывающей воды».

Гибридный ГРП. Гибридный ГРП является относительно новой технологией и представляет собой комбинацию нескольких методов разрыва пласта. Сам термин «гибрид» использовался для описания различных систем стимуляционных флюидов, состоящих из комбинаций «проскальзывающей воды», линейного и сшитого гелей, пен и др., например: «проскальзывающая вода» + гель, пены + гель, CO_2 + гель и т.д.

Таблица 3

Особенности и применимость потенциальных технологий ГРП [9–15]

Технология	Особенности	Область применения
ГРП с «проскальзывающей водой»	Низкая стоимость, незначительное загрязнение, возможность образования сложных трещин	Пласты с развитыми естественными трещинами, высокая хрупкость пород
Гибридный ГРП	Возможность получения более длинных эффективных трещин, возможность применения более крупных проппантов, меньшее повреждение пласта	Пласты с развитыми естественными трещинами, относительно водочувствительные пласты
Многостадийный ГРП	Способность разрыва многих интервалов пласта, локализованный разрыв. Технология зрелая, широко используется	Многослойные продуктивные залежи, горизонтальные скважины с длинным боковым стволом
Одновременный ГРП	Одновременный разрыв нескольких скважин, усиливаются взаимодействия, формируются сложные сети трещин, экономия времени	Высокая плотность отверстий скважин, короткое расстояние между скважинами
Повторный ГРП	Восстановление проводимости трещин, переориентация трещин	Старые скважины, эксплуатационные скважины с пониженной производительностью
ГРП с созданием открытых каналов	Несплошная проппантная набивка, возможность создания сети дискретных открытых каналов, повышение проводимости трещин	Отношение модуля Юнга к напряжению смыкания трещин выше 350, специальное неоднородное распределение перфорационных отверстий

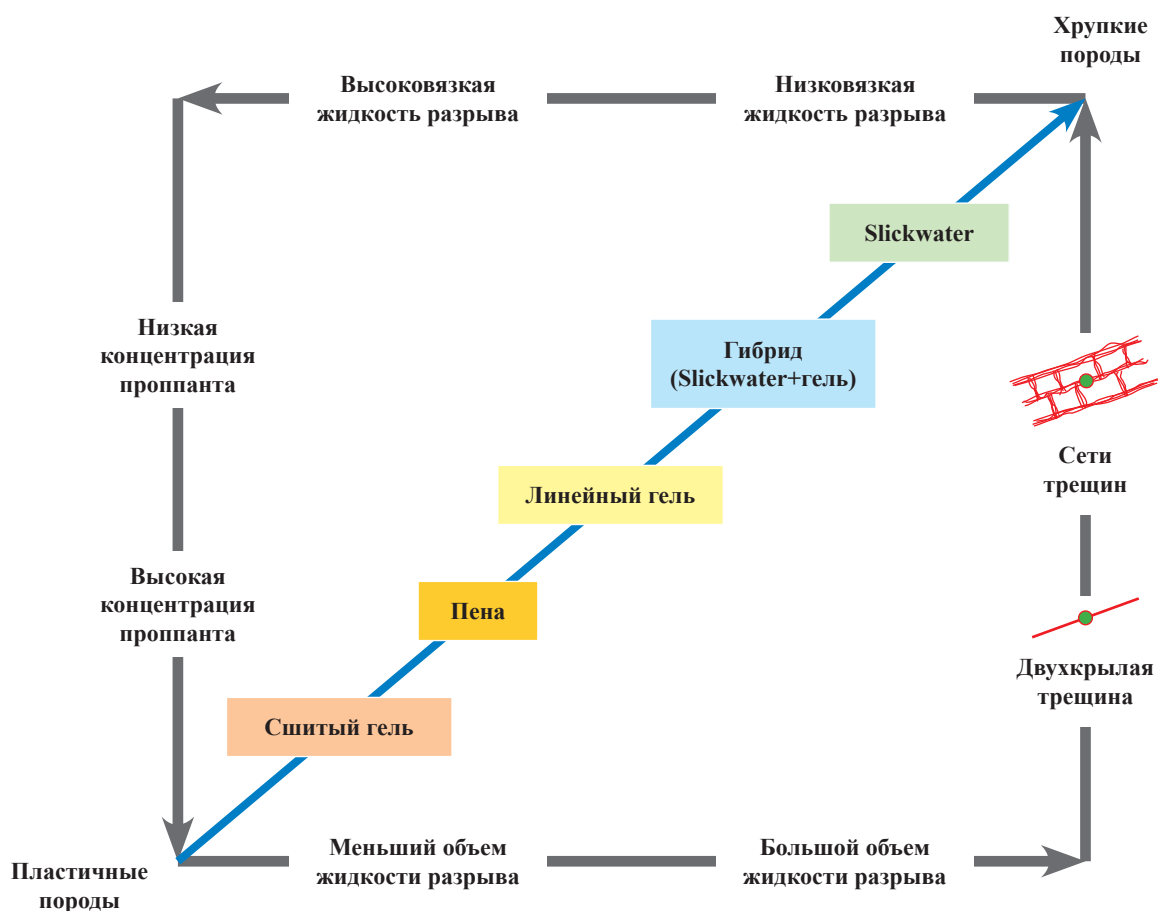


Рис. 3. Выбор жидкости разрыва по хрупкости пород [12]

При гибридной стимуляции начальный разрыв обычно создается с «проскальзывающей водой», чтобы образовать длинную узкую трещину. Потом сшитая гелеобразная жидкость будет следовать по пути наименьшего сопротивления. Ширина и высота трещины возрастают с введением сшитой гелеобразной жидкости в пласты, следовательно, можно создавать более длинные и раскрытые трещины. По сравнению с системой «проскальзывающей воды» гибридная система имеет лучшую пескоудерживающую способность и более низкие потери жидкости [10].

Технология гибридного ГРП применяется в районах Барнетт с высоким содержанием глин. На практике показано, что производительность отдельной скважины может быть увеличена на 27,7 % с помощью гибридного разрыва. Для разработки газосланцевых толщ Лунмаси и Цюнчжусы технологию гибридного ГРП целесообразно применять на участках с высоким содержанием глин и в присутствии подземных вод.

Многостадийный ГРП. Технологию многостадийного ГРП можно по праву считать ключом к успеху сланцевой революции в США. Ее применяют при заканчивании горизонтальных скважин, так как она позволяет увеличить площадь контакта с продуктивным пластом. Успешность проведения многостадийного ГРП при разработке газосланцевых месторождений зависит от оптимальности дизайна боковых стволов. Например, боковые стволы должны буриться параллельно друг другу и перпендикулярно максимальному сжимающему напряжению, необходимо также избегать проникновения в структурные осложнения и т.д.

Проведение многостадийного гидроразрыва, несмотря на высокую стоимость операции, имеет серьезное экономическое обоснование. Характеризуют многостадийный гидроразрыв такие свойства, как способность осуществить разрыв многих интервалов пласта и локализовать разрыв, высокая эффективность воздействия на пласт и пр. Этот метод наиболее пригоден для обработки многослойных залежей и скважин с длинным боковым стволом, и поскольку газосодержание разных слоев сланцев различно, применение многостадийного ГРП может в полной мере решить эту проблему.

На юге бассейна Сычуань технология многостадийного ГРП уже применяется. По данным

пробуренных на месторождении Чаннин скважин, средняя длина горизонтальных скважин составляет 4165 м, длина боковых стволов – 1000–2100 м, количество стадий разрыва – 10–26.

Одновременный ГРП. В последнее время одновременный ГРП в соседних скважинах считается наиболее эффективным методом заканчивания горизонтальных скважин в газовых сланцах. Метод представляет собой одновременное стимулирование двух или более параллельных соседних скважин, взаимодействующих друг с другом, с целью создания более сложной системы трещин путем переноса напряжения, вызванного предыдущим этапом ГРП, в последующий этап ГРП. В результате можно получить более высокий начальный дебит и поддержать стабильную добычу на более длительный срок [11].

Успех одновременного ГРП зависит от напряженного состояния и хрупкости сланцевых пород. Эта технология уже удачно апробировалась на ряде сланцевых формаций. В 2006 г. ее впервые применили в плее Барнетт. В американской практике при проведении одновременного ГРП расстояние между параллельными скважинами часто составляло около 300–450 м. Эта величина зависит от особенности формации, начального напряжения и напряжения в призабойной зоне после предыдущего ГРП. Для того чтобы применять данную технологию в условиях Китая, следует сначала хорошо изучить геологические характеристики толщ и только потом проектировать рациональную сетку скважин [12].

Повторный ГРП. За период эксплуатации скважин после проведения первичного ГРП значительно снижается проводимость трещин вследствие выноса проппанта и постепенного смыкания трещины. Скважины с проблемами такого рода обладают наибольшим потенциалом для восстановления своей производительности путем повторного ГРП.

Повторный ГРП позволяет переориентировать азимут трещины. Извлечение пластового флюида с помощью гидравлической трещины приводит к локальному изменению пластового давления. Область дренирования принимает форму эллипса вдоль созданной гидравлической трещины. Уменьшение пластового давления в этой зоне вызывает более быстрое снижение максимального горизонтального напряжения (параллельного созданной трещине),

чем минимального. Если изменения давления достаточно велики, то первоначальное направление минимального горизонтального напряжения становится новым направлением максимального напряжения внутри эллиптической зоны сниженного пластового давления. Тогда развитие новой гидравлической трещины будет происходить перпендикулярно направлению первоначальной трещины. По достижении границы истощенной зоны вторичная трещина изменит свое направление на 90° [13].

Большинство известных операций повторного ГРП выполнены для вторичной стимуляции скважин, которые первоначально были простимулированы с применением гелеобразных жидкостей или пен. С помощью повторного ГРП с применением «проскальзывающей воды» можно получить следующие результаты: обход участков, закупоренных гелями, или извлечение из них остаточных гелей; открытие микротрещин, в которые обычные гелеобразные жидкости не могут вторгнуться; расширение системы трещин за счет большого расхода воды; увеличение простимулированного объема залежей. Повторный ГРП позволяет увеличить добычу и заново восстановить первоначальный дебит скважин. Увеличение простимулированного объема залежей приводит к повышению газоотдачи [14].

В условиях Китая для разработки формаций Лунмасы и Цюнчжусы данную технологию гидроразрыва можно применять на поздней стадии с целью восстановления проводимости трещин.

Технология ГРП с созданием открытых каналов. Технология ГРП с созданием открытых каналов разработана компанией Шлюмберге. Она представляет собой уникальное сочетание дизайна перфорации и режима закачки с волоконно-оптической технологией и геомеханическим моделированием. В результате создается сеть открытых каналов высокой проводимости, проложенных через пропантную набивку. Таким образом в несколько раз увеличивается проводимость трещины, уменьшается перепад давления, улучшается очистка от жидкости и увеличиваются эффективная полудлина трещины и стимулированные объемы пластов, что приводит к повышению продуктивности скважины.

Критерии применения технологии ГРП с созданием открытых каналов весьма строги: перфорационные отверстия должны быть

сформированы неоднородными группами на разных расстояниях друг от друга, а не на равных; отношение между модулем Юнга и напряжением смыкания трещин должно быть выше 350; закачка жидкости-песконосителя должна производиться порциями, т.е. подачу жидкости с пропантом чередуют с введением жидкости без пропанта и концентрация пропанта в порциях закачиваемой жидкости постепенно повышается [15].

По оценкам, модуль Юнга целевых толщ превышает 23 ГПа, напряжение смыкания трещин составляет примерно 45 МПа, их отношение – выше 500. При рациональном проектировании перфорации и режима подачи жидкости разрыва данная технология в Китае имеет перспективу.

Наиболее перспективными для разработки газосланцевыми толщами бассейна Сычуань на юге Китая являются формация Лунмасы и формация Цюнчжусы. По результатам сравнения основных параметров толщ Лунмасы и Цюнчжусы с разрабатываемыми североамериканскими формациями в качестве аналогов этих толщ более всего подходят формации Вудфорд и Барнетт. Это дает основания использовать опыт и самые успешные технологии ГРП, применяемые для разработки плеев Вудфорд и Барнетт, при разработке газосланцевых толщ Лунмасы и Цюнчжусы.

Максимальную эффективность применительно к сланцам Вудфорд и Барнетт продемонстрировали такие технологии ГРП, как с «проскальзывающей водой», многостадийный, гибридный, одновременный, повторный, с созданием открытых каналов. Первые две технологии уже используются в Китае на практике. Анализ применимости остальных технологий в условиях КНР показывает:

1) гибридный ГРП целесообразно применять на участках с высоким содержанием глини и в присутствии подземных вод;

2) повторный ГРП можно использовать для восстановления проводимости трещин гидроразрыва;

3) одновременный ГРП и ГРП с созданием открытых каналов потенциально могут применяться в бассейне Сычуань при условии рационального проектирования сетки скважин и местоположения перфорационных отверстий.

Список литературы

1. Kuuskraa V.A. EIA/ARI world shale gas and shale oil resource assessment / V.A. Kuuskraa, S.H. Stevens, K. Moodhe // *J. Advanced Resources International INC.* – 2013.
2. Li J. Geochemistry and origin of sour gas accumulations in the North Eastern Sichuan Basin, SW China / J. Li, Z.Y. Xie, J.X. Dai et al. // *J. Organic Geochemistry.* – 2005. – V. 36. – № 12. – P. 1703–1716.
3. Zou C.N. Geological characteristics and forming conditions of the Large Platform Margin Reef-Shoal Gas Province in the Sichuan Basin (in Chinese) / C.N. Zou, C.C. Xu, Z.C. Wang et al. // *J. Petroleum Exploration and Development.* – 2011. – V. 38. – № 6. – P. 641–651.
4. Liu S.G. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Lower Silurian Longmaxi formation, East Sichuan Basin, China / S.G. Liu, W.X. Ma, J. Luba et al. // *J. Acta Petrologica Sinica.* – 2011. – V. 27. – № 8. – P. 2239–2252.
5. Stevens S.H. China shale gas and shale oil resource evaluation and technical challenges / S.H. Stevens, K.D. Moodhe, V.A. Kuuskraa // *Proc. of SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.* – 2013.
6. Lv Z.G. Sichuan Basin Longmaxi shale gas stimulation and completion case study / Z.G. Lv, L. Wang, S.F. Deng: c. paper SPE 167006 to be presented at the Unconventional Resources Conference and Exhibition – Asia Pacific, Brisbane, Australia. – 2013.
7. Lv Z.G. China's Marine Qiongzhusi shale play: first deep Asia Pacific Region horizontal multiple stage frac: case history, operation & execution / Z.G. Lv, L. Wang, S.F. Deng et al. // *Proc. IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference.* – 2013.
8. McKeon M. Horizontal fracturing in shale plays: presentation / M. McKeon. – Houston, Texas: Halliburton, 2011.
9. Palisch T.T. Slickwater fracturing: food for thought / T.T. Palisch, M.C. Vincent, P.J. Handren // *J. SPE Production & Operations.* – 2010. – V. 25. – № 03. – P. 327–344.
10. Coronado J.A. Success of hybrid fracs in the basin / J.A. Coronado // *Proc. of Production and Operations Symposium, Society of Petroleum Engineers.* – 2007.
11. Matthews H.L. Stimulation of gas shales: They're all the same – right? / H.L. Matthews, G.W. Schein, M.R. Malone // *Proc. of SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference.* – 2007.
12. King G.E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? / G.E. King // *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* – 2010.
13. Михин А.С. Управление направлением пространственной ориентации гидравлической трещины для выработки зон остаточной нефтенасыщенности различного типа / А.С. Михин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – 2012.
14. Vincent M.C. Refracs: Why do they work, and why do they fail in 100 published field studies? / M.C. Vincent // *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* – 2010.
15. Дюто Э. Гидроразрыв пласта с созданием открытых каналов: быстрый путь к добыче / Э. Дюто, Дж. Джонсон, О. Медведев и др. // *Нефтегазовое обозрение.* – 2011.

УДК 622.279.5

В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова, Л.А. Калякина

Особенности определения эффективности интенсификаций в карбонатных коллекторах Астраханского месторождения

Целью проведения интенсификаций притока газа к скважинам является дополнительная добыча газа. При проведении интенсификаций варьируются различные технологии закачек растворов, реагенты и их концентрации. Ведется поиск наиболее эффективных вариантов и определение их рентабельности. Это предъявляет повышенные требования к точности проводимых расчетов, которые осложнены рядом факторов: наличием пороговых градиентов давления при фильтрации флюидов в низкопроницаемом коллекторе [1, 2]; изменчивостью закона фильтрации в разных диапазонах дебитов в резко неоднородном по разрезу коллекторе; длительной стабилизацией дебита скважины после ее простоя; цикличностью изменения параметров режима работы скважины при внешнем виброгеодинамическом воздействии на коллектор (пластового давления [3, 4], температуры [5], плотности смеси, поступающей в скважину [6], дебита); деформационными процессами в коллекторе при снижении пластового давления и др.

На Астраханском газоконденсатном месторождении (ГКМ) интенсификации притока газа к скважинам проводятся в большом количестве. За первые 18 лет работы промысла по 143 скважинам проведено 418 соответствующих операций 15 разных типов – солянокислотные ванны (СКВ), солянокислотные обработки (СКО) и т.д. Идентификатор операции включает название типа операции и порядковый номер ее проведения на данной скважине. Насчитывается более 50 разновидностей операций. По большинству операций надежных выводов сделать не представлялось возможным. Однако по нескольким типам интенсификаций данных для проведения всестороннего анализа оказалось достаточно (СКО ступенчатая, СКО, МССКО – массивная спирто-солянокислотная обработка).

По рассматриваемому периоду первых 18 лет разработки залежи была выполнена детальная обработка всего имеющегося материала с построением зависимостей эффективности интенсификаций от удельного расхода кислоты (УРК) по различным типам и порядковым номерам интенсификаций. Этот период характеризуется тем, что большинство скважин до и после интенсификаций исследовались на продуктивность в значительном объеме и в течение длительного времени. При этом для обоснования выводов обеспечивалась необходимая точность определений. Полученные на этом этапе результаты и закономерности легли в основу соответствующего анализа данных последующих лет, когда объем и продолжительность исследований скважин резко сократились и погрешности определений существенно возросли.

При анализе результатов проведения интенсификаций использовалось линейное уравнение притока газа к скважине при наличии пороговой депрессии (начальный перепад давления), которое соответствует наблюдениям по большинству скважин:

$$\Delta P = \Delta p_0 + \varphi q,$$

где ΔP – депрессия на пласт; Δp_0 – пороговая депрессия; φ – фильтрационный коэффициент сопротивления; q – дебит скважины.

При расчете эффективности как отношения дебитов после и до интенсификации при одной и той же депрессии ее значение существенно зависит от величины выбранной депрессии. В связи с этим закономерности изменения эффективности

Ключевые слова:

интенсификация притока газа, эффективность, расчетная проницаемость, пороговая депрессия, удельный расход кислоты, Астраханское газоконденсатное месторождение, солянокислотная ванна, солянокислотная обработка.

Keywords:

well stimulation, efficacy, design permeability, threshold depression, specific acid rate, Astrakhan gas-condensate field, hydrochloric-acid bath, hydrochloric-acid processing.

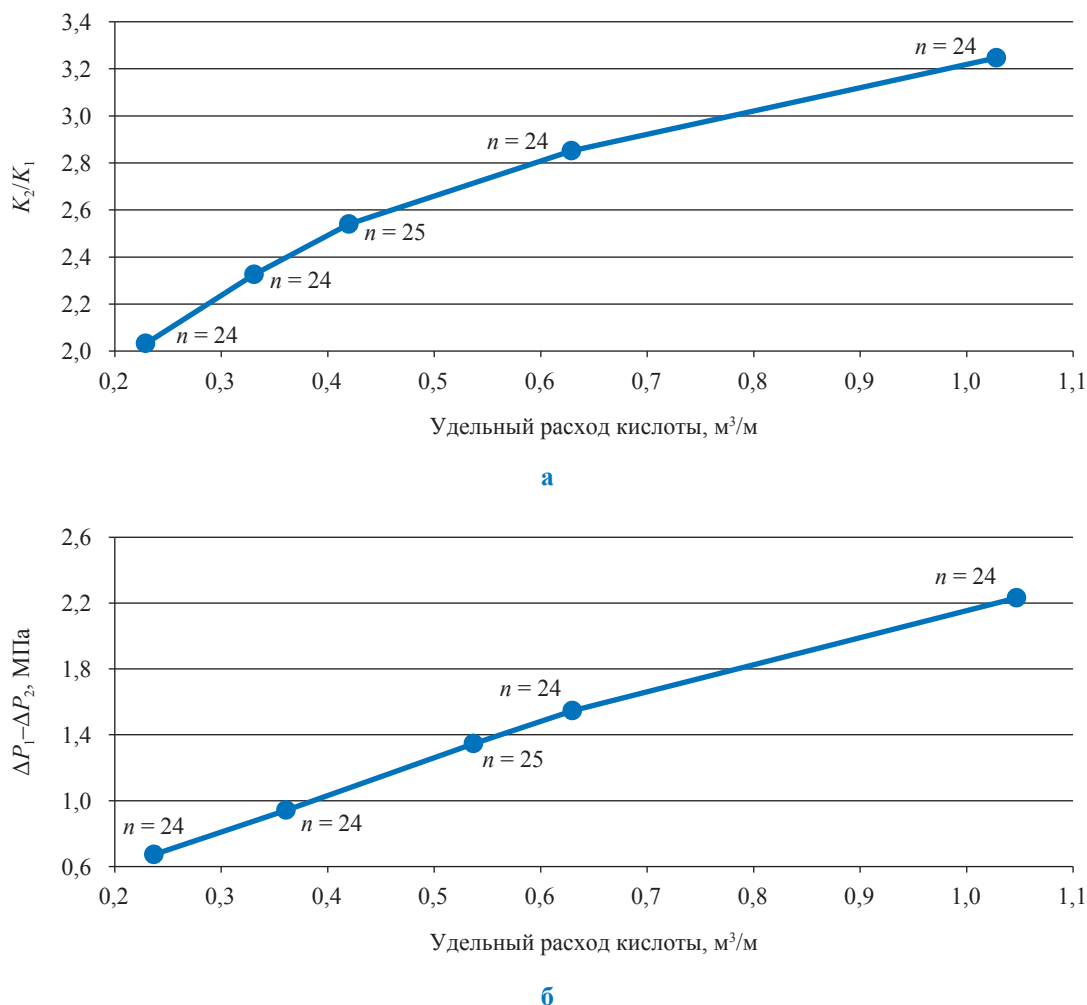


Рис. 1. Средняя эффективность n -го числа первичных интенсификаций по увеличению проницаемости (а) и снижению пороговой депрессии (б): K_1 , ΔP_1 – соответственно, расчетная проницаемость и пороговая депрессия до проведения мероприятий; K_2 , ΔP_2 – соответственно, расчетная проницаемость и пороговая депрессия после проведения мероприятий

интенсификаций в зависимости от УРК и порядкового номера выявлялись не по дебитам, а по изменению значений пороговой депрессии и расчетной проницаемости, полученных по результатам исследования скважин на продуктивность. Такие зависимости для первичных интенсификаций представлены на рис. 1. Среднестатистические зависимости с учетом всех имеющихся данных приведены на рис. 2.

При известных текущих фильтрационных коэффициентах скважин приведенные на рис. 2 зависимости можно использовать при прогнозировании эффективности будущих интенсификаций.

Применительно к конкретной скважине, задавая различные значения депрессии, можно получить зависимость эффективности той или иной интенсификации от депрессии. Значение

эффективности, рассчитанное по соотношению дебитов, существенно зависит от величины выбранной депрессии, особенно при наличии пороговых градиентов давления, а также от исходной продуктивной характеристики скважины. Например, при депрессии 14 МПа эффективность первичных интенсификаций выше, чем при депрессии 21 МПа, в условиях высокой продуктивности скважин на 27 %; средней продуктивности – на 10 %; низкой продуктивности – на 1,5 %.

На практике эффективность геологических мероприятий (ГТМ) на скважинах определяется по соотношению дебитов после и до ГТМ при рабочих значениях депрессии или устьевого давления. Эффективность, рассчитанная при рабочей депрессии, показывает степень воздействия ГТМ на призабой-

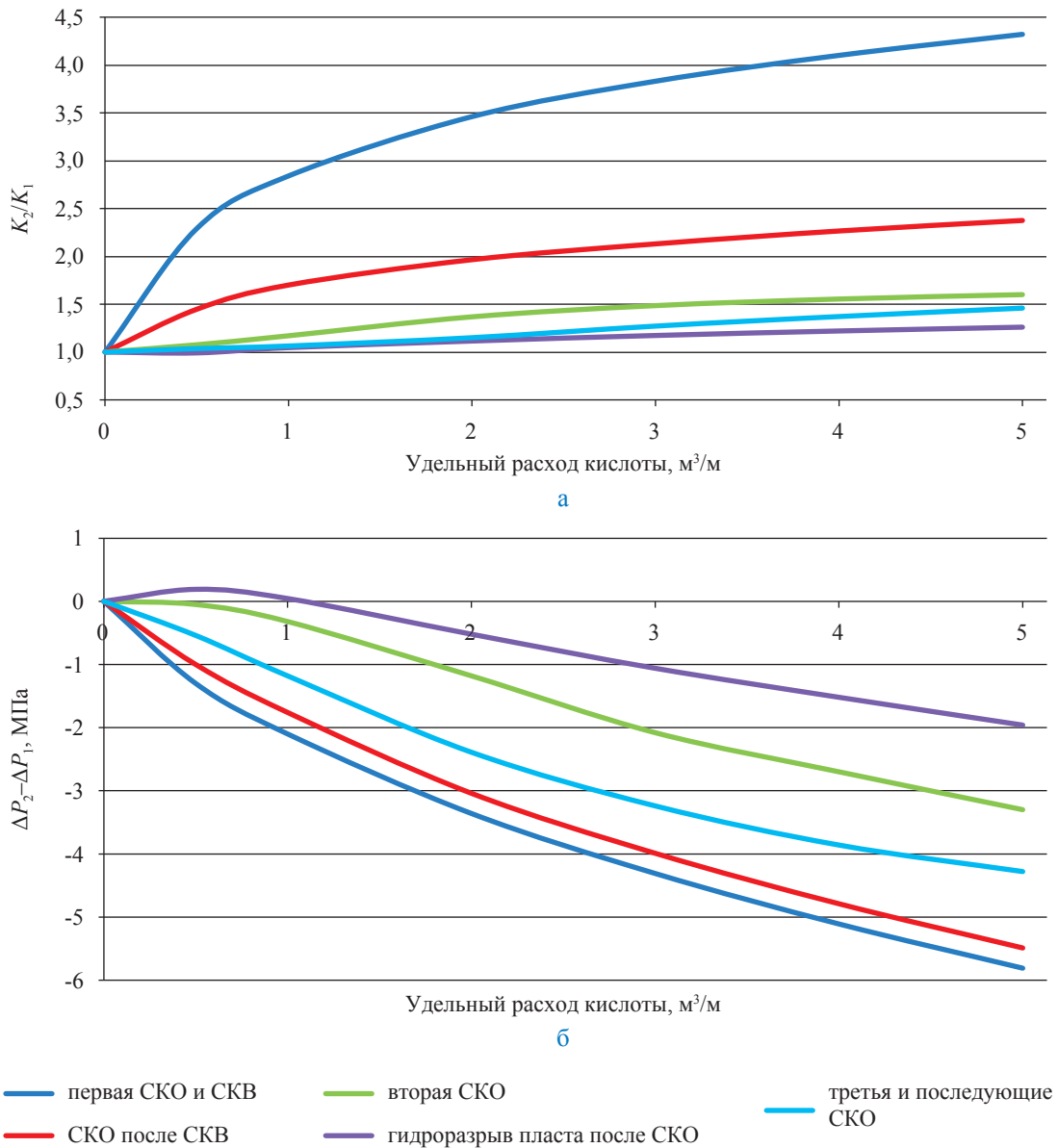


Рис. 2. Среднестатистическая эффективность интенсификаций по проницаемости (а) и пороговой депрессии (б)

ную зону скважины, а рассчитанная с учетом рабочего устьевого давления – фактический прирост дебита. Поскольку рабочие значения депрессий и устьевых давлений по скважинам могут существенно отличаться, то сравнивать эффективности одинаковых ГТМ по скважинам некорректно.

Применительно к условиям Астраханского ГКМ определение степени эффективности ГТМ и их анализ должны учитывать следующие особенности:

- точность определения эффективности интенсификаций зависит от точности расчета фильтрационных коэффициентов до и после проведения означенной операции.

В первую очередь это зависит от количества снятых режимов при исследовании скважины. Кроме того, ошибочное определение фильтрационных коэффициентов до рассматриваемой интенсификации приводит к ошибке определения эффективности предыдущей интенсификации и данной с противоположными знаками. Как правило, на скважине проводятся интенсификации разных типов. В связи с возможностью появления указанных погрешностей выбор наилучшего типа интенсификаций в данном случае будет некорректным.

Анализ материалов показывает, что для надежного определения эффективности значения фильтрационных коэффициентов необходимо

рассчитывать не менее чем по 18 режимам [7]. При расчете фильтрационных коэффициентов по трем и менее режимам, что часто наблюдается, определение эффективности может иметь недопустимо большую погрешность;

- в связи со снижением пластового давления в процессе работы скважины изменяются вязкость, коэффициент сжимаемости газа и поровый объем коллектора, что приводит к изменению фильтрационных свойств последнего. Судя по среднестатистическим данным, за истекший период разработки Астраханского ГКМ погрешность определения эффективности ГТМ без учета указанного фактора невелика. Однако по отдельным скважинам годовое изменение дебита может достигать $\pm 15\%$, и если разница во времени определения фильтрационных коэффициентов до и после ГТМ достигает большой величины, произойдет заметное изменение фильтрационных коэффициентов, что необходимо будет учитывать при расчете эффективности ГТМ;

- фильтрационные коэффициенты определяются по результатам исследования скважин на продуктивность через контрольный сепаратор (КС) по параметрам, снимаемым при стационарных (условно) режимах фильтрации. Для Астраханского ГКМ время стабилизации дебита «среднерасчетной» ранее не работавшей скважины составляет примерно 190 сут. Динамика стабилизации дебита после простоя скважины в течение 190 и более суток для данного случая приведена на рис. 3. Безразмерный стабилизированный дебит составляет 0,623.

Если скважина перед ГТМ работала длительное время, то принимается, что снятые

режимы до ГТМ стабилизированы, а после ГТМ стабилизированы только в том случае, если время работы скважины не меньше времени простоя при проведении ГТМ. Различаются два случая определения эффективности ГТМ: применительно к *первичным* ГТМ в большей степени нестабилизированы режимы до ГТМ, а к *повторным* – режимы после ГТМ. В первом случае эффективность ГТМ занижается, а во втором – завышается.

Так, по скв. 116 Астраханского ГКМ 04.06.1990 выполнена первичная СКО. До СКО скважина не эксплуатировалась. По проведенным исследованиям до СКО пороговая депрессия (ΔP_0) составила 2,95 МПа, коэффициент сопротивления (φ) – 0,03087 МПа·сут/тыс. м³, после СКО – соответственно 6,82 МПа и 0,02510 МПа·сут/тыс. м³. При депрессии 15,4 МПа дебит до СКО составил 403,3 тыс. м³/сут, после – 341,8 тыс. м³/сут. Эффективность отрицательная: –15,24 %. Расчетные фильтрационные коэффициенты до СКО при стабилизации режимов составили $\Delta P_0 = 7,27$ МПа и $\varphi = 0,03087$ МПа·сут/тыс. м³, после СКО – соответственно, 6,86 МПа и 0,02510 МПа·сут/тыс. м³, а дебиты до СКО – 263,4 тыс. м³/сут, после СКО – 340,2 тыс. м³/сут. Эффективность положительная: 29,16 %. Таким образом, разница в эффективности в первом и во втором случаях составила 44,4 %. Эффективность первичной СКО по скв. 116 была занижена на 44,4 %.

Проработавшая в течение 15 лет скв. 110 была остановлена в декабре 2010 г. и простояла 2 года. За это время выполнили ее профилактический ремонт (ПРС) и работы по очистке дрос-

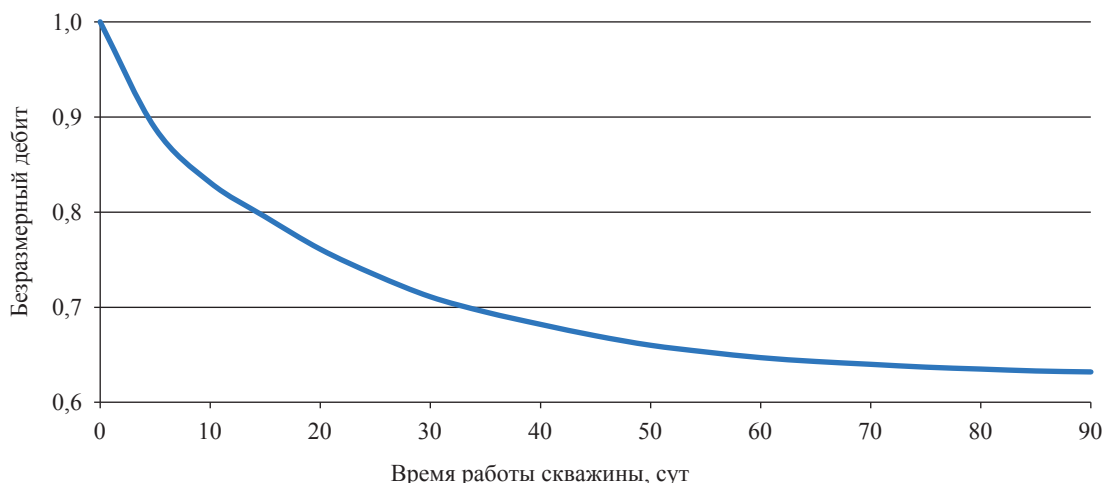


Рис. 3. Динамика стабилизации дебита

селирующего клапана. За период с 04.05.2007 по 23.06.2010 при исследовании на КС было снято 18 стабилизированных режимов, по которым определены фильтрационные коэффициенты до проведения работ на скважине: $\Delta P_0 = 2,45$ МПа, $\varphi = 0,01299$ МПа·сут/тыс. м³, дебит при депрессии 10,2 МПа равен 596 тыс. м³ / сут. После выполнения работ за период с 19.12.2012 по 14.05.2013 проведено три исследования на КС и снято, соответственно, 1, 2 и 3 режима. Все снятые режимы нестабилизированы. При этом дебиты при депрессии 10,2 МПа составили, соответственно, 572, 432 и 386 тыс. м³/сут, а при стабилизированных режимах – 442, 402 и 384 тыс. м³/сут.

Рабочий дебит, рассчитанный по данным первого исследования после простоя скважины, больше рассчитанного по данным третьего исследования на 48 % при нестабилизированных режимах и только на 15 % при стабилизированных режимах. Эффективность, рассчитанная по результатам первого исследования и без учета стабилизации режимов, составляет (-)4 % ($572 / 596 = 0,96$), а по стабилизированным режимам – (-)26 % ($442 / 596 = 0,74$), т.е. без учета стабилизации режимов эффективность завьшается на 28 % (относительно – на 30 %);

- при изучении динамики изменения продуктивной характеристики скважин (дебит при постоянной депрессии) выявлена ее цикличность с различными периодами (от одних суток до 18 лет) [3] и процессом фильтрации газа при наличии пороговых градиентов давления [1, 2]. Если ГТМ проводится в период снижения продуктивности скважины, то его эффективность без учета этого фактора занижается и может иметь отрицательное значение; если же это происходит в период роста продуктивности, эффективность ГТМ завьшается. Минимальные погрешности в определении эффективности ГТМ соответствуют периодам достижения экстремальных значений продуктивности, максимальные – средним периодам между периодами максимальной и минимальной продуктивности.

Так, по скв. 914 за период с 11.06.98 по 10.11.11 в течение 13 лет выполнено 5 интенсификаций. Без учета цикличности дебитов эффективности интенсификаций в порядке очередности составили: +91 %, -6,4 %, +3,0 %, +3,3 %, +115,2 % (после капитального ремонта); с учетом цикличности, соответственно: +56,7 %, +13,6 %, +25,8 %, +13,3 %, +106,1 %. Сравнение эффективности второй

СКО с эффективностью четвертой, которая должна быть ниже и по порядковому номеру, и по УРК (1,235 и 0,617 м³/м соответственно), показывает, что без учета цикличности эффективность четвертой СКО выше на 9,4 %, а с учетом – ниже на 0,3 %. Эффективность третьей СКО без учета цикличности на 0,2 % ниже эффективности четвертой, хотя УРК в первом случае был в 4 раза больше (2,469 и 0,617 м³/м соответственно). С учетом цикличности эффективность оказалась выше на 12,5 %.

Средние по пяти интенсификациям эффективности в рассматриваемых вариантах отличаются незначительно – на 1,9 %. В то же время по отдельным обработкам расхождения достигают (+)34,2 % (эмульсионная солянокислотная обработка (ЭСКО) после СКВ) и (-) 22,7 % (ЭСКО 5-го рода, третья).

Эффективность отдельных ГТМ без учета цикличности продуктивной характеристики скважин в большинстве случаев определяется с высокой погрешностью. При расчете средней эффективности нескольких обработок погрешность уменьшается с увеличением числа обработок. Так, погрешности определения средней эффективности ГТМ по одной, двум, трем, четырем и пяти обработкам (в данном случае) оцениваются в размере ± 30 , ± 20 , ± 15 , ± 7 и ± 2 % соответственно.

В качестве примера далее приведен расчет эффективности интенсификаций по скв. 20-Э с учетом цикличности ее продуктивной характеристики. Выбор этой скважины обусловлен высокой амплитудой колебаний дебита и относительно большим объемом проведенных исследований на продуктивность. Скважина эксплуатируется с 10.12.1987. За весь период ее работы проведено шесть интенсификаций: массивная солянокислотная обработка (МСКО) с объемом кислотного раствора $V_{к.р} = 85$ м³, УРК = 1,022 м³/м; МССКО – $V_{к.р} = 200$ м³, УРК = 2,404 м³/м; СКО – $V_{к.р} = 300$ м³, УРК = 3,606 м³/м; СКВ – $V_{к.р} = 25$ м³, УРК = 0,300 м³/м; СКО – $V_{к.р} = 50$ м³, УРК = 0,601 м³/м; СКВ – $V_{к.р} = 20$ м³, УРК = 0,240 м³/м. За период с 1990 по 2012 гг. проведены четвертая, пятая и шестая интенсификации с небольшим расходом кислотного раствора. На рис. 4 приведена динамика дебита при депрессии 13 МПа с указанием времени проведения интенсификаций. Дебиты рассчитывались по фильтрационным коэффициентам по результатам исследования скважин

на продуктивность за определенные отрезки времени, в связи с чем циклы изменения дебита с меньшими периодами были сглажены. Тем не менее цикл с периодом 9–11 лет четко выражен (влияние Юпитера, период обращения вокруг Солнца – 10,8 года) [8].

Рассматривая и сопоставляя приведенные на рис. 4 построения, можно сделать следующие заключения. Пятая интенсификация была проведена при сравнительно небольшом УРК ($0,6 \text{ м}^3/\text{м}$). Согласно среднестатистической зависимости (см. рис. 2) ее эффективность должна быть положительной по проницаемости (1 %) и отрицательной по пороговой депрессии ($0,13 \text{ МПа}$), что дает по дебиту отрицательный эффект $-0,7 \%$. Рассматривая динамику дебитов (см. рис. 4), видим, что ее восходящая и нисходящая ветви пересекаются практически в точке проведения интенсификации. А это значит, что эффективность данной интенсификации равна нулю. Если эффективность рассчитать строго по графику на рис. 4, она также будет отрицательной: примерно $-0,6 \%$. Если же не учитывать цикличность динамики дебитов и рассчитать эффективность по фильтрационным коэффициентам, полученным по результатам исследования скважины до и после интенсификации, то эффективность окажется положительной: $3,7 \%$. Отличие от первых двух вариантов расчета незначительное – приблизительно $4,3 \%$.

Небольшая разница в определениях обусловлена тем, что интенсификация проводилась в период достижения продуктивной характеристикой скважины экстремального значения (см. ранее). Согласно средним трендам динамики дебитов, дебит на среднюю дату определения фильтрационных коэффициентов до интенсификации составит около $708 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, а после интенсификации – приблизительно $694 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Разница в дебитах – 2% .

Рассмотрим период времени посередине между экстремальными точками, например: на восходящей ветви – середину 2001 г., а на нисходящей – конец 2006 г. Тогда разница в дебитах в одинаковом интервале времени, как и в случае определения фильтрационных коэффициентов до и после мероприятия, составит на восходящей ветви 37% (462 и $635 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$) и на нисходящей 17% (538 и $627 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$). По данным сейсмических наблюдений известно, что сейсмособытия протекают таким образом, что восходящая ветвь всегда круче нисходящей.

Шестая интенсификация (СКВ) проведена при $\text{УРК} = 0,24 \text{ м}^3/\text{м}$. Согласно среднестатистической зависимости ее эффективность по дебиту отрицательна: около -1% . По результатам второго исследования скважины на продуктивность, в ходе которого снято пять стабилизированных режимов, эффективность оказалась отрицательной: $-23,4 \%$. Если же определять

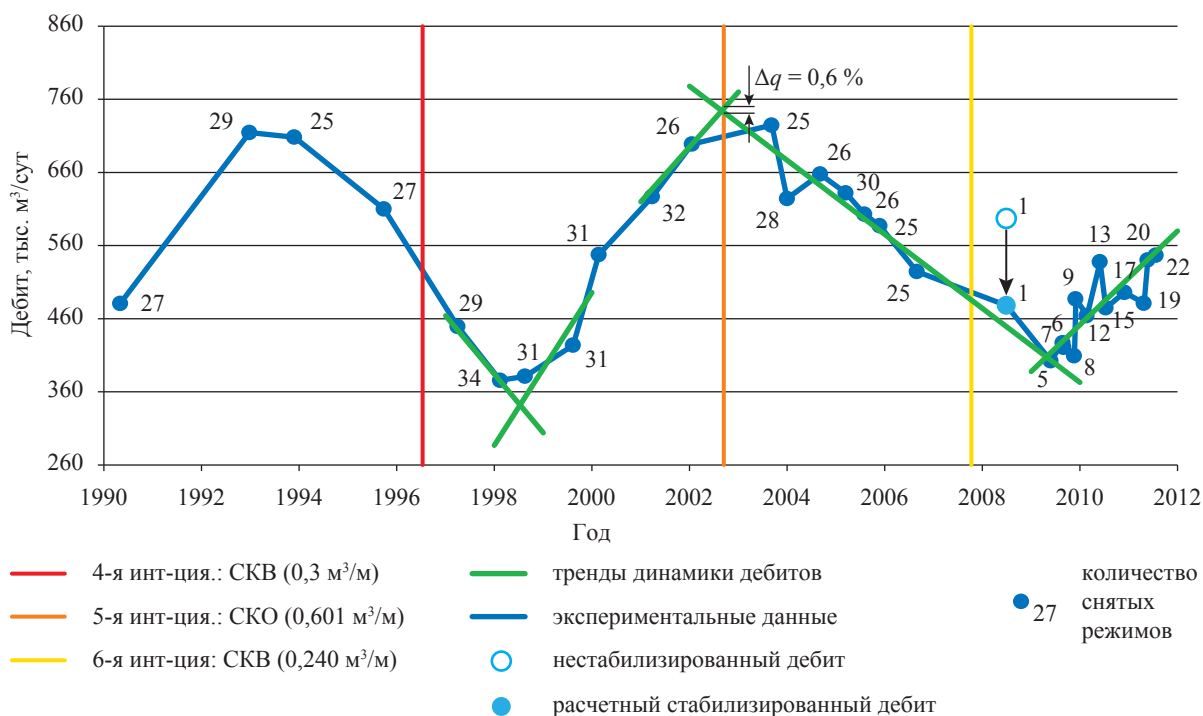


Рис. 4. Учет цикличности дебитов по скв. 20-Э при расчете эффективности интенсификаций

эффективность с учетом цикличности дебитов (продуктивность скважины в этом интервале времени снижается на 10 % в год по дебиту), то она оценивается как нулевая, судя по тому, что на момент снятия вышеупомянутых пяти режимов приходится пересечение нисходящей и восходящей ветвей динамики дебитов.

Таким образом, эффективность двух рассмотренных интенсификаций с учетом цикличности дебитов оценивается как нулевая. Логично предположить, что этот вывод достоверен. Во-первых, до проведения этих интенсификаций с низкими УРК было проведено уже четыре интенсификации, три из которых являлись большеобъемными (УРК = 1,02; 2,4 и 3,6 м³/м). Во-вторых, вывод хорошо согласуется со среднестатистическими данными, полученными по результатам проведения интенсификаций за первые 18 лет разработки залежи.

В заключение остановимся на сравнении эффективностей ГТМ, рассчитываемых при одинаковых значениях депрессии и устьевого давления. Для определения прироста добычи газа за счет проведения ГТМ и рентабельности различных типов ГТМ эффективность рассчитывается по устьевому давлению.

Учитывая, что при росте дебитов после проведения ГТМ потери давления в насосно-компрессорных трубах возрастают, логично предположить снижение эффективности ГТМ. Соответствующие сравнительные расчеты проводились по конкретным 17 скважинам, ГТМ по которым были выполнены в 2015 г. В среднем эффективность, рассчитанная по устьевому давлению, меньше рассчитанной по депрессии на 30 % (относительная величина). Чем выше эффективность ГТМ или дебиты, тем больше эта разница. В среднем при дебитах 100, 300 и 500 тыс. м³/сут данное относительное снижение эффективности составит 2, 24 и 46 % соответственно.

Таким образом, эффективность ГТМ, проводимых на скважинах, определяется отношением дебитов после и до ГТМ, рассчитываемых по соответствующим фильтрационным коэффициентам при одних и тех же значениях депрессии на пласт либо устьевого давления. В первом случае оценивается воздействие ГТМ на призабойную зону скважины, во втором – дополнительная добыча газа и рентабельность того или иного типа СКО. Оценка рентабельности

предъявляет повышенные требования к точности определения эффективности ГТМ, которое для условий Астраханского ГКМ осложнено рядом факторов.

Точность определения эффективности зависит от количества проведенных исследований продуктивности и снятых при этом режимов до и после ГТМ. Для определения эффективности ГТМ с высокой точностью в условиях Астраханского ГКМ необходимо фильтрационные коэффициенты рассчитывать не менее чем по 18 режимам, снятым в течение 2 лет как до, так и после ГТМ (требование обусловлено цикличностью динамики изменений продуктивной характеристики скважин). Такой объем исследований на промысле практически невыполним. В лучшем случае за год могут быть проведены три исследования и сняты 9 режимов. При этом погрешность определения эффективности увеличивается, и выявить более эффективный тип СКО не представляется возможным.

В связи с изменением фильтрационных свойств коллектора в процессе работы скважины годовое изменение дебита по отдельным скважинам может достигать ±15 %, и при значительной разнице во времени определения фильтрационных коэффициентов до и после ГТМ этот фактор необходимо учитывать.

Применительно к условиям Астраханского ГКМ период стабилизации дебита «средне-расчетной» ранее не работавшей скважины является длительным и составляет примерно 190 суток. При определении эффективности ГТМ этот фактор следует контролировать по соотношению времени работы и простоя скважины и при необходимости вводить поправки на нестабилизированные дебиты. Без учета этого фактора погрешность определения может достигать 50 %.

При изучении динамики изменения продуктивной характеристики скважин (дебит при постоянной депрессии) выявлена ее цикличность, обусловленная внешними циклическими воздействиями на земную кору различной периодичности (от одних суток до 18 лет) и процессом фильтрации газа при наличии пороговых градиентов давления. Если ГТМ проводится в период снижения продуктивности скважины, то без учета этого фактора его эффективность занижается и может приобрести отрицательное значение; если же это происходит в период роста продуктивности, эффективность завышается. Погрешность расчета эффективности без

учета цикличности дебитов может достигать 40 %. Погрешность расчета средней эффективности нескольких обработок снижается с увеличением числа обработок.

При расчете эффективности интенсификации как отношения дебитов после и до нее при одной и той же депрессии (устьевом давлении) ее значение существенно зависит от величины выбранной депрессии (устьевого давления). С уменьшением их значений расчетная эффективность возрастает. На практике эффективность ГТМ на скважинах определяется при рабочей депрессии или рабочем устьевом давлении. Поскольку рабочие депрессии или устьевые давления по скважинам могут существенно отличаться, сравнивать эффективности одинаковых ГТМ по скважинам некорректно.

По результатам проведения СКО за первые 18 лет разработки залежи выполнен детальный анализ результатов исследований продуктивности скважин до и после интенсификаций. По изменению значений пороговой депрессии и расчетной проницаемости выявлены зависимости эффективности интенсификаций от УРК и порядкового номера. Так, при проведении первичной СКО расчетная проницаемость возрастает при УРК = 0,5 м³/м в 2,26 раза, а при УРК = 2 м³/м – в 3,45 раза. При таких УРК эффективность второй СКО возрастает, соответственно, в 1,08 и в 1,37 раза. Эффективность третьих СКО при УРК ≤ 0,7 м³/м является нулевой, а при УРК = 2 м³/м – положительной, но составляет всего лишь 10 %.

Эффективность ГТМ, рассчитанная по устьевому давлению, ниже, чем при расчете по депрессии. При снижении пластового давления происходит сжатие коллекторов, что приводит к росту пороговых градиентов давления (ПГД). Условия выноса продуктов реакции СКО из призабойной зоны постоянно ухудшаются как по причине роста ПГД, так и по причине снижения максимально допустимых депрессий на пласт. В связи с этим применение более эффективных технологий СКО может не привести к росту эффективности самих СКО по сравнению с ранее применяемыми, а в отдельных случаях возможен отрицательный результат.

Список литературы

1. Петров Г.В. Фильтрация газожидкостных систем при разработке низкопроницаемых пластов с предельным градиентом давления: дисс. ... канд. тех. наук / Г.В. Петров. – М., 1985.
2. Горбунов В.Е. О свойствах смесей флюидов / В.Е. Горбунов. – М.: ВНИИЭгазпром, 1990. – 70 с.
3. Чельцов В.Н. Модель обводнения залежи и продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова // Геология нефти и газа. – 2009. – № 3.
4. Чельцов В.Н. Виброгеодинамическая причина цикличности динамики пластовых давлений в простаивающих скважинах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – № 3 (8). – С. 145–150.
5. Чельцов В.Н. Виброгеодинамическая цикличность пластовых температур в простаивающих скважинах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова и др. // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 231–237.
6. Чельцов В.Н. Цикличность изменения плотности смеси флюидов, поступающих из пласта в скважину (на примере Астраханского и Карачаганакского месторождений) / В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова, К.К. Смирнов // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 27–35.
7. 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. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 62–68.
8. Стальнов В.Ю. Космопланетарные циклы в метеорологии / В.Ю. Стальнов // Геоинформатика. – 1997. – № 1. – С. 58–60.

УДК 621.64

И.Г. Бебешко, И.А. Федоров, В.А. Скуфинский, А.И. Шелякин

Совершенствование и использование эжекционной технологии как одно из направлений повышения энергоэффективности эксплуатации ПХГ

Повышение энергоэффективности предприятий в настоящее время является одной из главных стратегических задач государства. Последовательная энергосберегающая политика ПАО «Газпром», проводящаяся в рамках общегосударственной стратегии развития, предусматривает достижение высокого уровня энергоэффективности и максимальную реализацию потенциала энергосбережения для устойчивого роста компании. Выполнение этих задач возможно путем применения инновационных энергосберегающих технологий и оборудования.

Одна из потенциальных возможностей повышения энергетической эффективности эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) – использование эжекторных установок в различных технологических процессах закачки и отбора газа. Это обусловлено наличием, с одной стороны, потерь низконапорного газа, стравливаемого в атмосферу, а с другой – избыточной энергии высоконапорных потоков газа, зачастую впустую теряемой в дроссельных регулирующих устройствах без совершения полезной работы.

Несмотря на многолетнюю практику применения эжекторов в газовой промышленности [1–3], до сих пор определенные аспекты теории и практики процесса эжектирования недостаточно исследованы:

1) существующие методики расчета процесса эжектирования не в полной мере учитывают свойства природного газа и конструктивные особенности эжектора. Зачастую режимы работы газовых эжекторов отлаживают экспериментально, что приводит к дополнительным затратам материальных, человеческих и энергоресурсов. К тому же, учитывая чувствительность работоспособности газового эжектора к изменению давления газа во входных и выходном коллекторах, необходимо рассчитывать газодинамическое взаимодействие эжектора с окружающим технологическим оборудованием;

2) не в полной мере исследованы возможности повышать энергоэффективность эксплуатации ПХГ путем реализации различных вариантов взаимодействия имеющихся высоконапорных и низконапорных потоков газа;

3) многообразие различных видов технических средств эжектирования требует анализа и систематизации их конструктивных особенностей и, в конечном счете, обоснованного выбора конструкции газового эжектора, оптимальной для практического использования в эксплуатационных условиях ПХГ.

Таким образом, с точки зрения повышения энергоэффективности эксплуатации ПХГ задача совершенствования и применения эжекционной технологии, включая метод расчета процесса эжекции, конструкцию газового эжектора и технологические схемы взаимодействия высоконапорных и низконапорных потоков газа на ПХГ, является актуальной.

Оценка возможности использования эжекторных установок в отдельных технологических процессах эксплуатации ПХГ свидетельствует, что повышения энергоэффективности возможно достичь путем:

- снижения энергозатрат и вредных выбросов при совместной работе газоперекачивающих агрегатов и газовых эжекторов в начальный период закачки газа;

Ключевые слова:

энергоэффективность, подземное хранилище газа, газовый эжектор, эксплуатация газохранилища, моделирование течения газа, модель турбулентности.

Keywords:

energy efficiency, underground gas storage, gas ejector, gas storage operation, gas flow modelling, turbulence model.

- утилизации газа при разгрузке контуров газоперекачивающих агрегатов и системы газопроводов;

- интенсификации отбора газа из хранилища при наличии источника высоконапорного газа;

- разгрузки техногенных залежей (в случае их наличия) с использованием пластовой энергии основного объекта хранения газа.

Разработанные применительно к различным технологическим процессам эксплуатации ПХГ эжекторные технологии в настоящее время находятся как в стадии теоретической проработки, так и в стадии промышленного внедрения. Вариант применения совместной работы газоперекачивающих агрегатов и эжекторной установки уже реализован на отечественном и зарубежном ПХГ [4, 5]. При этом достигнуто увеличение производительности закачки на 30 % при снижении затрат электроэнергии на 10 %.

В ходе практической реализации данных проектов выявлена необходимость более детального численного моделирования течения газа в эжекторе с учетом термодинамических свойств природного газа и геометрии проточной части. Построение адекватной математической модели течения газа в эжекторе возможно при следующих составляющих:

- описание с высокой точностью процесса турбулентного смешения потоков газа высокого и низкого давления;

- точное построение сложной геометрии проточной части для построения сетки и проведения расчета;

- расчет течения газа в эжекторе с применением уравнения состояния реального газа.

В качестве среды моделирования выбран программный продукт ANSYS CFD, позволяющий решать задачи вычислительной гидродинамики методом конечных элементов. Применительно к поставленной исследовательской задаче наиболее подходящим оказался пакет ANSYS CFD Fluent, использующий метод конечных объемов (т.е. числовые значения в центрах расчетных ячеек). Здесь для потока газа осуществляется расчет уравнения неразрывности, законов сохранения импульса и энергии, а также уравнений для выбранной модели турбулентности [6].

Для корректного описания процесса смешения и течения потоков в сложной геометрии проточной части эжектора проведена оценка

применимости существующих моделей турбулентности. Наиболее распространенными из них являются модели:

- «к – ε». Сильная сторона – моделирование свободного (не ограниченного стенками) течения. Пристеночные течения (пограничный слой) и течения с большими градиентами давления (скачки уплотнения) моделируются хуже;

- «к – ω». Подходит для моделирования пристеночных течений, однако хуже моделирует свободное течение;

- SST (*англ.* Shear Stress Transport). Представляет собой комбинацию первых двух моделей. В области пограничного слоя применяется система уравнений модели «к – ω», а в области свободного течения – модели «к – ε»;

На построенной фактической геометрии и одинаковой расчетной сетке достаточной точности проведены расчеты с использованием перечисленных моделей. При использовании для расчета модели турбулентности «к – ε» на картине поля продольной компоненты скорости в проточной части эжектора наблюдаются флуктуации потока в области скачков уплотнения (рис. 1). Это свидетельствует о том, что в центральной области камеры смешения сразу за соплом возникает вихревое течение. Однако, согласно экспериментальным данным, такого режима в этой области не наблюдается, и с большой долей вероятности можно судить о неверном решении задачи при использовании модели турбулентности «к – ε» [7, 8]. По картине продольной компоненты скорости в зоне перехода камеры смешения в диффузорную часть наблюдается достаточно низкая разрешающая способность (рис. 2). То есть с использованием модели турбулентности «к – ε» не удается точно определить картину изменения скорости при изменении геометрии стенок.

При использовании для расчета модели турбулентности «к – ω» на картине поля продольной компоненты скорости в проточной части эжектора наблюдается сильно упрощенное представление течения на удалении от стенок (см. рис. 1). То есть течение в центральной зоне камеры смешения определено как фактически однородное и имеющее одну скорость. Однако, согласно экспериментальным данным, течение в данной области имеет различные скорости [7, 8]. По картине продольной компоненты скорости в зоне перехода камеры смешения в диффузорную часть видно образо-

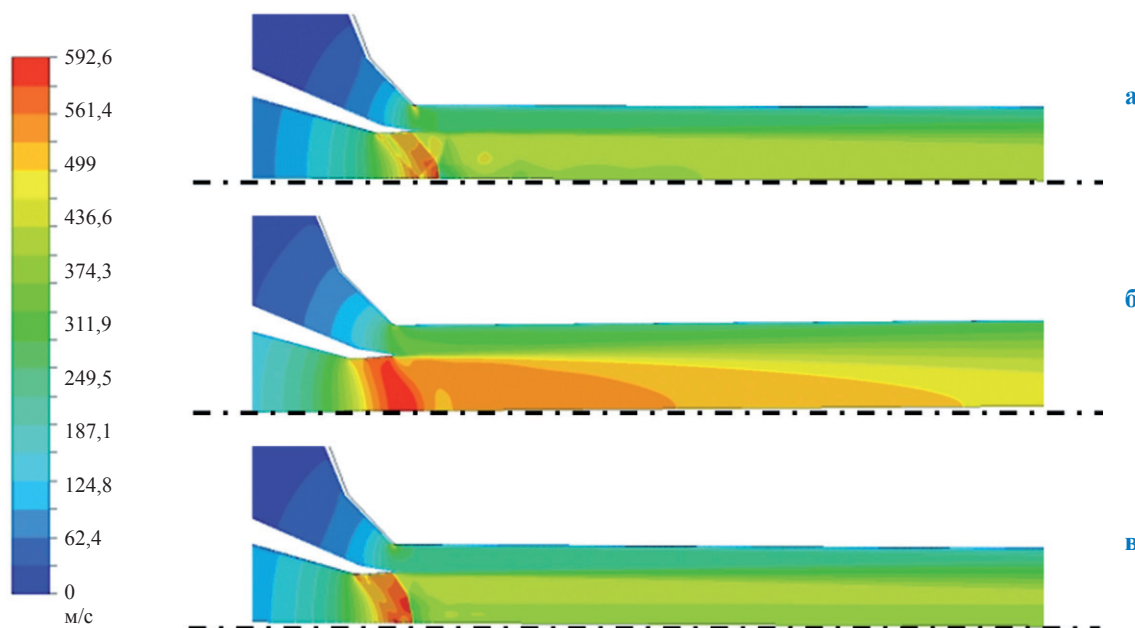


Рис. 1. Поле продольной компоненты скорости в начальном участке камеры смешения. Модель: а – «к – ϵ »; б – «к – ω »; в – SST

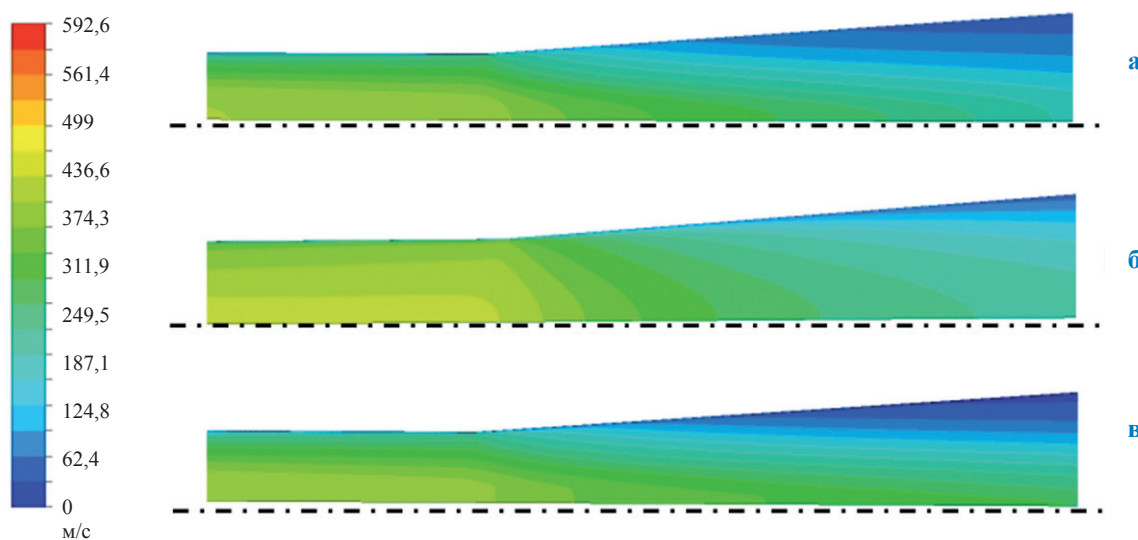


Рис. 2. Поле продольной компоненты скорости в зоне перехода камеры смешения в диффузорную часть. Модель: а – «к – ϵ »; б – «к – ω »; в – SST

вание четкого скачка уплотнения (см. рис. 2), чего, по данным экспериментов, также быть не может [7, 8]. Следовательно, можно сделать вывод о неверном расчете модели с применением модели турбулентности «к – ω ».

При использовании модели SST наблюдаются как достаточно полное описание пристеночного течения в зоне смешения и начале диффузорной части, так и полное описание свободного течения с отсутствием флуктуаций, вызванных ошибками метода решения (см. рис. 1 и 2). Анализ полученных результа-

тов позволил обоснованно выбрать необходимую для точного расчета течения газа модель турбулентности SST.

Рассматривалось влияние на точность расчета уравнения состояния газа. Первоначально ввиду сложности уравнений для реального газа задача течения газа в эжекторе решалась аналитически лишь с применением уравнения состояния идеального газа. Однако для процесса турбулентного смешения с явным сильным влиянием сжимаемости потока использование уравнения состояния идеального газа

дает существенную погрешность. Так, в модели наблюдаются области увеличения плотности, характер которых явно указывает на их возникновение вследствие ошибок решения (рис. 3). При сравнении результатов расчета течения с использованием уравнения состояния идеального газа и фактических данных ошибка по объемному расходу газа составила 12–20 %.

Метод расчета течения газа в эжекторе с применением уравнения идеального газа может быть применен для осуществления первых прикидочных расчетов. Однако для более точного решения задачи необходимо использовать уравнение состояния реального газа. Среди них для решения задачи с отсутствием фазовых переходов и наличием скачков уплотнения в картине течения наиболее подходящим является уравнение Редлиха–Квонга в силу более полного учета в нем фактора сжимаемости газа.

Результаты расчета сравнивались с фактическими данными работы эжектора на ПХГ. При расчете задавались величины давлений на входах и выходе эжектора, а сравнение проводилось по объемным дебитам газа высокого и низкого давления и общему дебиту. На большинстве режимов работы эжектора ошибка составила не более 2 %, что соизмеримо с величиной погрешности промышленных замеров.

После верификации математической модели с использованием промышленных данных проведена серия расчетов для следующих диапазонов входных и выходного давлений газа:

- давление газа, поступающего с магистрального газопровода, на входе в эжектор – от 39 до 45 бар;
- давление газа, поступающего с аппарата воздушного охлаждения после компрессора, на входе в эжектор – от 60 до 80 бар;
- противодействие системы ПХГ на выходе из эжектора – от 39 до 57 бар.

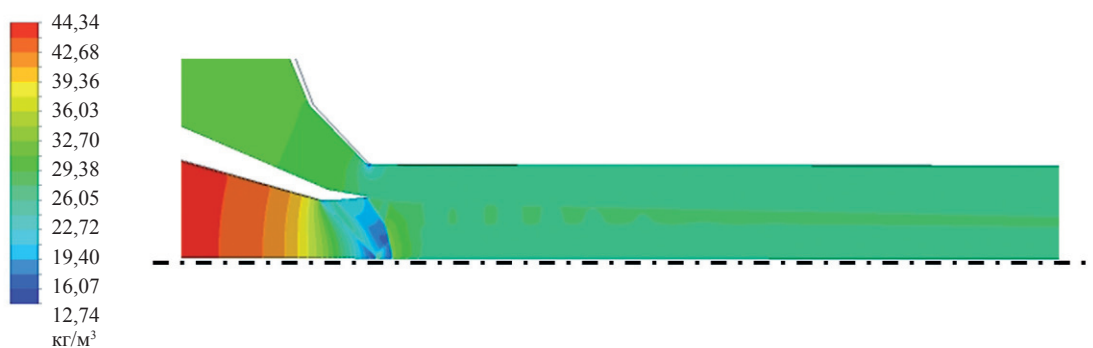


Рис. 3. Поле плотности в начальном участке камеры смешения

На основе полученных данных создана упрощенная математическая модель для определения параметров работы эжектора. Ее расчет на стандартном персональном компьютере занимает менее 1 мин машинного времени, в то время как расчет одного варианта полноценной модели занимает более 8 ч машинного времени. Данная упрощенная модель впоследствии была интегрирована в программный комплекс для расчета технологических режимов работы ПХГ и во время промышленных испытаний доказала свою работоспособность.

На рис. 4 показана принципиальная технологическая схема совместной работы газоперекачивающего агрегата и эжектора в начальный период закачки газа. Расхождение между расчетными и фактическими данными эксплуатации эжектора с учетом газодинамического взаимодействия с прилегающим технологическим оборудованием составило не более 5 %.

Одним из составляющих элементов эжекторной технологии является сама конструкция газового эжектора. Для обеспечения энергоэффективности процесса эжектирования к конструкции эжектора предъявляются требования по максимально возможному снижению гидравлических потерь, вместе с тем она должна быть технологична в изготовлении, проста и надежна в эксплуатации. Так, полученная точная математическая модель расчета течения в эжекторе позволяет оптимизировать непосредственно конструкцию эжектора. В данном случае расчетным путем выявлена возможность уменьшения длины камеры смешения без ухудшения рабочих характеристик всего устройства.

Учитывая, что газодинамические потери пропорциональны квадрату скорости, для их минимизации необходимо обеспечить наибольшую обтекаемость конструктивных элемен-

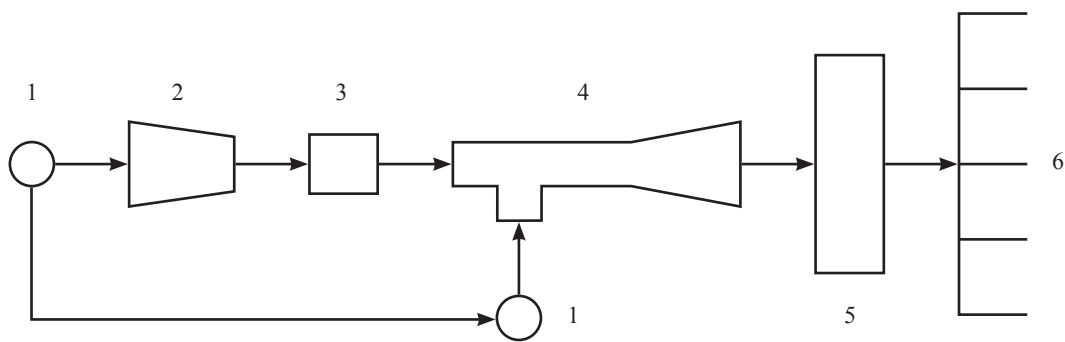


Рис. 4. Расположение эжектора в технологической цепи ПХГ:

1 – магистральный газопровод; 2 – компрессор; 3 – аппарат воздушного охлаждения газа; 4 – эжектор; 5 – газораспределительный пункт; 6 – шлейфы скважин

тов в зонах с наиболее высокими значениями скоростей потока. Конструктивные сочленения сборочных единиц там, где трудно обеспечить отсутствие зазоров, уступов и пр., целесообразно вынести в зоны проточной части эжектора с меньшими значениями скоростей потоков. Так, например, в некоторых конструкциях эжектора величина конструктивного зазора между камерой смешения и диффузором может достигать 3 мм. Наличие такого зазора приводит к потерям полного давления, равным $0,04 b/D_0$, где b – ширина зазора, D_0 – диаметр начального сечения диффузора [9]. Перенесение стыка в зону диффузора, где площадь его сечения увеличивается, например, в 1,5–3 раза, уменьшает потери давления в стыке на 55–90 %.

В настоящее время разработан и внедрен на двух ПХГ газовый эжектор, наиболее полно удовлетворяющий предъявляемым требованиям. При этом в качестве базовой принималась конструкция газового эжектора, вне-

дренного на одном из российских ПХГ [10]. Основная цель конструктивных изменений состояла в сокращении гидравлических потерь в самом эжекторе. В результате создан компактный, простой по конструкции и вместе с тем надежный и удобный для монтажа и эксплуатации газовый эжектор [11] (рис. 5).

Эжектор состоит из корпуса 3, внутри которого установлены сопло 13 и камера смешения 15. Для подвода активного и пассивного газов и отвода смешанного газа в корпусе выполнены соответствующие отверстия. В зоне отверстий на корпусе 3 выполнены проточки под уплотнительные кольца 10, 11, 21 и резьбовые отверстия под установочные штифты 18, 20 для закрепления переходников газопроводов подвода активного и пассивного газов.

На сопло 13 навинчивается центрирующая втулка 12, длина которой обеспечивает расчетный зазор между срезом сопла и входом в камеру смешения 15.

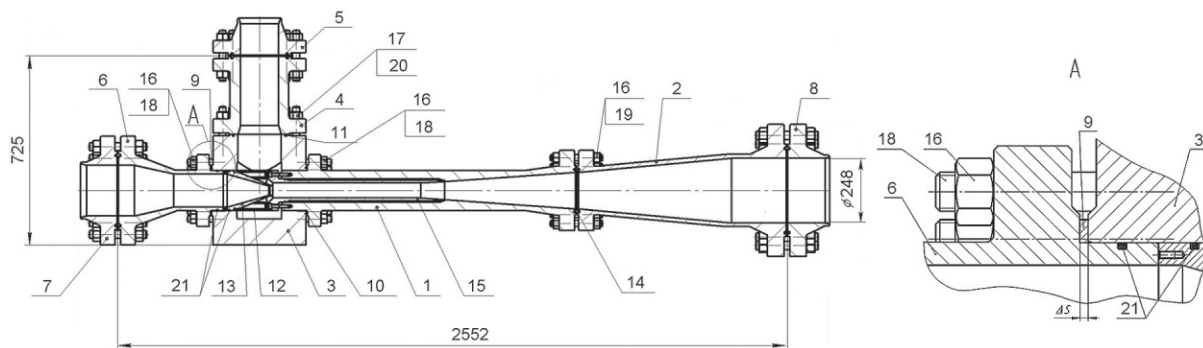


Рис. 5. Эжектор газовый [10]:

1 – корпус диффузора; 2 – диффузор-переходник; 3 – корпус эжектора; 4, 6 – переходники; 5, 7, 8 – фланцы приварные; 9 – упорная шайба; 10, 11, 14, 21 – уплотнительные кольца; 12 – центрирующая втулка; 13 – сопло; 15 – камера смешения; 16, 17 – гайки; 18, 19, 20 – установочные штифты

Сопло 13 совместно с центрирующей втулкой 12 поджимается переходником 6 к камере смещения 15. Ограничение усилия прижима центрирующей втулки 12 к смесительной камере 15 обеспечивается установкой упорной шайбы 9.

Одна торцевая часть камеры смещения 15 сочленена со щелевой центрирующей втулкой 12, а другая соосно расположена в цилиндрической проточке корпуса диффузора 1. Для обеспечения плавного (бесступенчатого) герметичного сопряжения камеры смещения 15 и корпуса диффузора 1 торец камеры смещения 15 и ответная часть проточки в корпусе диффузора 1 выполнены коническими. Для удобства изготовления и транспортировки диффузор эжектора выполнен из двух секций 1 и 2, соединенных между собой фланцами. Герметичность эжектора обеспечивают уплотнительные кольца 10, 11, 14, 21.

При работе эжектора подача активного газа происходит со стороны переходника 6, пассивного газа – со стороны переходника 4, отвод смешанного газа осуществляется через диффузор 2.

Основные достоинства разработанной конструкции:

- обеспечение высокоточной соосности элементов проточной части эжектора без существенного удорожания его стоимости;
- малое газодинамическое сопротивление всех участков проточной части газового эжектора, обеспечивающее его высокий КПД;
- возможность малотрудоемкой замены элементов проточной части, позволяющей легко перенастроить диапазон рабочих параметров;
- отсутствие сварных соединений, благодаря чему увеличивается ресурс работы эжектора и снижается шум.

Таким образом, представленные решения по совершенствованию и использованию эжекционной технологии, включая усовершенствованный метод расчета процесса эжекции, конструкцию газового эжектора и технологические схемы взаимодействия высоконапорных и низконапорных потоков газа, позволят с наибольшей эффективностью использовать потенциальные возможности энергосбережения при эксплуатации ПХГ.

Список литературы

1. 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.
2. Харитонов В.Т. Исследование эффективности газового эжектора с цилиндрической камерой смещения / В.Т. Харитонов // Теплоэнергетика. – 1978. – № 4. – С. 32–33.
3. Царев И.Н. Повышение эффективности работы компрессорных агрегатов на действующих и проектируемых газохранилищах / И.Н. Царев, В.Н. Лавров, Г.И. Солдаткин и др. // Газовая промышленность. Серия: Транспорт и хранение газа. – 1981. – Вып. 8. – С. 28–29.
4. Арутюнов А.Е. Возможность оптимизации режима закачки газа в подземное газохранилище при совместной работе компрессорных агрегатов и эжекторных установок / А.Е. Арутюнов, А.Ф. Потрысаев, И.Г. Бебешко // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 314–317.
5. Busack V. Development and implementation of energy-efficient technologies for gas injection at underground gas storage facilities / V. Busack, W. Becker, C. Fenin et al. // Gas for energy. – 2013. – № 2. – С. 52–54.
6. ANSYS 14.5 CFD Fluent Theory Guide. – 2013.
7. Аркадов Ю.К. Новые газовые эжекторы и эжекционные процессы / Ю.К. Аркадов. – М.: Физматлит, 2001. – С. 184–189.
8. Александров В.Ю. Оптимальные эжекторы. Теория и расчет / В.Ю. Александров, К.К. Климовский. – М.: Машиностроение, 2012. – 136 с.
9. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик; под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – С. 158.
10. Пат. РФ № 2151920, МПК51 F04F5/14. Газовый эжектор / В.Т. Харитонов, Н.Р. Колушев, И.Н. Царев и др.; № 97112641; заявл. 24.07.1997; опубл. 27.06.2000, бюл. № 18. – 9 с.
11. Пат. РФ № 2559115, МПК51 F04F5/14. Газовый эжектор / Г.Н. Рубан, И.Г. Бебешко, А.И. Скуфинский; № 2014118823; заявл. 08.05.2014; опубл. 10.08.2015, бюл. № 22. – 9 с.

УДК 622.279.72+622.692.4

Д.В. Изюмченко, С.А. Мельников, Ю.Е. Дорошенко, В.В. Вобликов, А.А. Баранов

Основные результаты геолого-технических мероприятий на фонде скважин сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя

До середины 90-х гг. прошедшего столетия эксплуатация сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (МБУ) не ставила перед руководством и персоналом эксплуатирующих и научных организаций серьезных задач и проблем. Пластовая энергия и достаточное количество пробуренных скважин позволяли добывать запланированные объемы газа за счет использования традиционных технологий эксплуатации скважин. С середины 1990-х гг. ситуация резко изменилась. Пластовое давление, а соответственно, и дебиты скважин снизились в несколько раз [1].

Обеспечение стабильной работы скважин на поздней стадии разработки залежи – наиважнейшая и первоочередная задача всех заинтересованных организаций и лиц. Для этого необходимо в кратчайшие сроки провести глубокий анализ традиционных методов работы с продуктивным пластом, а также обеспечить научную разработку и внедрение передовых технологических решений в области эксплуатации и ремонта скважин.

Сеноманская газовая залежь является сводовой, водоплавающей, относится к типу массивных с неоднородным терригенным коллектором, прерывистым распространением пропластков глин и глинистых пород по площади месторождения. В настоящее время большое количество сеноманских скважин эксплуатируются в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД) и падающих дебитов газа. Основной проблемой всех сводовых водоплавающих залежей газа является проблема подъема газодляного контакта (ГВК) вследствие постоянного падения пластового давления (порядка 1,5–2,5 м на 0,1 МПа). Это приводит к размыву коллектора и образованию в нем полостей и каналов, способствующих поглощению технологических растворов в пласт в процессе глушения и промывки скважин.

Анализ всего периода эксплуатации месторождения показывает, что пластовое давление с начала разработки по длительно разрабатываемым площадям – Уренгойской, Ен-Яхинской Уренгойского месторождения, Северо-Уренгойскому месторождению (западный купол) – снизилось на 81; 84; 81,4 % соответственно. По Песцовой площади, вступившей в эксплуатацию в 2004 г., давление снизилось на 31,6 %, по восточному куполу Северо-Уренгойского месторождения – на 42 %, по введенной в 2010 г. Западно-Песцовой площади – на 18,5 %.

По состоянию на 1 января 2016 г. эксплуатационный фонд сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя составил 1347 скважин, из которых действующий фонд – 1257 скважин, бездействующий фонд – 90 скважин, законсервированы на начало текущего года 38 скважин (табл. 1). За год бездействующий фонд по месторождениям Большого Уренгоя составил 7 % (Ен-Яхинская площадь – 16 %, Уренгойская площадь – 5 %, Северо-Уренгойское месторождение – 11 %). В ожидании ликвидации находились 27 скважин.

По добычным возможностям (дебиту) на начало 2016 г. эксплуатационный фонд скважин Большого Уренгоя можно классифицировать следующим образом:

- более 300 тыс. м³ / сут – 3 %;
- от 200 до 300 тыс. м³ / сут – 12 %;
- от 100 до 200 тыс. м³ / сут – 37 %;
- до 100 тыс. м³ / сут – 48 %.

Ключевые слова:

месторождения Большого Уренгоя, геолого-технические мероприятия, капитальный ремонт скважин, водоизоляционные работы, успешность ремонтных работ.

Keywords:

Bolshoy Urengoy fields, geological and technological events, wells' overhaul, water shutoff treatment, efficiency of recovery works.

Таблица 1

**Распределение скважин эксплуатационного фонда и скважин,
находящихся на консервации**

Дата	Эксплуатационный фонд			Консервация
	всего	действующий	бездействующий	
01.01.2012	1370	1319	51	47
01.01.2013	1368	1320	48	47
01.01.2014	1368	1291	77	51
01.01.2015	1352	1264	88	55
01.01.2016	1347	1257	90	38

Низкодебитные (менее 100 тыс. м³/сут) скважины на сеноманской залежи МБУ составляют ~ 48 % действующего фонда, что на 7 % больше, чем в прошлом году. По отдельным площадям доля таких скважин достигает ~ 61–70 % (Северо-Уренгойское месторождение и Ен-Яхинская площадь). Стоит отметить, что количество скважин с дебитом добычи 100 тыс. м³/сут и менее зачастую увеличивается после ремонтных работ, а в некоторых случаях скважины не удается освоить.

Обводненность продуктивного коллектора, аномально низкое пластовое давление, высокая естественная проницаемость не позволяют более эффективно и качественно проводить геолого-технические мероприятия (ГТМ) на скважинах неработающего фонда. Негативную роль здесь играет применение в качестве жидкостей глушения и промывки скважин растворов с высокой плотностью, не обладающих определенными реологическими свойствами, а также статическим напряжением сдвига (СНС). Немаловажным фактором, также оказывающим влияние на эффективность ГТМ, является конструкция многих скважин, а именно их запакерованность и то, что башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) спущен ниже нижних отверстий интервала перфорации (ИП).

В 2015 г. по фонду газовых скважин выполнены 114 ГТМ, из них 89 ГТМ – в 87 эксплуатационных скважинах, 20 ГТМ – в 18 поглощающих скважинах, 5 ГТМ – в 5 наблюдательных скважинах. Признаны успешными 94 ГТМ. Общая эффективность работ составила 82,5 %. Прирост суточной добычи в результате капитального ремонта скважин (КРС) составил 2,83 млн м³ / сут, накопленная дополнительная добыча – 268,9 млн м³ газа. Далее приведены более подробные данные по видам и территориальной локализации ГТМ.

Извлечение подземного оборудования (ПО), водоизоляция, ревизия или замена

НКТ, интенсификация. Подходы проведены в 32 скважинах. В 28 скважинах водоизоляционные работы осуществлены с установкой цементного моста. Из них в 19 скважинах ремонты успешны: 15 скважин выведены из бездействия, 4 скважины введены в эксплуатацию из текущего простоя. В 9 скважинах из 28, в которых выполнены водоизоляционные работы (ВИР), ГТМ признаны неуспешными: скважины остались в бездействующем фонде. В 4 скважинах водоизоляции не проводилось, из них в 2 скважинах выполнены ремонты вида «Извлечение ПО, ревизия НКТ, интенсификация» (ремонты успешны, скважины выведены из бездействия); в 2 скважинах данный вид работ не обеспечит промышленного притока газа (ремонты неуспешны, скважины остались в бездействующем фонде).

Уренгойская площадь. Подходы проведены в 20 скважинах. Работы по водоизоляции проведены в 18 скважинах, из них в 12 скважинах ремонты успешны: 9 скважин выведены из бездействия, 3 – введены в эксплуатацию из текущего простоя). В 6 скважинах ГТМ неуспешны (скважины остались в бездействующем фонде). В 2 скважинах изоляционные работы не проводились, выполнены ремонты вида «Извлечение ПО, ревизия НКТ, интенсификация» (ремонты успешны, скважины выведены из бездействия). Эффективность работ по водоизоляции составила 66,7 %, эффективность работ с учетом подходов – 70 %.

Ен-Яхинская площадь. Подходы проведены в 4 скважинах. Работы по водоизоляции проведены в 3 скважинах, из них: в 2 скважинах ремонты успешны (скважины выведены из бездействия), в 1 скважине ГТМ неуспешно (скважина осталась в бездействии). В 1 скважине водоизоляция не проводилась, так как данный вид работ не обеспечит промышленного притока газа (скважина осталась в бездействии). Эффективность работ по водоизоляции соста-

вила 66,7 %, эффективность работ с учетом подходов – 50 %.

Северо-Уренгойское месторождение. Подходы проведены в 7 скважинах. Работы по водоизоляции проведены в 6 скважинах, из них: в 4 скважинах ремонты успешны (3 скважины выведены из бездействия, 1 скважина введена в эксплуатацию из текущего простоя), в 2 скважинах ГТМ неуспешны (скважины остались в бездействии). В 1 скважине водоизоляция не проводилась, так как данный вид работ не обеспечит промышленного притока газа, результат ГТМ отрицательный. Эффективность работ по водоизоляции составила 66,7 %, эффективность работ с учетом подходов – 57,1 %.

Песцовая площадь. Работы по водоизоляции проведены в 1 скважине: ремонт успешный, скважина выведена из бездействия. Эффективность работ составила 100 %.

Общая эффективность работ по ВИР составила 67,9 %, общая эффективность работ с учетом подходов – 65,6 %.

Ликвидация песчаных и гидратных пробок, промыслово-геофизические исследования (ПГИ). Проведено 40 ГТМ в 40 скважинах. В 34 скважинах ГТМ успешны: 5 скважин выведены из бездействия, 11 скважин введены в эксплуатацию из текущего простоя, остальные скважины остались в действующем фонде. В 6 скважинах ГТМ неуспешны: 4 скважины выведены в бездействие (2 из действующего фонда, 2 из текущего простоя), 2 скважины остались в бездействующем фонде. Эффективность работ составила 85 %.

Уренгойская площадь. Проведено 38 ГТМ в 38 скважинах. В 33 скважинах ГТМ успешны: 4 скважины выведены из бездействия, 11 скважин введены в эксплуатацию из текущего простоя, остальные остались в действующем фонде. В 5 скважинах ГТМ неуспешны: 4 скважины вышли в бездействие (2 из действующего фонда, 2 из текущего простоя), 1 скважина осталась в бездействующем фонде. Эффективность работ составила 86,8 %.

Ен-Яхинская площадь. Проведено 1 ГТМ: ремонт неуспешный (скважина осталась в бездействии). Эффективность работ составила 0 %.

Северо-Уренгойское месторождение. Проведено 1 ГТМ: ремонт успешный (скважина выведена из бездействия). Эффективность работ составила 100 %.

Восстановление герметичности цементного кольца. Проведено 15 ГТМ в 15 скважинах.

Ремонты успешные. Скважины находятся в действующем фонде.

Уренгойская площадь. Проведено 12 ГТМ в 12 скважинах. Все ремонты успешные. Эффективность работ составила 100 %.

Песцовая площадь. Проведено 3 ГТМ в 3 скважинах. Все ремонты успешные. Эффективность работ составила 100 %.

Восстановление удовлетворительного технического состояния проводилось на *Уренгойской площади*: 2 ГТМ в 2 скважинах. В 1 скважине ремонт неуспешен, посторонний предмет не извлечен. Скважины остались в действующем фонде. Эффективность работ составила 50 %.

Неуспешность ремонтов скважин объясняется следующими причинами:

1) геологическими, обусловленными геолого-петрофизическими и стратиграфическими свойствами призабойной зоны пласта (ПЗП), а именно:

- низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) ПЗП из-за низких значений пористости и проницаемости пород продуктивных пропластков и повышенной глинистости коллекторов;
- малыми значениями эффективных толщин в интервале перфорации;
- водопритоком в скважину из-за поднятия газовой контактной поверхности;

2) технико-технологическими, вызванными дефектами технического состояния скважин и неуспешными ремонтными работами:

- заколонным водопритоком в скважину из-за неудовлетворительного состояния цементного камня за эксплуатационной колонной;
- водопритоком из-за негерметичности эксплуатационной колонны;
- насыщением пластовой водой продуктивной части пласта в результате водопритока из-за технического состояния скважины;
- кольматацией ПЗП технологическими жидкостями в процессе ремонтных работ;
- посторонними предметами в стволе скважин, невозможностью их извлечения;
- интенсивным ростом песчаных пробок при освоении;
- осложнениями при проведении ремонтных работ и др.;

3) несовершенством кустовой системы сбора:

- наличием водопритока из соседней скважины (при общей зоне дренирования по кусту);
- превышением шлейфового давления над максимальным устьевым, обеспечивающим достаточные лифтовые скорости для эксплуатации скважины.

За 2015 г. в сеноманских скважинах МБУ 18 из 114 проведенных ГТМ оказались неуспешными, в том числе по видам ГТМ:

- 11 из 32 ГТМ «Водоизоляция, ревизия НКТ, интенсификация»;
- 6 из 40 ГТМ «Ликвидация песчаных и гидратных пробок, ПГИ»;
- 1 из 8 ГТМ «Промывка песчаной пробки, интенсификация, ПГИ».

В настоящее время в условиях АНПД необходимо проводить работы по водоизоляции с более эффективными реагентами, жидкостями и технологиями блокирования и глушения скважин, обработки ПЗП. В скважинах, которые вскрывают однородные высокопроницаемые коллекторы, ВИР проводить нецелесообразно: такие скважины следует эксплуатировать при регулируемых депрессиях, зависящих от положения ГВК.

Помимо этого до 30 % скважин приходится повторно глушить из-за поглощения раствора высокопроницаемыми «суперколлекторами». Это в итоге увеличивает срок освоения скважины, а в некоторых случаях и вовсе не удается вывести скважину на режим, позволяющий запустить ее в газосборный коллектор.

Как свидетельствует отечественный и зарубежный опыт, в процессах глушения скважин с АНПД наиболее эффективными и технологичными являются блокирующие растворы на основе обратных эмульсий. Для сохранения ФЕС коллектора при проведении работ на скважине необходим блокирующий раствор высокой плотности с определенными реологическими свойствами (обладающий статическим напряжением сдвига), позволяющими раствору блокировать ПЗП и не приводящими к снижению проницаемости коллектора после окончания ремонта [2].

Применение традиционных маловязких растворов глушения высокой плотности не способствует повышению эффективности глушения и промывки скважин, сохранению ФЕС коллектора. Зачастую методы глушения сква-

жин и технологические параметры растворов глушения используются без учета естественной проницаемости коллектора. Это выражается в том, что в условиях хорошей сообщаемости с соседними добывающими скважинами процесс глушения неработающей скважины оказывает негативное влияние и на соседние работающие скважины. При таком глушении после окончания работ отремонтированная скважина теряет от 20 до 50 % своего доремонтного дебита.

Таким образом, раствор глушения, применяемый на данный момент для скважин сеноманской залежи МБУ, в полной мере не соответствует требованиям качественной защиты ПЗП от проникновения в пласт фильтрата раствора. Для повышения эффективности процесса глушения скважин с АНПД необходима разработка более качественных эмульсионных жидкостей, обладающих статическим напряжением сдвига, с добавками химически осажденного мела, который способствует закупорке зон интенсивного поглощения жидкости глушения [2–4].

Сегодня эффективное проведение ремонта скважин невозможно без точных и достоверных геофизических данных диагностических исследований. За период с 01.01.2015 по 01.01.2016 получена и проанализирована геофизическая информация по 127 газовым скважинам. Собрана информация, в том числе по основным проблемам в скважине, на трех этапах проведения исследований: до, при и после КРС.

За рассматриваемый период в 27 скважинах проведены геофизические исследования (ГИС) до ремонтных работ (рис. 1), в 50 скважинах – исследования при извлеченных НКТ (рис. 2). В последнем случае по результатам интерпретации наибольшее количество дефектов приходится на скопление газа за колонной, коррозионный износ и изменение диаметра эксплуатационной колонны. По данным видеоконтроля в четырех скважинах в приустьевой части отмечены сквозные нарушения эксплуатационной колонны. В комплекс ГИС при извлеченных НКТ по 11 скважинам был включен дивергентный каротаж.

Текущий коэффициент газонасыщенности показывает степень выработки газовой залежи, а также позволяет более точно планировать работы по ремонту скважин. Сравнение коэффициентов текущей газонасыщенности и газо-

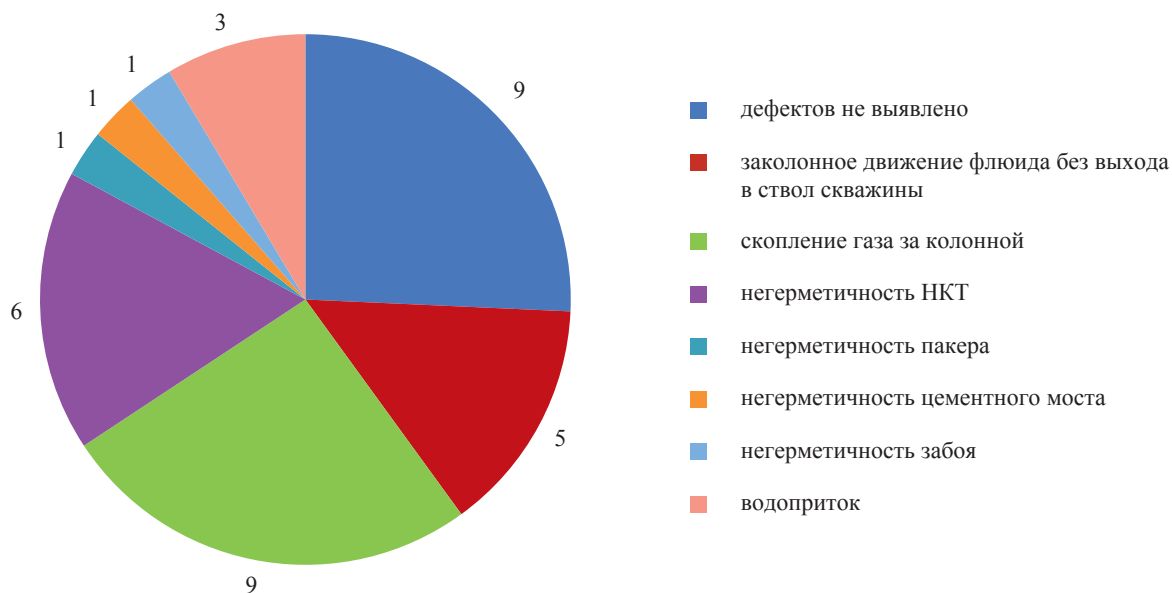


Рис. 1. Статистическое распределение дефектов, выявленных на этапе исследований до КРС

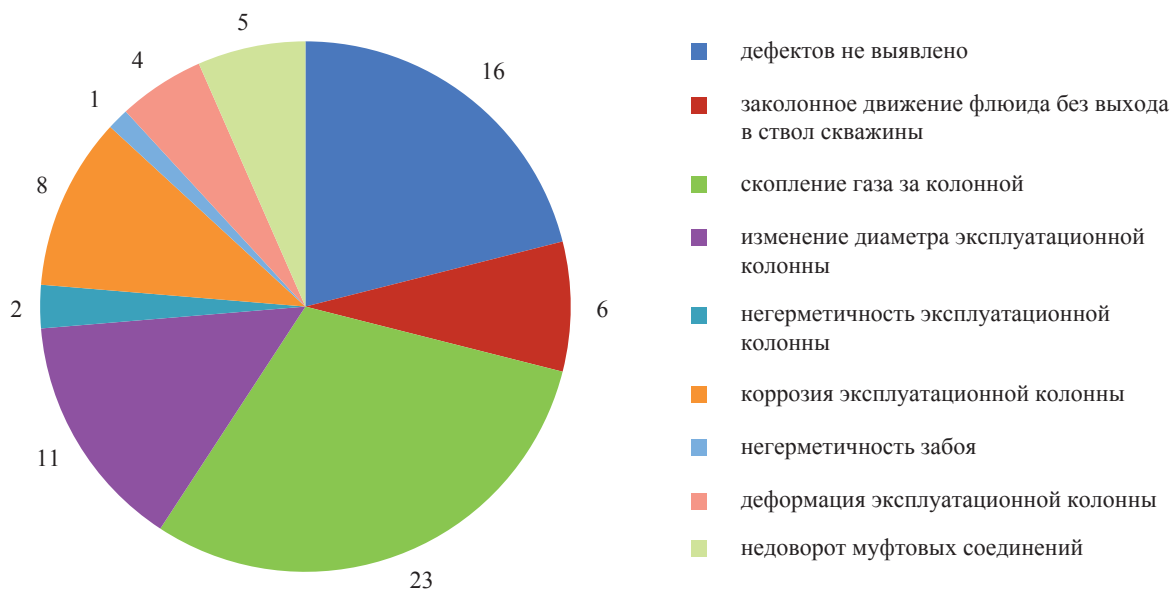


Рис. 2. Статистическое распределение дефектов, выявленных на этапе исследований в ходе КРС

насыщенности, рассчитанной при бурении, (табл. 2) продемонстрировало снижение коэффициента газонасыщенности в газонасыщенной части разреза приблизительно на 5–15 % от первоначального. Снижение газонасыщенности в обводнившейся части разреза составляет около 19–43 %. В 10 скважинах точно определено текущее положение контакта. В одной скважине контакт находится ниже остановки прибора. В скв. 15374 в связи с наличием пер-

форационных отверстий замеры произведены в маломощных интервалах 6 м и 16,5 м соответственно, поэтому расчет текущего насыщения выполнен не в полном объеме. В скв. 4171 замер также произведен в интервале мощности 6 м, но по полученным данным определен характер насыщения пластов-коллекторов. В результате интерпретации по скв. 1111 в разрезе выделены пропластки с высокими значениями текущей газонасыщенности около 70 %.

Таблица 2

Коэффициенты текущей и рассчитанной при бурении газонасыщенности

Скв.	Категория скв.	В газонасыщенной части разреза, %		В обводненной части разреза, %		Текущий ГВК (абс.отм.), м
		при бурении	текущий	при бурении	текущий	
15384	Эксплуатационная	67,4	–	70,3	29,7	Минус 1143,9
15130	Неперфорированная наблюдательная	60,0	48,6	65,0	37,6	Минус (1151,7–1164,9)
15540	Неперфорированная наблюдательная	51,9	46,6	70,3	36,2	Минус 1177,09
15160	Неперфорированная наблюдательная	82,7	81,2	74,1	38,3	Минус (1123,6–1124,5)
860	Неперфорированная наблюдательная	67,2	58,7	69,6	26,6	Минус (1134,7–1138,7)
590	Неперфорированная наблюдательная	59,0	54,4	69,6	41,9	Минус 1147,94
15040	Неперфорированная наблюдательная	80,7	68,9	59,9	33,3	Минус 1146,9
641	Эксплуатационная	68,5	54,6	–	–	Ниже остановки прибора
15374	Эксплуатационная	Расчет текущего коэффициента газонасыщенности произведен в двух пропластках				Минус 1174,1
4171	Эксплуатационная	Расчет текущего коэффициента газонасыщенности не произведен				Минус (1121,3–1132,8)
1111	Эксплуатационная	81,4	66,4	76,0	56,3	Минус 1149,8

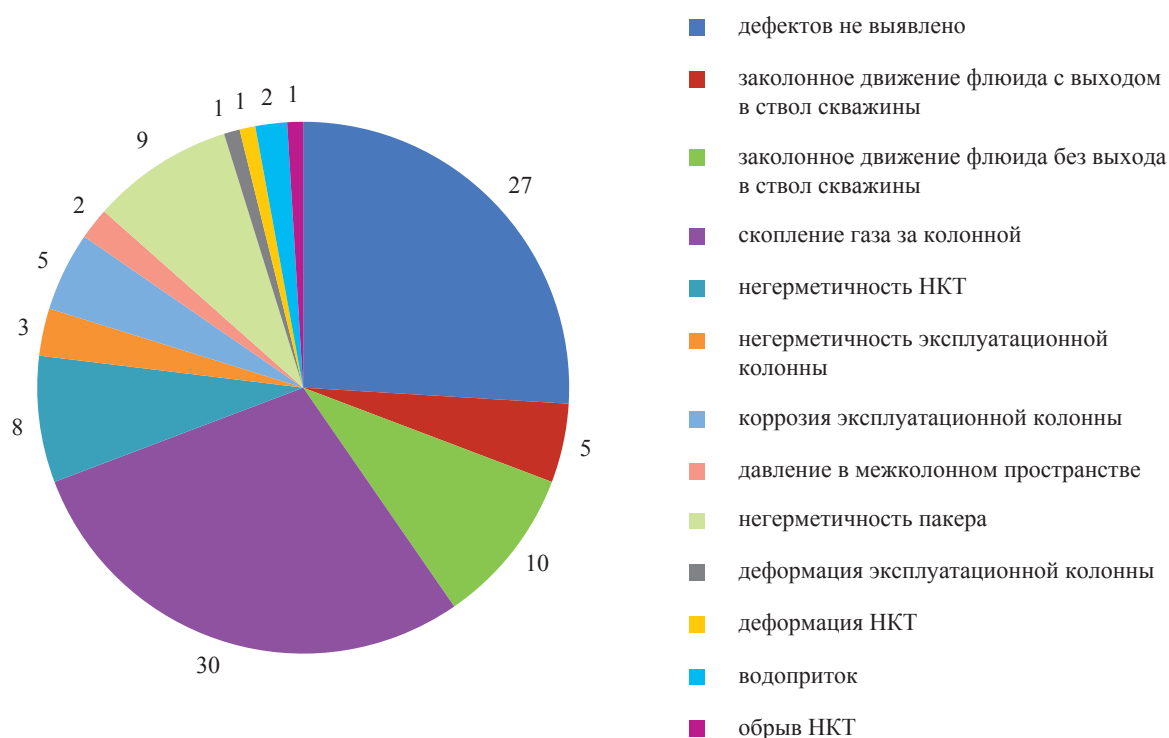


Рис. 3. Статистическое распределение дефектов, выявленных на этапе исследований после КРС

ГИС после ремонтных работ проведены в 78 скважинах (рис. 3). Наибольшее количество дефектов составляет скопление газа за колонной. В скв. № 11411 и 15384 выявлены водопритоки: была проведена водоизоляция – ремонты неуспешны, и скважины находятся в бездействии.

В 2015 г. впервые для сеноманской залежи проводились работы по восстановлению бездействующей скв. 15523 восточного купола Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения методом забурки бокового ствола.

Скважина вскрыла суперколлектор, по которому произошло быстрое вторжение подошвенной воды. Этим объясняется работа скважины газожидкостной смесью.

Тем не менее получен огромный опыт восстановления работоспособности сеноманских скважин методом зарезки бокового ствола. В дальнейшем при восстановлении газовой скважины для снижения вероятности вскрытия суперколлектора необходимо выполнить проводку бокового ствола в верхней части заглинизированного песчаника.

Список литературы

1. Корякин А.Ю. Актуальные вопросы завершающей стадии разработки основных базовых месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой». Переход к ликвидационным работам и порядок их проведения / А.Ю. Корякин, О.А. Николаев, В.Ф. Гузов и др. // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра, 2013. – С. 58–62.
2. Нифантов В.И. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающем этапе разработки месторождений: обз. инф. / В.И. Нифантов, М.Г. Гейхман, С.И. Иванов и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 65 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
3. Нифантов В.И. Повышение продуктивности скважин / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Мельников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 242 с.
4. Нифантов В.И. Особенности освоения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях: обз. инф. / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Мельников // Сб. науч.-техн. обзоров. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 39–37.

УДК 622.321+622.013

В.И. Лапшин, Ф.Р. Билалов, Г.П. Косачук, Д.П. Уваров

Оценка добывных возможностей скважин при разведке и на начальной стадии разработки газоконденсатных залежей Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова: газодинамические исследования скважин, уравнение притока газа, коэффициенты фильтрационного сопротивления, абсолютно свободный дебит, функциональные зависимости, оценочные расчеты.

Keywords: dynamic well testing, gas discharge equation, flow coefficient, absolute open flow, functional dependences, estimations.

Ввод в разработку Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) предусматривается в ближайшие годы. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением и рядом факторов, затрудняющих его освоение, а именно:

- низкими термобарическими характеристиками. Нефтегазоконденсатная залежь ботуобинского горизонта расположена на глубине 1620–1800 м, имеет начальное пластовое давление 13,2 МПа, начальную пластовую температуру 9 °С; для нефтегазоконденсатной залежи хамакинского горизонта и газоконденсатной залежи талахского горизонта эти характеристики составляют 1450–1800 м, 12,9 МПа, 10 °С и 1500–1780 м, 12,0 МПа, 11 °С соответственно;
- существенным ухудшением коллекторских свойств хамакинского и талахского продуктивных горизонтов в сравнении с ботуобинским;
- мозаичным характером распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

Учет результатов определения добывных возможностей вертикальных скважин в процессе разведки и на начальной стадии разработки газоконденсатных залежей ЧНГКМ позволит оценить производительность скважин с горизонтальным окончанием.

В процессе разведки и разработки газоконденсатных месторождений (залежей) для оценки газодинамических характеристик пластов проводятся газодинамические исследования (ГДИ). В контексте существующих технологий проведения газогидродинамических исследований выделяют две группы исследований скважин: исследования при установившемся (стационарном) режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов) и при неуставившемся (нестационарном) режиме фильтрации газа. Под *установившимся режимом фильтрации газа* понимают такие условия движения флюида в пласте, при которых изменение давления и дебита в течение определенного промежутка времени не фиксируется [1–7]. Поэтому технология исследования скважины при установившемся режиме фильтрации предусматривает, что перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим.

Уравнение притока газа к забою газовой скважины обычно описывается двучленной формулой, характеризующей зависимость потерь пластовой энергии ΔP^2 от дебита скважины [1–6]:

$$\Delta P^2 = AQ + BQ^2, \quad (1)$$

где $\Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$ ($P_{\text{пл}}$ и P_3 – соответственно пластовое и забойное давления, МПа); A – линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс. м³/сут); B – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/((тыс. м³/сут)²); Q – дебит скважины, тыс. м³/сут.

Значения A и B используются для расчета абсолютно свободного и свободного дебитов. *Абсолютно свободным дебитом* $Q_{\text{а.с}}$ называется такой теоретический дебит газа, которому соответствует $P_3 = 0,1013$ МПа. Абсолютно свободный дебит показывает условия притока газа из пласта к забою скважины без учета потерь давле-

ния в стволе скважины. Абсолютно свободный дебит обычно используется для определения потенциальных возможностей скважины. При известных значениях коэффициентов A и B абсолютно свободный дебит определяется по формуле [1, 2]:

$$Q_{a.c} = \frac{\sqrt{A^2 + 4B(P_{пл}^2 - P_3^2)} - A}{2B}. \quad (2)$$

В процессе разведки детально исследовались газоконденсатные залежи, залегающие в ботубинском, хамакинском и талахском горизонтах. Разведочные вертикальные скважины были практически равномерно распределены на площади залежей ЧНГКМ.

В ряде случаев определение добывных возможностей по результатам обработки исследований по формуле (1) с использованием многозначных коэффициентов A и B оказывается сложным и неудобным. При проектировании разработки с целью упрощения оценочных расчетов при различных депрессиях рекомендуется использовать взаимосвязь Q с депрессией ΔP [7]:

$$Q = f(\Delta P), \quad (3)$$

где $P = P_{пл} - P_3$. Точки, определяющие режимы скважины на графике функции (3), могут быть описаны кривыми, построенными по наиболее подходящим зависимостям – степенной, логарифмической, полиномиальной и др. При экстраполяции вычисляемые по аппрокси-

мационным формулам значения дебита (или депрессии при заданном дебите) могут существенно отличаться от ожидаемых, вплоть до получения значения, не имеющего физического смысла.

Обычно при исследованиях стационарные режимы устанавливаются в узких интервалах депрессий, что создает трудности оценки продуктивности скважин при больших депрессиях. Поэтому для построения кривой (3) также рекомендуется как конечную точку использовать значения $Q_{a.c}$.

Формулы, описывающие зависимости дебитов от депрессии, позволяют с помощью несложных вычислений:

- оперативно оценить дебиты скважин при различных депрессиях;
- сравнить дебиты скважин при одинаковых депрессиях.

На рис. 1–3 приведены кривые семейства (3), построенные с использованием $Q_{a.c}$ по данным, полученным при исследовании вертикальных скважин ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ. Соответствующие кривым функциональные зависимости ($Q = y, \Delta P = x$) отражены в табл. 1–3.

Для построения кривой зависимости добывной возможности усредненной скважины определяем средние дебиты скважины (\bar{q}) при депрессиях 1,0; 2,0; 3,0–13 МПа. Кривая, проходящая по значениям средних дебитов при различных депрессиях, характеризует усредненный дебит вертикальных

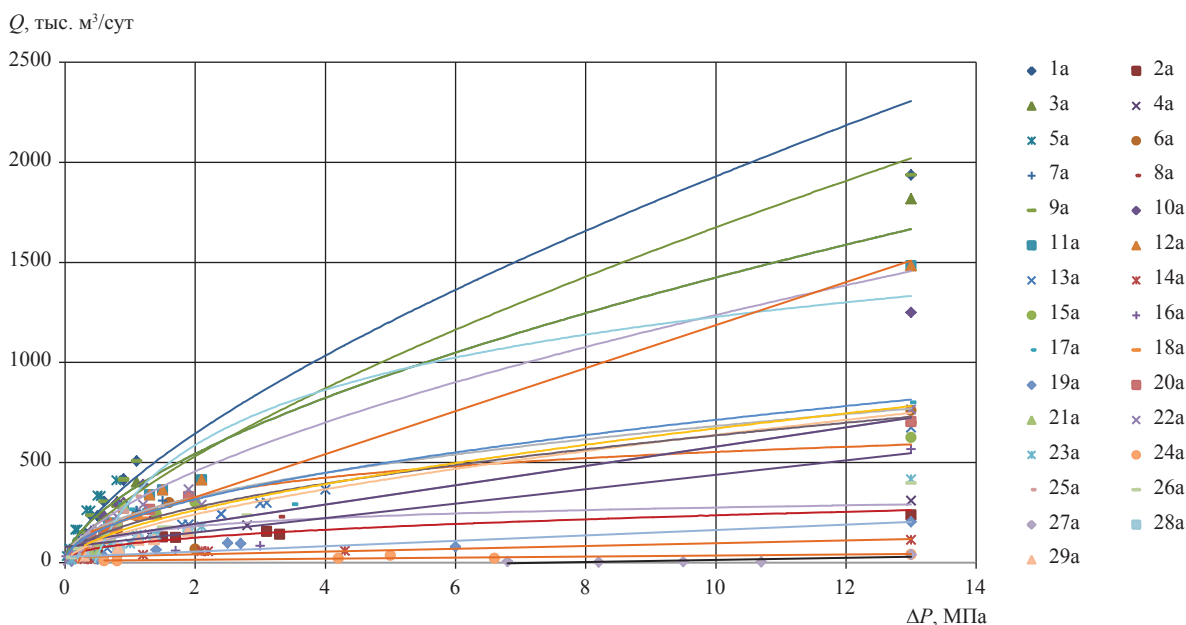


Рис. 1. Кривые, построенные для скважин ботубинского горизонта ЧНГКМ

Таблица 1
Функциональные зависимости, полученные
для скважин ботубинского горизонта
(см. рис. 1)

Скважина	Зависимость
1a	$y = 39,412 \ln(x) + 112,08$
2a	$y = 323,96x^{0,7135}$
3a	$y = 58,703 \ln(x) + 139,95$
4a	$y = 359,2x^{0,5983}$
5a	$y = 114,22 \ln(x) + 295$
6a	$y = 237,51x^{0,4585}$
7a	$y = 157,93x^{0,6064}$
8a	$y = 402,76x^{0,6805}$
9a	$y = 450,83 \ln(x) + 588,74$
10a	$y = 397,81 \ln(x) + 311,97$
11a	$y = 108,26x^{0,8272}$
12a	$y = 24,327 \ln(x) + 38,119$
13a	$y = 135,25 \ln(x) + 233,1$
14a	$y = 134,67x^{0,3235}$
15a	$y = 222,11x^{0,5067}$
16a	$y = 165,88 \ln(x) + 218,53$
17a	$y = 37,577x^{0,6836}$
18a	$y = 195,13x^{0,6391}$
19a	$y = 323,15x - 56,642$
20a	$y = -9,8196x^2 + 183,07x + 43,089$
21a	$y = 78,821 \ln(x) + 139,68$
22a	$y = 10,038x^{0,5452}$
23a	$y = 335,72 \ln(x) + 328,15$
24a	$y = 73,398 \ln(x) + 164,8$
25a	$y = 0,0068x^{3,0072}$
26a	$y = 79,968x + 7,7339$
27a	$y = 831,82x^{0,5753}$
28a	$y = -0,0803x^2 + 1,5065x + 2,253$
29a	$y = 282,94 \ln(x) + 440,67$

Таблица 2
Функциональные зависимости, полученные
для скважин хамакинского горизонта
(см. рис. 2)

Скважина	Зависимость
1b	$y = 12,67x^{0,8215}$
2b	$y = 29,35x^{0,4087}$
3b	$y = 12,725 \ln(x) + 9,2033$
4b	$y = 19,537 \ln(x) + 9,9314$
5b	$y = 2,6554 \ln(x) + 6,3641$
6b	$y = 45,813x^{0,7184}$
7b	$y = 33,43x^{0,7996}$
8b	$y = 31,454x^{0,7653}$
9b	$y = 262,91x^{0,603}$
10b	$y = 105,25 \ln(x) + 68,469$
11b	$y = 180,65x^{0,7249}$
12b	$y = 99,911x^{0,6768}$
13b	$y = 11,424x + 6,3894$
14b	$y = 60,89x^{0,7013}$
15b	$y = 18,969x + 36,195$
16b	$y = 352,55x^{0,5178}$
17b	$y = 168,28 \ln(x) + 334,69$
18b	$y = 118,24x^{0,5082}$
19b	$y = 57,63x^{0,6803}$
20b	$y = 8,6057 \ln(x) - 1,2688$
21b	$y = 88,001x^{0,689}$
22b	$y = 18,194 \ln(x) + 25,976$
23b	$y = 289,57x^{0,7708}$
24b	$y = 3,1888x + 10,042$
25b	$y = 137,19x^{0,5077}$
26b	$y = 27,733x + 89,031$
27b	$y = 23,691 \ln(x) + 33,857$
28b	$y = 39,297 \ln(x) - 6,7912$
29b	$y = 36,284 \ln(x) + 4,2656$

Q , тыс. м³/сут

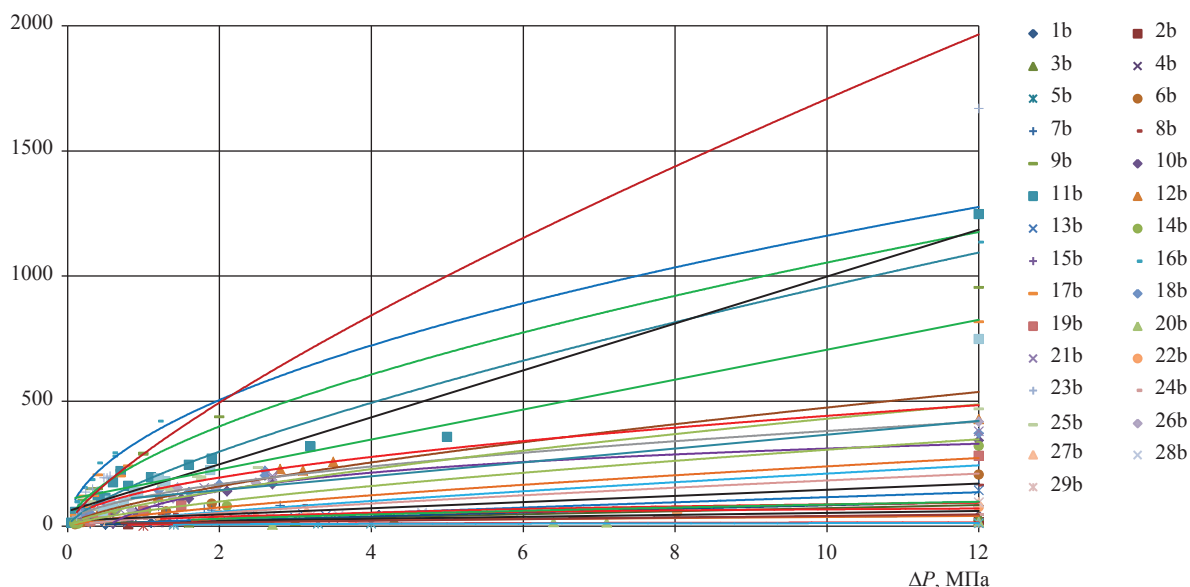


Рис. 2. Кривые, построенные для скважин хамакинского горизонта ЧНГКМ

Таблица 3
Функциональные зависимости, полученные для скважин талахского горизонта (см. рис. 3)

Скважина	Зависимость
1с	$y = 111,46x^{0,7445}$
2с	$y = 83,241 \ln(x) + 80,662$
3с	$y = 8,5791x^{0,5226}$
4с	$y = 6,5779x + 19,331$
5с	$y = 15,331 \ln(x) + 18,061$
6с	$y = 101,66 \ln(x) + 163,27$
7с	$y = 17,761 \ln(x) + 21,361$
8с	$y = 33,916x + 76,876$
9с	$y = 96,401x^{0,6236}$
10с	$y = 6,6436 \ln(x) + 6,51$
11с	$y = 13,006x + 22,186$
12с	$y = 63,855x^{0,7852}$
13с	$y = 35,073x^{0,7014}$
14с	$y = 20,7 \ln(x) + 18,181$
15с	$y = 215,09 \ln(x) + 209,13$
16с	$y = 46,997x + 65,082$
17с	$y = 69,051x^{0,7028}$
18с	$y = 8,281x^{0,5372}$
19с	$y = 7,2375x + 10,078$
20с	$y = 121,26x^{0,6038}$
21с	$y = 26,407 \ln(x) + 25,756$
22с	$y = 33,942x + 76,203$
23с	$y = 102,19x^{0,5816}$
24с	$y = 6,5454 \ln(x) + 6,7105$

скважин ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ (рис. 4).

Сравнение результатов расчетов абсолютно свободного дебита газа, проведенных по формуле (2), с дебитами q , определенными по зависимостям (см. табл. 1–3), показано в табл. 4. Средний абсолютно свободный дебит ($\bar{Q}_{a.c}$) для ботуобинского горизонта, определенный по формуле (2), равен 789,7 тыс. м³/сут, средний расчетный дебит (\bar{q}), определенный по зависимостям (табл. 1–3), – 791,2 тыс. м³/сут; для хамакинского горизонта – 524,4 и 560,2 тыс. м³/сут соответственно; для талахского – 270,5 и 294,4 тыс. м³/сут соответственно.

Считая количество исследованных скважин (n) выборкой из генеральной совокупности (N) скважин, необходимых для обеспечения одного из вариантов годовой добычи из залежей ботуобинского ($n = 29, N = 171$) хамакинского ($n = 29, N = 170$) и талахского ($n = 24, N = 82$) горизонтов ЧНГКМ, рассчитываем усредненный дебит \bar{q} и депрессию ΔP_n , необходимую для получения запланированной годовой добычи газа на ЧНГКМ $Q_{пл.год}$:

$$Q_{пл.год} = N\bar{q}k365, \tag{4}$$

где k – коэффициент эксплуатации 0,96; 365 – число дней в году.

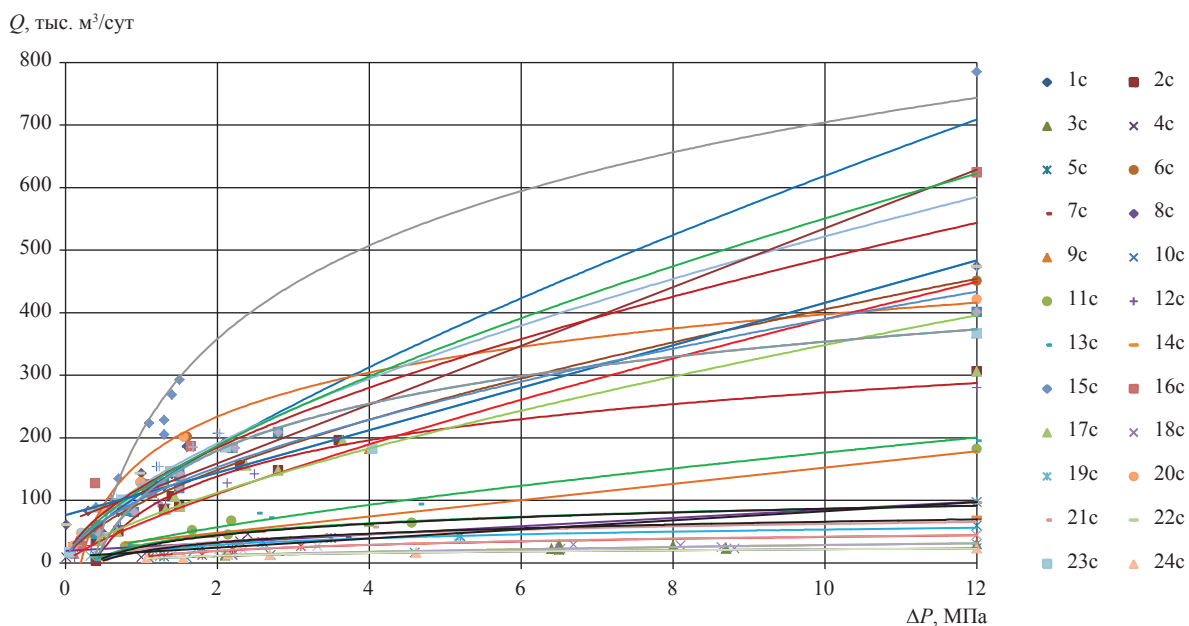


Рис. 3. Кривые, построенные для скважин талахского горизонта ЧНГКМ

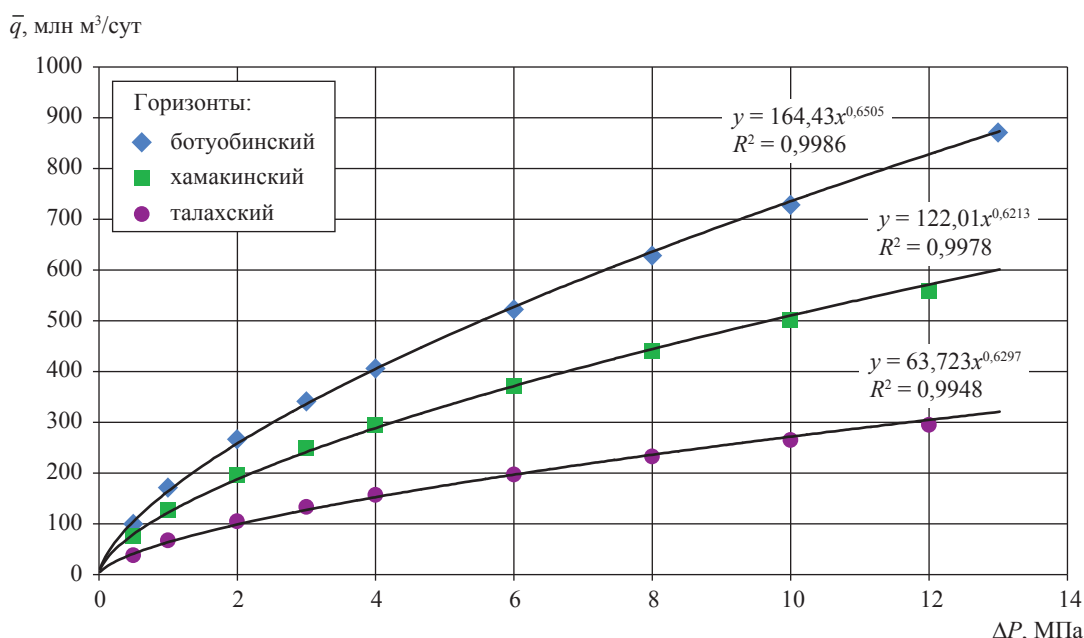


Рис. 4. Зависимости средних дебитов вертикальных скважин ботуобинского, хамакинского, талахского горизонтов от депрессии

$$\bar{q} = \frac{Q_{\text{пл.год}}}{N k 365}$$

ΔP_n определяется исходя из зависимостей, показанных на рис. 4. После вычисления \bar{q} определяется необходимая депрессия ΔP_n по кривой зависимости \bar{q} от ΔP_n .

Определим усредненный дебит и необходимую депрессию для одного из расчетных вариантов параметров разработки ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов.

Усредненный дебит скважины ботуобинского горизонта равен:

$$\bar{q}_6 = \frac{14000000}{171 \cdot 365 \cdot 0,96} = 233,6 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут},$$

необходимая депрессия:

$$\Delta P (\bar{q}_6 = 233,6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}) = 1,7.$$

Усредненный дебит скважины хамакинского горизонта равен:

$$\bar{q}_x = \frac{13000000}{170 \cdot 365 \cdot 0,96} = 218,2 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут},$$

необходимая депрессия:

$$\Delta P (\bar{q}_x = 218,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}) = 2,54.$$

Усредненный дебит скважины талахского горизонта равен:

$$\bar{q}_t = \frac{4300000}{82 \cdot 365 \cdot 0,96} = 114,8 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут},$$

необходимая депрессия:

$$\Delta P (\bar{q}_t = 114,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}) = 2,55.$$

Далее, используя зависимости $\bar{q} = f(\Delta P_n)$, приведенные на рис. 4, оценим распределение дебитов скважин из залежей ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов при депрессиях $\Delta P = 1,0; 2,0; 3,0$ МПа (такие депрессии будут наблюдаться при отборах пластового газа из залежи). На рис. 5–7 приведены гистограммы распределения дебитов скважин при указанных значениях ΔP , где $i = n_i/n$ – отношение количества скважин, попавших в интервалы дебитов (0–100, 100–200 и т.д., тыс. м³/сут), к общему числу исследованных скважин n . Так, в интервал 0–100 тыс. м³/сут для скважин ботуобинского горизонта при $\Delta P = 1,0$ МПа (см. рис. 5а) попадает 7 скважин ($n_i = 7$). Тогда общее, необходимое для обеспечения запланированной добычи газа, количество скважин, попавших в заданный интервал распределения дебитов скважин: $N_i = N \cdot i = 41$.

Согласно данным рис. 5–7, увеличение депрессии существенно изменяет распределение дебитов от малых (100 тыс. м³/сут) и средних (200–300 тыс. м³/сут) до высоких (400 и более тыс. м³/сут). Это связано с тем, что скважины с более высокими коллекторскими свойствами (подобно скважинам ботуобинского горизонта) чувствительнее к увеличению депрессии, чем низкопродуктивные скважины. Следовательно, если принять условно, что для всех продуктивных горизонтов присущи благоприятные характеристики вертикальных

Таблица 4

Сопоставление абсолютно свободных дебитов, определенных по результатам исследований разведочных скважин, с q при $\Delta P = 13$ МПа для ботубинского горизонта, $\Delta P = 12$ МПа для хамакинского и талахского горизонтов

Скважина	$Q_{a,c}$, тыс. м ³ /сут	q_p , тыс. м ³ /сут	Скважина	$Q_{a,c}$, тыс. м ³ /сут	q_p , тыс. м ³ /сут
Ботубинский горизонт			16b	281	312,5
1a	237	213,2	17b	379	487,6
2a	1818	2019,7	18b	76,1	71,2
3a	309	290,5	19b	1669	1966
4a	1483	1666,5	20b	1322	1236
5a	760	588,3	21b	567	582
6a	693	769,9	22b	1109	1026
7a	699	748,1	23b	642	793,6
8a	1937	1745,1	24b	792	892
9a	1250	1250	25b	469	484,4
10a	1483	1332,3	26b	418	421,8
11a	674	903,5	27b	748	756,9
12a	113,4	100,5	28b	95,1	92,7
13a	625	580,0	29b	95,1	90,9
14a	566,9	546,8	Средний дебит	524,4	560,2
15a	800	487,8	Талахский горизонт		
16a	695	831	1c	624	708,9
17a	648	217,0	2c	306	287,5
18a	704	1005,2	3c	30	31,4
20a	782	814,1	4c	97,1	98,3
21a	415,6	341,9	5c	59,5	56,2
22a	40,2	24,2	6c	451	415,9
23a	1214	1189,3	7c	472	584,8
24a	397	500,2	8c	70	65,5
25a	40	15,2	9c	96	91,3
29a	1358	1166,4	10c	474,3	483,9
Средний дебит	789,7	791,2	11c	401	373,4
Хамакинский горизонт			12c	367	454,0
1b	80,2	97,6	13c	23,3	23,0
2b	40,8	40,8	14c	44,4	44,0
3b	12	13	15c	182	178,3
4b	206	273,1	16c	280	449,3
5b	165	243,8	17c	195	200,4
6b	954	1176,4	18c	73	69,6
7b	343	330	19c	785	743,6
8b	1247	1094,3	20c	624	629,0
9b	428	537	21c	306,2	395,9
10b	143	143,5	22c	30	31,5
11b	321	347,8	23c	97,1	96,9
12b	263	263,8	24c	421	543,7
13b	1135,1	1276,5	Средний дебит	270,5	294,4
14b	817	752,9			
15b	371	418			

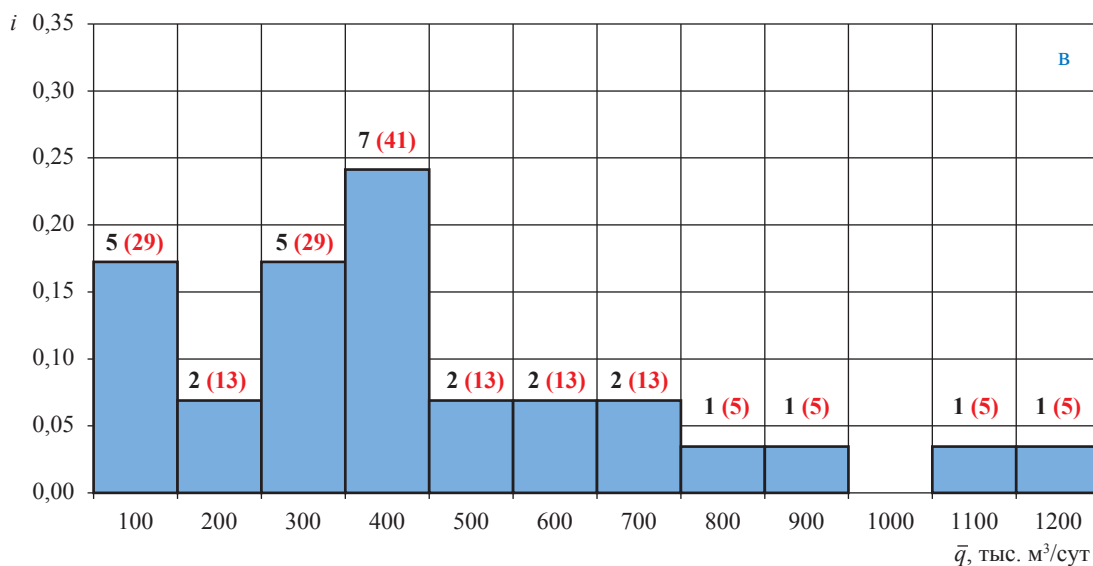
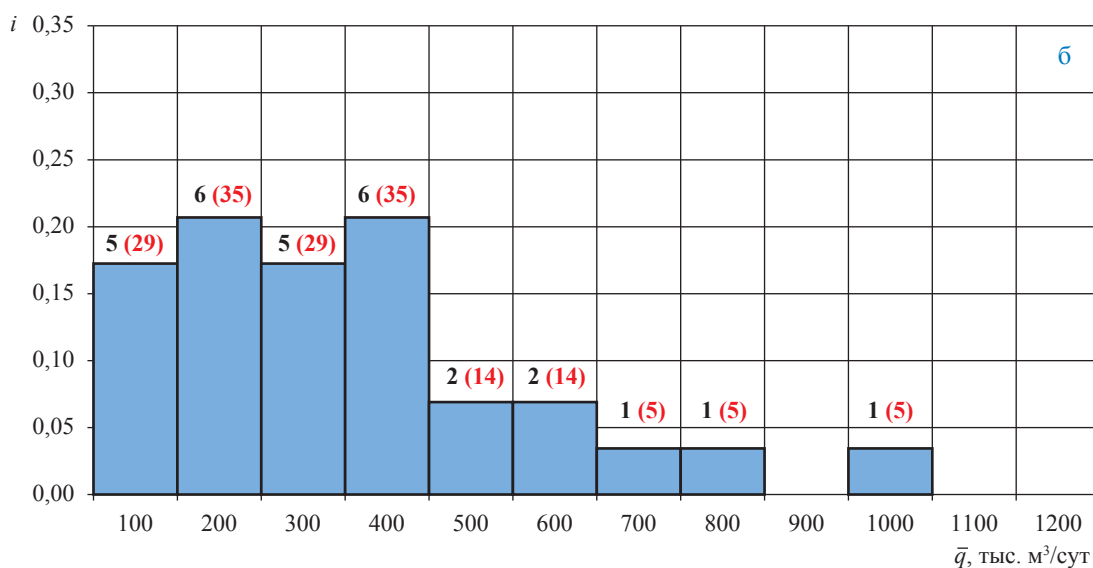
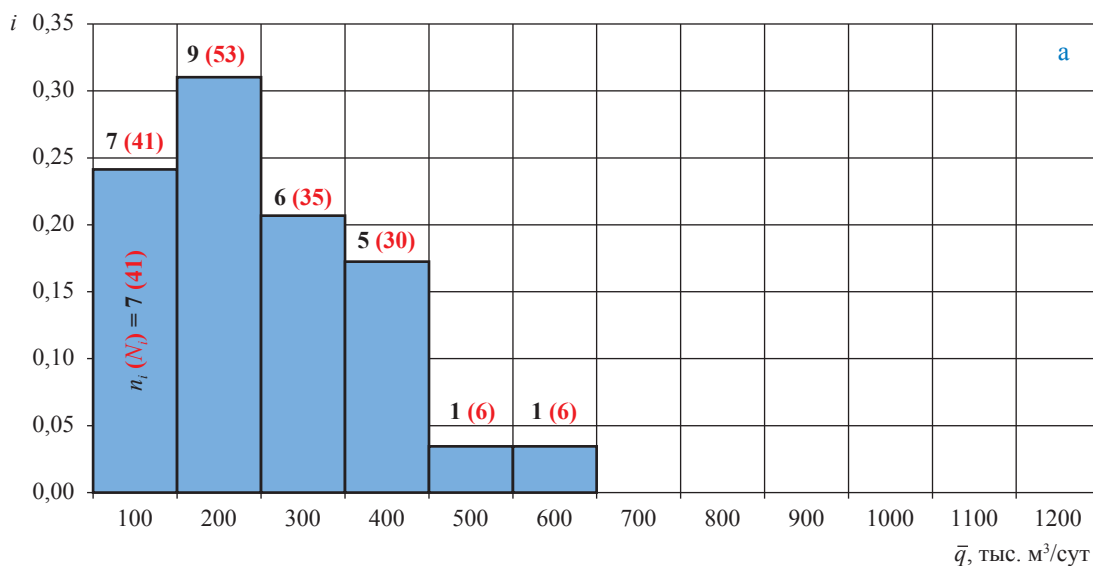


Рис. 5. Распределение дебитов ботубинского горизонта при депрессиях 1 МПа (а), 2 МПа (б) и 3 МПа (в)

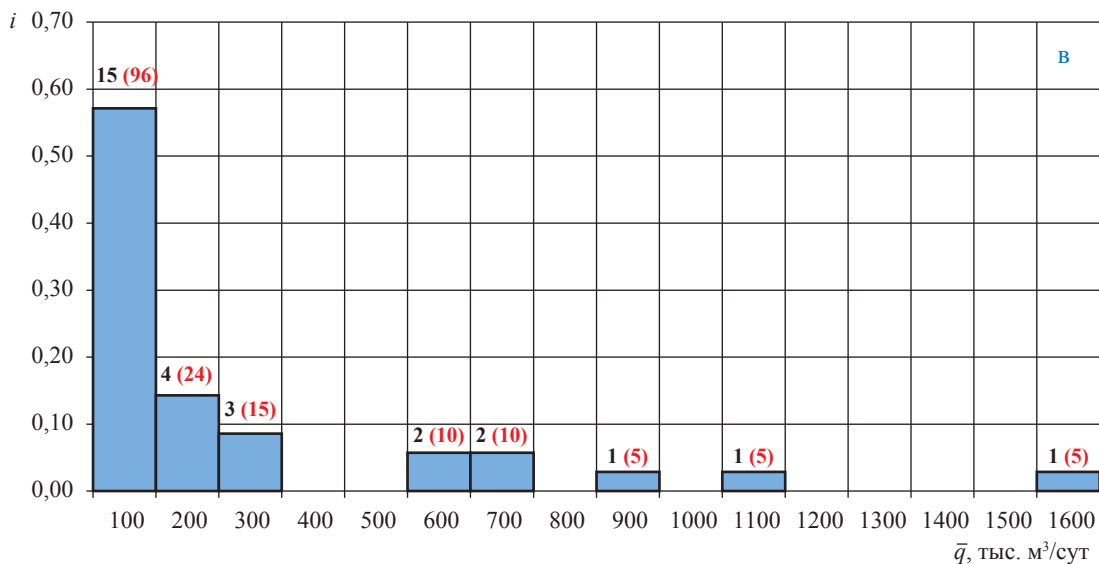
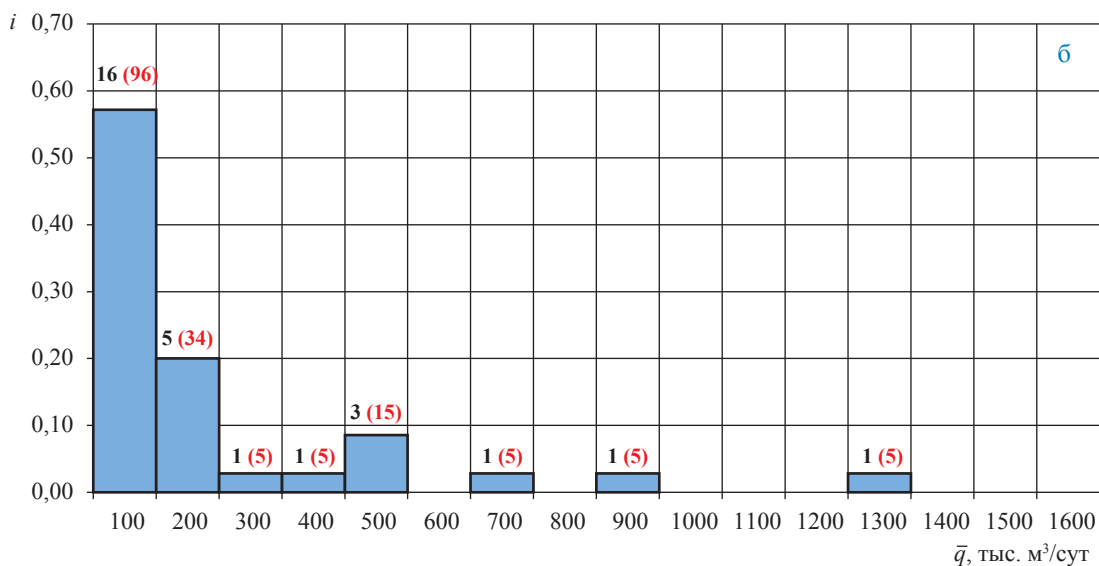
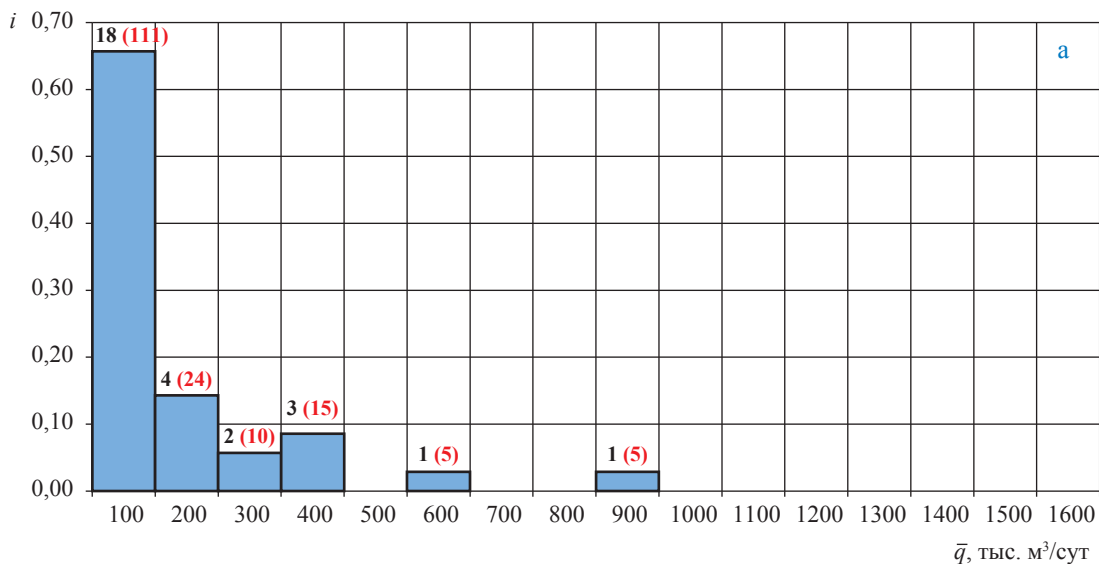
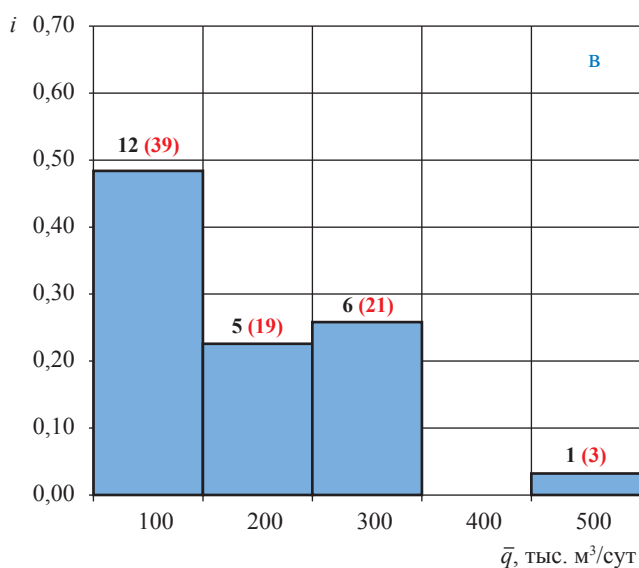
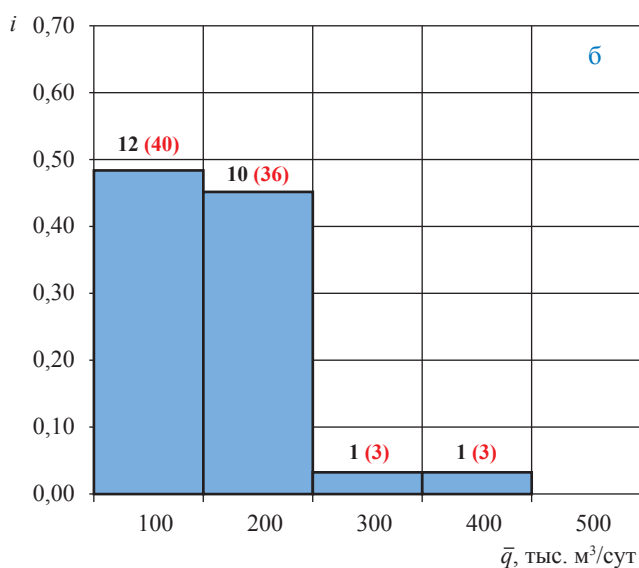
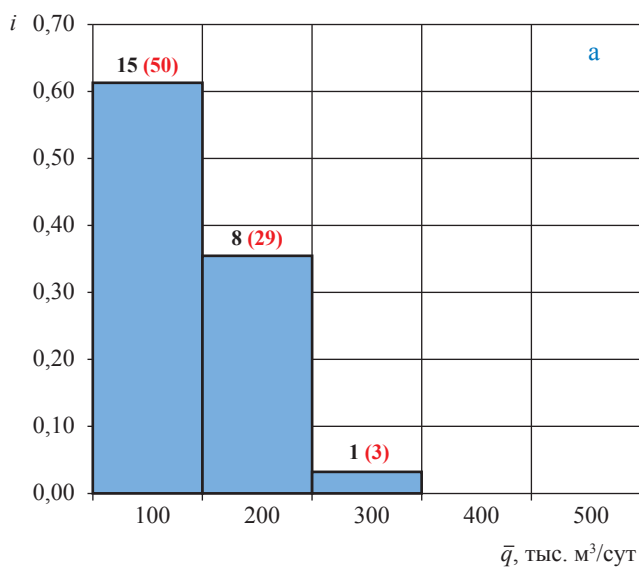


Рис. 6. Распределение дебитов хамакинского горизонта при депрессиях 1 МПа (а), 2 МПа (б) и 3 МПа (в)



скважин ботубинского горизонта, то для обеспечения проектного уровня добычи необходима депрессия 1,5–2,0 МПа. Однако характеристики хамакинского и талахского продуктивных горизонтов, содержащих более 2/3 запасов углеводородного сырья, существенно ниже характеристик ботубинского горизонта, поэтому возникнет необходимость поддерживать более высокие депрессии на основной группе скважин либо применять скважины с горизонтальным окончанием.

При определенных условиях определять добычные возможности по экспериментальным данным посредством уравнения притока газа к забою газовой скважины с использованием многозначных коэффициентов A и B сложно и неудобно. Для оценки продуктивности скважин при больших депрессиях рекомендуется использовать в качестве конечной точки значения абсолютно свободного дебита для построения графика зависимости дебита от депрессии $Q = f(\Delta P)$.

В ходе исследований рассчитаны зависимости и построены кривые по результатам обработки данных $Q \rightarrow f(\Delta P)$ по скважинам ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНКГМ. Рассчитаны средние дебиты скважин при различных депрессиях от минимальной до максимальной. Оценены депрессии, необходимые для получения заданных годовых уровней добычи при запланированных количествах добывающих скважин. Построены гистограммы распределения дебитов скважин ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов при различных депрессиях на пласт. Показано, что высокопродуктивные коллекторы более чувствительны к изменению депрессии.

Изложенные в статье положения основаны на результатах исследования вертикальных скважин, производительность горизонтальных скважин может быть существенно (1,7–2,5 раз) выше.

Рис. 7. Распределение дебитов талахского горизонта при депрессиях 1 МПа (а), 2 МПа (б) и 3 МПа (в)

Список литературы

1. Полянский А.П. Эксплуатация газовых скважин / А.П. Полянский, Ю.П. Коротаев. – М.: Гостехиздат, 1956. – 231 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин / под ред. Ю.П. Коротаева, Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1971. – 208 с.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
4. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
5. 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.
6. Р Газпром 086-2010. Инструкция по исследованию газовых и газоконденсатных скважин.
7. Лапшин В.И. Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установившемся режиме фильтрации) / В.И. Лапшин, И.И. Минаков, Д.П. Уваров // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 36–41.

УДК 622.276.6

**Д.В. Дикамов, А.А. Ротов, Д.В. Изюмченко, В.А. Истомина, А.В. Елистратов,
Т.В. Чельцова**

Влияние технических мероприятий по борьбе с накоплением жидкости в газосборных сетях на режимы эксплуатации скважин

Ключевые слова:
моделирование,
реконструкция,
накопление
жидкости,
газосборная сеть,
скважина.

Keywords:
modelling,
reconstruction,
fluid accumulation,
gas gathering
system,
well.

В настоящее время базовые месторождения в Надым-Пур-Тазовском регионе, обеспечивающие ПАО «Газпром» более 50 % добычи природного газа, находятся на стадии падающей добычи. Основные проблемы разработки газовых месторождений на этой стадии связаны с низким уровнем пластовых давлений и обводнением залежей, приводящим к снижению продуктивных характеристик добывающих скважин и их преждевременному выходу из эксплуатации. При этом на стадии падающей добычи значительный вклад в ограничение добычных возможностей как отдельных скважин, так и месторождения в целом вносят потери давления в наземном оборудовании газовых промыслов – системах сбора и подготовки газа.

Эксплуатация промысловых газосборных сетей (ГСС) на стадии падающей добычи сопровождается снижением давления, температуры и расходов газа в трубопроводах, увеличением содержания жидкости в составе транспортируемой продукции. Изменения условий эксплуатации способствуют накоплению жидкости в трубопроводах и возникновению целого ряда проблем:

- увеличению потерь давления в трубопроводах при транспортировке скважинной продукции на пункты сбора;
- возникновению пробковых режимов течения газожидкостных потоков в трубопроводах, приводящих к пульсациям давления и залповым выбросам жидкости в сепарационное оборудование установок комплексной подготовки газа (УКПГ);
- повышению риска образования льда и гидратов и тем самым увеличению удельного расхода ингибиторов.

Для повышения эффективности эксплуатации месторождений на стадиях падающей добычи разработаны и используются различные технические решения по реконструкции ГСС, направленные на снижение негативных факторов, связанных с накоплением жидкости. Обзор основных технических решений представлен в работе [1]. Учитывая высокую стоимость реконструкции ГСС, решения по применению соответствующих мероприятий целесообразно принимать на основе анализа технологической и экономической эффективности. Технологический эффект от применения технических решений может оцениваться по ряду показателей: увеличению добычи газа, сохранению фонда работающих скважин, уменьшению нагрузки на дожимные компрессорные станции, снижению расхода ингибиторов и т.д.

Проанализируем влияние технических решений по реконструкции ГСС на режимы работы добывающих скважин месторождения. В качестве объекта исследований будем рассматривать один из промыслов газового месторождения Надым-Пур-Тазовского региона, находящегося на стадии падающей добычи. Продукцией промысла является газ сеноманской залежи, содержание пластовой воды в продукции скважин находится на уровне $1\text{--}2\text{ г/м}^3$, пластовое давление в зоне дренирования скважин составляет $1,9\text{--}2,2\text{ МПа}$. На промысле применено кустовое расположение скважин (по 3–5 скважин в кусте), общий фонд составляет 61 скважину. Дебиты скважин варьируются в диапазоне $60\text{--}220\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, эксплуатация ряда скважин осложнена накоплением жидкости на забое.

ГСС организована преимущественно по лучевой схеме. Шлейфы диаметром 426 мм имеют протяженность от 0,8 до 6,0 км, характерные уклоны трасс шлейфов составляют $\pm 0,5^\circ$. Эксплуатация большинства шлейфов сопровождается накоплением жидкости в пониженных участках.

Элементы промышленных систем сбора и подготовки газа (пласт, скважины, ГСС, УКПГ, дожимная компрессорная станция) гидравлически связаны между собой. Поэтому для анализа влияния на работу скважин гидравлических потерь в ГСС необходимо использовать единую расчетную систему, объединяющую гидродинамические модели этих элементов. В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана модель совместной работы скважин и трубопроводов ГСС [2]. Модель позволяет определить термобарические и расходные параметры согласованного режима работы скважин, регулирующих устройств и трубопроводов газосборной сети с учетом их взаимного влияния как для газовых, так и для газожидкостных потоков. При описании работы системы сбора газа в условиях транспортировки газожидкостных смесей учтена возможность конденсации или испарения жидкой фазы в любом из ее элементов вследствие меняющихся термобарических условий. В качестве исходных данных для моделирования используются пластовые давления в зонах дренирования скважин, фильтрационные коэффициенты призабойных зон, коэффициенты гидравлического сопротивле-

ния стволов скважин, конструкционные параметры скважин и ГСС, состав продукции скважин, давление на выходе ГСС.

При расчете режимов работы скважины учитываются ограничения по максимальному и минимальному дебитам. Максимальный дебит ограничивается предельной допустимой депрессией на пласт в зоне скважины. Возникающая при этом разность давлений на устье скважины и на входе в шлейф ГСС компенсируется за счет введения устьевого штуцера. Ограничение по минимальному дебиту скважины обусловлено наличием жидкой фазы в составе добываемой продукции. При дебитах ниже определенного значения работа скважины становится неустойчивой: жидкость начинает стекать на забой, накапливается, и происходит самозадавливание скважины вследствие роста гидростатических потерь [3, 4]. Для определения критического дебита, разделяющего устойчивый и неустойчивый режимы работы скважин, в модели используется критерий Коулмэна [4]. Определение режимов работы трубопроводов ГСС проводится на основании методик расчета гидродинамики газожидкостных смесей [5, 6] с учетом теплообмена с окружающей средой.

С использованием данной модели выполнены расчеты добычных характеристик промысла. Под добычной характеристикой промысла понимается зависимость давления на выходе системы «пласт–скважины–ГСС» от отбора газа. Результаты расчетов добычной характеристики представлены на рис. 1. Расчеты

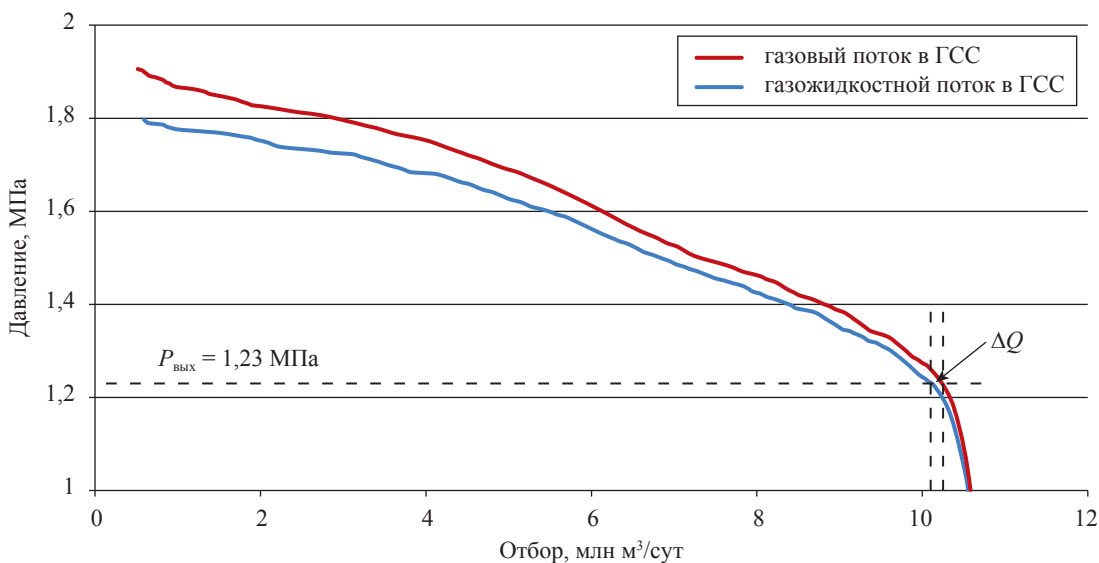


Рис. 1. Добычные характеристики газового промысла: $P_{\text{вых}}$ – давление выхода из системы сбора; ΔQ – изменение добычи по промыслу за счет удаления жидкости из ГСС

выполнены для двух вариантов эксплуатации газосборной сети: в условиях поступления пластовой воды в ГСС в количестве 1 г/м^3 (текущий режим эксплуатации) и в условиях ее отсутствия (режим эксплуатации после проведения реконструкции).

Результаты расчета показывают, что удаление жидкости из ГСС позволяет реализовать более высокие отборы газа при фиксированном уровне $P_{\text{вых}}$. При текущем значении $P_{\text{вых}} = 1,23 \text{ МПа}$ изменение добычи по промыслу за счет удаления жидкости из ГСС составляет $0,12 \text{ млн м}^3/\text{сут}$.

Анализируя полученные результаты расчета добычных характеристик, можно сделать вывод, что технологический эффект реконструкции сильно различается в зависимости от режима работы промысла. Чем ниже отбор по промыслу, тем больший эффект обеспечивается за счет удаления жидкости из ГСС.

Взаимосвязь технологического эффекта от удаления жидкости и режима эксплуатации системы является следствием различий потерь давления при движении газовых и газожидкостных потоков в трубопроводах. При низких значениях отборов газа в трубопроводах ГСС создаются условия для накопления жидкости. Накопление жидкости приводит к тому, что при движении газожидкостного потока возникают значительные гидростатические потери давления, которые при движении чисто газового потока пренебрежимо малы. Чем меньше

отборы газа, тем больше накопление жидкости и различия гидравлических потерь при движении газового и газожидкостного потоков. Увеличение потерь давления в ГСС, связанное с накоплением жидкости, приводит к необходимости поддерживать более высокие устьевые давления и, соответственно, снижать дебиты скважин для обеспечения заданного давления на выходе промысла.

Потери давления в ГСС при транспортировке газового и газожидкостного потоков, полученные в результате моделирования режима работы промысла для текущего значения $P_{\text{вых}}$, представлены в таблице.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что удаление жидкости, содержащейся в продукции скважин, при текущем режиме эксплуатации промысла позволяет снизить потери давления в трубопроводах ГСС на $0,002\text{--}0,076 \text{ МПа}$. Наиболее существенный эффект по снижению гидравлических потерь достигнут для шлейфов от кустов скважин 13, 14, 16.

Сопоставление дебитов скважин при удалении жидкости из газосборной сети, полученное в результате моделирования режима работы промысла для $P_{\text{вых}} = 1,23 \text{ МПа}$, представлено на рис. 2.

Результаты моделирования показали, что удаление жидкости из трубопроводов ГСС для $P_{\text{вых}} = 1,23 \text{ МПа}$ приводит к увеличению дебитов 30 из 61 скважины промысла. Отсутствие

Потери давления по шлейфам газосборной сети для газового и газожидкостного потоков

№ куста скважин	Перепад давления по шлейфу, МПа		Изменение перепада давления по шлейфу за счет удаления жидкости, МПа
	газожидкостной поток	газовый поток	
1	0,035	0,011	0,024
2	0,006	0,005	0,002
3	0,014	0,010	0,004
4	0,053	0,015	0,038
5	0,068	0,045	0,023
6	0,021	0,014	0,007
7	0,020	0,006	0,014
8	0,041	0,007	0,034
9	0,032	0,021	0,011
10	0,048	0,007	0,040
11	0,044	0,008	0,036
12	0,064	0,016	0,047
13	0,073	0,015	0,059
14	0,125	0,049	0,076
15	0,056	0,023	0,033
16	0,084	0,008	0,076

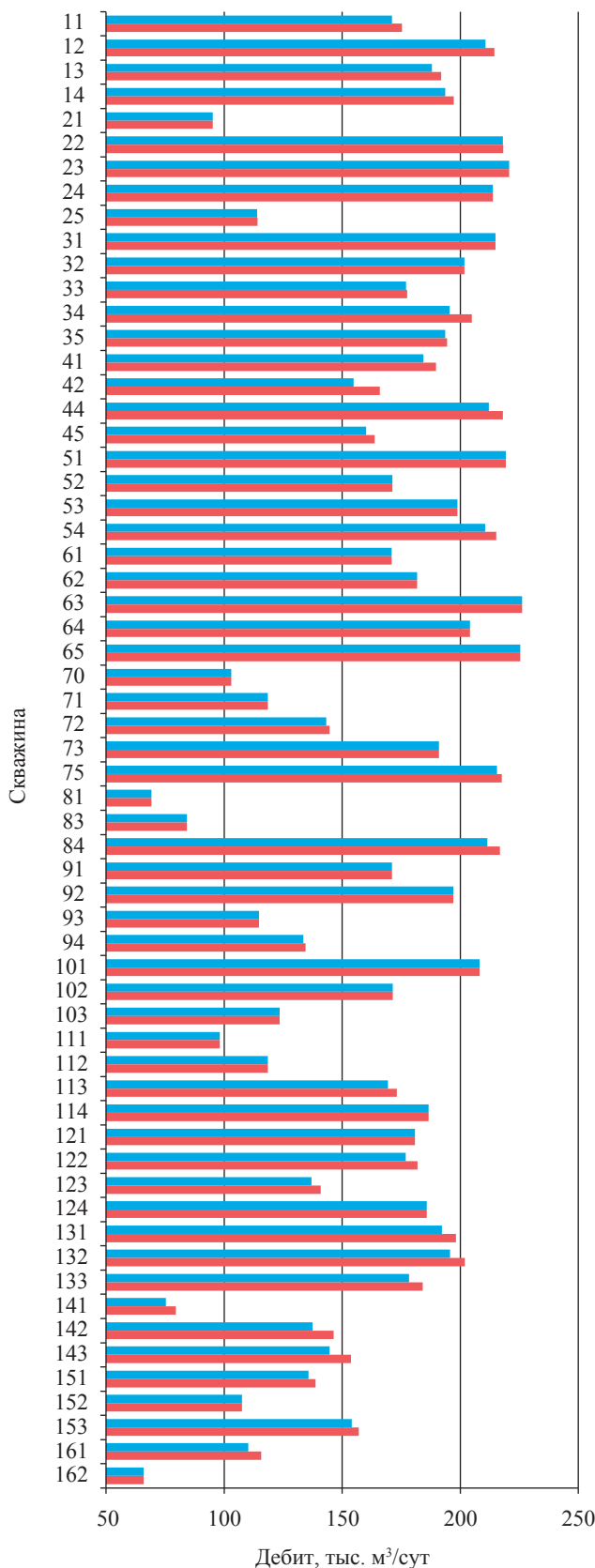
эффекта для 31 скважины является следствием ограничения дебита с целью соблюдения допустимого уровня депрессии на пласт. Для этих скважин уменьшение потерь давления в шлейфе, достигнутое за счет удаления жидкости, нивелируется дросселированием потока на устьевых штуцерах.

Увеличение дебитов скважин, работающих без необходимости дросселирования на устье, составило 0,1–11,1 тыс. м³/сут. Относительно низкое изменение дебитов связано с тем, что в рассмотренном примере общий перепад давления в системе «пласт–скважина–ГСС» находится на уровне 0,77 МПа, а снижение потерь давления в ГСС за счет удаления жидкости в среднем составляет 0,03 МПа, т.е. относительное изменение перепада давления по всей системе составляет не более 4 %.

Результаты моделирования позволяют сделать вывод о том, что с точки зрения режимов работы скважин технологический эффект реконструкции определяется не только характеристиками газового промысла, но и режимом его эксплуатации. При высоких (близких к предельным добычным возможностям) отборах газа по промыслу возникает необходимость принудительного ограничения дебитов значительного количества скважин для поддержания допустимого уровня депрессии на пласт. В качестве иллюстрации на рис. 3 приведено изменение количества скважин, работающих с принудительным ограничением дебита, в зависимости от отбора газа по промыслу.

При отборах газа по промыслу ниже 10 млн м³/сут реконструкция ГСС позволяет повлиять на дебиты всех (61 ед.) скважин промысла. При отборе 10 млн м³/сут количество таких скважин составит уже 51 ед. и будет сокращаться по мере увеличения отбора. Для текущего режима эксплуатации (добыча газа на уровне 10,3 млн м³/сут) уменьшение потерь давления в ГСС, как было показано, повлияет на работу только 30 скважин. Таким образом, при эксплуатации промысла в условиях высоких отборов газа технические решения по удалению жидкости из ГСС малоэффективны с точки зрения повышения дебитов скважин.

Изменение эффективности мероприятий по реконструкции ГСС в зависимости от режима эксплуатации промысла также может быть проанализировано с точки зрения сохранения фонда работающих скважин. При низких отборах газа по промыслу и, соответственно, низких



■ газовый поток в ГСС ■ газо-жидкостной поток в ГСС

Рис. 2. Сопоставление дебитов скважин при газовом и газо-жидкостном потоках в ГСС

скважинных дебитах ухудшаются условия выноса жидкости с забоев скважин. Это приводит к остановке скважин вследствие «самозадавливания» и выходу их из эксплуатации или же необходимости проведения мероприятий по ремонту (см. рис. 3). Уменьшение потерь давления в ГСС способствует снижению количества скважин, остановленных из-за «самозадавливания». На рис. 4 сопоставлены результаты расчета количества скважин, остановлен-

ных вследствие «самозадавливания» при наличии жидкости в составе транспортируемой ГСС продукции (см. газожидкостный поток в ГСС) и при ее удалении за счет проведения мероприятий по реконструкции (см. газовый поток в ГСС).

Согласно полученным результатам применение технических решений по удалению жидкости из трубопроводов ГСС в рассматриваемом примере позволяет вернуть в эксплуата-



Рис. 3. Особенности эксплуатации фонда скважин при различных уровнях отбора газа по промыслу

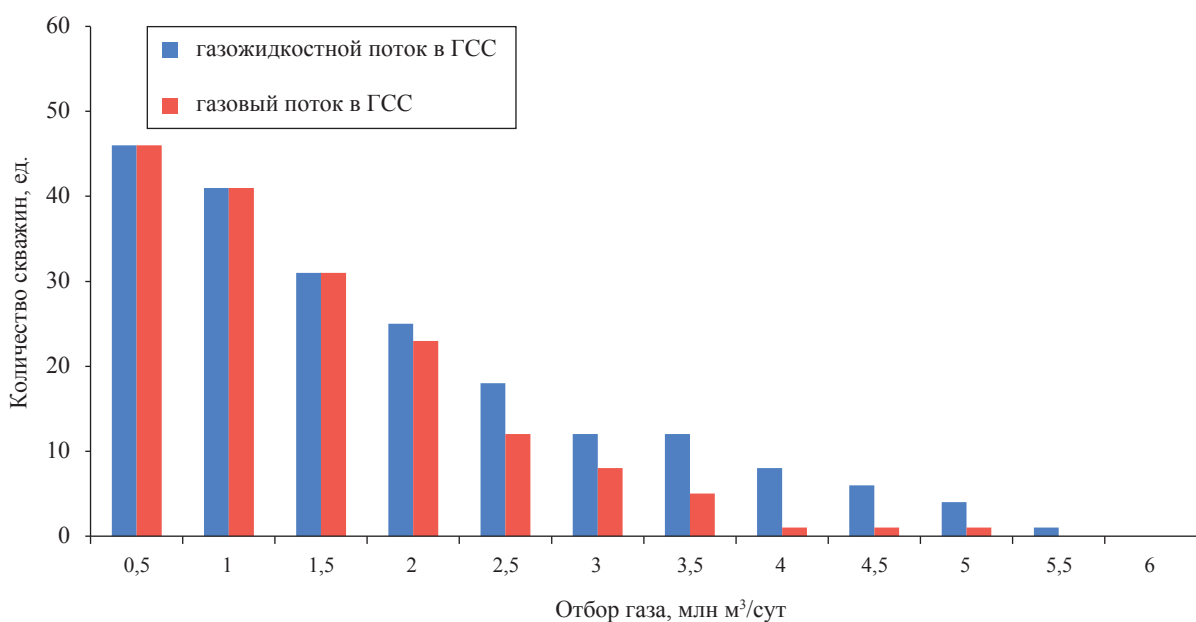


Рис. 4. Влияние мероприятий по удалению жидкости из трубопроводов ГСС на количество скважин, остановленных в результате «самозадавливания», при различных отборах газа

цию до 7 остановившихся скважин, что составляет 12 % общего фонда. Вместе с тем эффект от реконструкции ГСС наблюдается лишь в диапазоне отборов газа 2,0–5,5 млн м³/сут. При более высоких значениях отбора газа «самозадавливания» скважин не наблюдается, при более низких значениях отбора реконструкция ГСС не позволяет обеспечить условия выноса жидкости с забоев скважин.

Таким образом, проведенные расчетно-методические исследования показывают, что гидравлические потери в газосборных сетях, обусловленные накоплением в них жидкости, на завершающих стадиях разработки существенно влияют на режимы работы газовых скважин. Удаление жидкости из трубопроводов газосборных сетей или снижение ее накопления за счет мероприятий по реконструкции способствует увеличению дебитов скважин при сохранении давления на выходе системы сбора газа и уменьшению остановок скважин в результате «самозадавливания». Важно отметить, что основную роль в этом играют не сами

по себе потери давления в трубопроводах, а их вклад в суммарные потери давления от пласта до входа УКПГ, т.е. по всей цепочке «пласт–скважина–ГСС». Этот вклад определяется не только конструкционными и эксплуатационными характеристиками системы, но и режимами ее эксплуатации.

Практическая реализация технических решений по борьбе с накоплением жидкости в промысловых газосборных сетях является одним из важных направлений оптимизации процесса добычи газа. Однако технологический эффект от их применения может изменяться в широком диапазоне в зависимости от стадии разработки месторождения, конструкции и эксплуатационных характеристик промышленного оборудования. Учитывая высокую стоимость реализации решений, выбор технического решения необходимо проводить на основе анализа его технико-экономической эффективности с учетом состояния разработки, конструктивных и эксплуатационных характеристик промысловых систем сбора и подготовки газа на месторождении.

Список литературы

1. Ротов А.А. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомина и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 109–115.
2. Ротов А.А. Моделирование режимов работы газового промысла как единой термодинамической системы / А.А. Ротов, А.В. Трифонов, В.А. Сулейманов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 10. – С. 46–49.
3. Бузинов С.Н. Обоснование технологического режима работы газовых скважин на основе современных экспериментальных исследований / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Территория нефтегаз. – 2013. – № 4. – С. 38–41.
4. Ли Дж. Эксплуатация обводняющихся скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. – М.: Премиум Инжиниринг, 2008. – 361 с.
5. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 240 с.
6. Ротов А.А. Совершенствование гидродинамического моделирования промысловых газосборных сетей, транспортирующих газожидкостные смеси: автореф. дисс. ... канд. тех. наук / А.А. Ротов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 26 с.

УДК 532.5.013.2 + 533.6.011.1 + 622.279

О.В. Николаев, В.А. Соколов

Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость

Ключевые слова: эксплуатация газовых скважин, технологические параметры, модифицированный параметр Фруда, численная модель, аналитическая модель.

Keywords: gas wells operation, technological parameters, modified Froude parameter, numerical model, analytical model.

В практике расчетов режимов эксплуатации газовых скважин широкое распространение получила формула Г.А. Адамова, связывающая простыми аналитическими соотношениями, не требующими применения численных методов, забойное и устьевое давления при известном дебите газа [1]. Однако при наличии в продукции жидкости в лифтовых трубах формируются сложные газожидкостные структуры, влияющие на потери давления. В этих условиях существенное значение с точки зрения устойчивости эксплуатации скважин приобретает такой новый параметр, как минимальный дебит. В данном случае прогнозирование технологических режимов скважин по соотношениям для однофазных потоков может приводить к значительным погрешностям и, как следствие, к ошибочным технологическим решениям, снижающим эффективность эксплуатационных систем.

В статье [2] приведены соотношения для расчета значений минимального дебита газа, а также дифференциальные зависимости для расчета потерь давления в восходящем газожидкостном потоке, полученные на основе экспериментальных исследований. Для вычисления интегральной величины потерь давления в работающей скважине по этим зависимостям предлагалось проводить численное интегрирование. В настоящей работе приводятся дифференциальное уравнение устойчивого восходящего газожидкостного потока, составленное по результатам экспериментов, его аналитическое решение и пример расчета в сопоставлении с промысловыми данными.

Как показали результаты экспериментальных исследований газожидкостных потоков в трубах диаметром 62, 76, 100 и 150 мм в диапазоне давлений 1–30 ат при расходах жидкости 2–500 л/ч, перепад давления в вертикальном потоке описывается выражением [3]

$$\frac{dP}{dL} = \rho_r g + \frac{\lambda}{2} \frac{\rho_r v_r^2}{D} + \Delta i \rho_{ж} g, \quad (1)$$

где Δi – безразмерная добавка к градиенту давления, идущая на преодоление дополнительного сопротивления, возникающего из-за наличия жидкости в потоке; остальные обозначения традиционны (P – давление абсолютное; L – длина трубы, D – внутренний диаметр трубы; g – ускорение свободного падения; ρ_r и $\rho_{ж}$ – плотности газа и жидкости соответственно; λ – коэффициент сопротивления трения; v_r – скорость газа). Для случая однофазного газового потока $\Delta i = 0$ и интегрирование уравнения (1) при определенных допущениях, касающихся использования средних величин температуры T и коэффициента сжимаемости газа Z в стволе скважины, приводит к известной формуле Г.А. Адамова [1]. Однако при наличии в (1) ненулевого 3-го слагаемого результат интегрирования будет другим в зависимости от свойств дополнительного члена Δi . Определим эти свойства на основе результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков.

Схема экспериментов приведена на рис. 1. Импульсная линия «1–3–4–2» в процессе экспериментов заполнена газом, для чего в точках 1 и 2 установлены разделители-сепараторы (на схеме не обозначены), исключающие поступление жидкости в импульсную линию из газожидкостного потока. В процессе исследований мембранным дифманометром измерялся перепад давления ΔP между точками 3 и 4

измерительной схемы, который для неподвижного столба газа в исследуемой трубе равен 0, а при возникновении движения – потерям давления на трение. Перепад давления на концах трубы, т.е. между точками 1 и 2, больше измеренных потерь давления на величину $\rho_{г.ср}gL$, где $\rho_{г.ср}$ – средняя плотность газа, определяемую весом столба газа между точками 1 и 2.

Типичная зависимость между потерями давления на трение и расходной характеристикой газа при фиксированном расходе жидкости в вертикальном газожидкостном потоке, построенная по результатам экспериментального исследования движения водовоздушных смесей в трубе диаметром 62 мм при давлениях 0,5, 1,0 и 1,5 МПа и $q_{ж} = 210$ л/ч, представлена на рис. 2. На рисунке по оси абсцисс отложена величина модифицированного параметра Фруда, характеризующего кинематические свойства потока:

$$Fr^* = \frac{\rho_{г} v_r^2}{\rho_{ж} gD}, \quad (2)$$

по оси ординат – потери давления на трение в безразмерном виде, характеризующие динамические свойства потока:

$$i = \frac{dP}{dL} \frac{1}{\rho_{ж} g}. \quad (3)$$

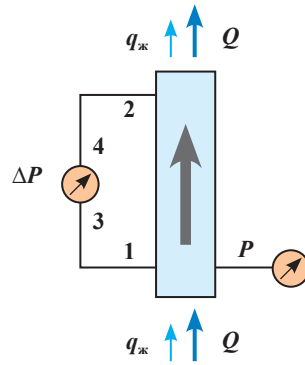


Рис. 1. Схема измерения ΔP газожидкостного потока: заданы параметры D, L, P, Q – объемный расход газа, $q_{ж}$ – расход жидкости

Проанализировав приведенный графический пример, можно сделать два существенных для построения расчетной модели вывода, которые подтверждаются всей совокупностью полученных к настоящему времени экспериментальных данных для вертикальных газожидкостных потоков. Во-первых, правая ветвь характеристики газожидкостного потока в этих координатах не зависит от давления. Во-вторых, величина дополнительных потерь давления Δi зависит не от давления и расхода газа, а только от расхода жидкости и диаметра трубы, что выражается прямолинейностью

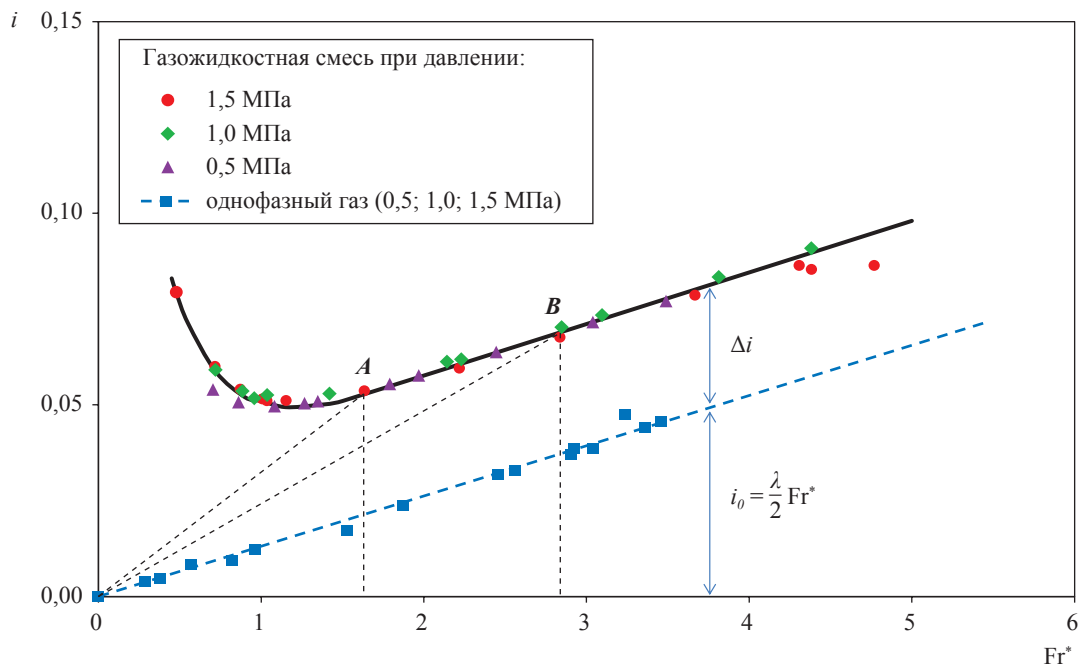


Рис. 2. Экспериментальная зависимость $i = i(Fr^*)$ в вертикальной трубе диаметром 62 мм при расходе жидкости 210 л/ч

правой ветви экспериментальной кривой и ее параллельностью характеристике однофазного газового потока, описываемой известным уравнением Дарси–Вейсбаха.

Отмеченные особенности позволяют записать соотношение для правой ветви характеристики вертикального газожидкостного потока в виде

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + \Delta i. \quad (4)$$

В работе [3] приведено эмпирическое выражение для расчета дополнительных потерь давления:

$$\Delta i = k_1 \left(\frac{q_{ж}}{D^4} \right)^{2/3}, \quad (5)$$

где k_1 – эмпирическая константа; D выражен в сантиметрах. Для получения полной величины потерь давления в вертикальной трубе к правой и левой частям уравнения (4) необходимо добавить весовую составляющую газа, в результате чего сформируется соотношение (1).

Отметим, что все существующие в настоящее время формулы для расчета вертикальных газожидкостных потоков так или иначе основаны на использовании квазигомогенной модели [4]

$$\frac{dP}{dL} = \rho_{см} g + \frac{\lambda_{см}}{2} \frac{\rho_{см} u_{см}^2}{D}, \quad (6)$$

где u – расход смеси в рабочих условиях, приведенный к единице площади поперечного сечения трубы. В модели (6) величинами с индексом «см» обозначены псевдопараметры динамической газожидкостной смеси, принимаемой за гомогенную среду, рассчитываемые с помощью тех или иных математических манипуляций над параметрами реальных флюидов, участвующих в рассматриваемом процессе как компоненты смеси.

Помимо основных причин возникновения неточностей при использовании квазигомогенной модели, перечисленных в [3], обратим внимание на дополнительные сложности, возникающие в результате определения параметра гидродинамического сопротивления для двухфазного потока $\lambda_{см}$ через соотношение (6). Согласно рис. 2, например, в режимах газожидкостного потока, обозначенных точками A и B , величины $\lambda_{см}$, пропорциональные тангенсам углов наклона прямых AO и BO , различаются между собой и отличаются от величины гидро-

динамического сопротивления для однофазного потока, пропорционального тангенсу угла наклона прямой для газа. Таким образом, при использовании квазигомогенной модели (6) необходимо дополнительное определение зависимости величины $\lambda_{см}$ от кинематических параметров процесса течения газожидкостной смеси, что требует дополнительных гипотез и экспериментальных исследований. В практике расчетов газожидкостных потоков многие авторы придерживались предположения, что величину гидродинамического сопротивления в газожидкостном потоке можно определить по известным соотношениям $\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$, где Re – критерий Рейнольдса, а в качестве величины абсолютной шероховатости ε используется толщина пленки жидкости [4].

Предлагаемая в настоящей работе модель (1) отличается от традиционно используемой квазигомогенной модели (6) следующими особенностями:

1) первые два члена определяются параметрами газовой составляющей потока и не зависят от свойств и расхода жидкости;

2) влияние жидкости учитывается новым членом Δi , который зависит от расхода жидкости и диаметра трубы и не зависит от параметров газового потока.

В большинстве практических случаев расход жидкости $q_{ж}$ связан с дебитом скважины через водогазовый (жидкостной, если жидкость – конденсат) фактор W , измеряемый $см^3/м^3$ или л/(тыс. $м^3$):

$$q_{ж} = \frac{QW}{24},$$

откуда следует

$$\Delta i = k \frac{(QW)^{2/3}}{D}. \quad (7)$$

Значения коэффициента k для жидкостей, наиболее часто присутствующих в продукции газовых скважин, приведены в табл. 1, где величина k для конденсационной воды соответствует полученным в экспериментах данным, а величины k для остальных жидкостей получены исходя из теории подобия и размерностей [3].

Отметим, что в случае газоконденсатных скважин жидкостной фактор не является общепринятым конденсатогазовым фактором (КГФ), а определяется расходным соотношением жидкой фазы в стволе скважины.

Таблица 1

Значения коэффициента k для различных жидкостей

Жидкость	Плотность, кг/м ³	Коэффициент поверхностного натяжения, Н/м	k
Конденсационная вода	1000	0,072	1,09
Пластовая вода	1200	0,056	0,87
Углеводородный конденсат	760	0,020	0,66

Эту величину на промысле измерить достаточно сложно, однако ее можно рассчитать по кривой контактной конденсации для добываемого газа конкретного состава.

Для вывода аналитической расчетной модели необходимо проинтегрировать выражение (1) с учетом знака градиента давления. При дальнейших выкладках примем следующие основные соотношения и допущения.

Уравнение состояния для реального газа

$$\rho_r = P \left(\frac{\rho_{ст} T_{ст}}{Z_{cp} T_{cp} P_{ст}} \right), \tag{8}$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа в стандартных условиях; $T_{ст}$ – температура стандартная; Z_{cp} – среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа в скважине; T_{cp} – среднее значение температуры газа в скважине; $P_{ст}$ – давление стандартное.

Уравнение для расчета скорости газа

$$v_r = \frac{1}{P} \left(\frac{v_{ст} P_{ст} Z_{cp} T_{cp}}{T_{ст}} \right), \tag{9}$$

где $v_{ст}$ – скорость газа в стандартных условиях.

Уравнение неразрывности потока газа $M = v_r \omega \rho_r = \text{const}$, где $\omega = \pi D^2/4$ – площадь поперечного (живого) сечения трубы. Его следствие (при $\omega = \text{const}$): $\rho_r v_r = \rho_{ст} v_{ст} = \text{const}$ при стационарном режиме.

Дополнительный безразмерный градиент давления Δi , возникающий за счет присутствия жидкости в потоке, определяется в соответствии с экспериментальными данными соотношениями (5) или (7).

В соотношениях (8) и (9) фигурируют средние значения температуры и коэффициента сверхсжимаемости газа в скважине, поскольку такое приближение дает возможность интегрировать исходное выражение (1) подобно тому, как это было сделано Г.А. Адамовым для случая однофазного газа [1].

На основе изложенного уравнение (1) можно записать в следующем виде:

$$-\frac{1}{\rho_b g} \frac{dP}{dy} = \frac{1}{\rho_b} \left(\frac{\rho_{ст} T_{ст}}{Z_{cp} T_{cp} P_{ст}} \right) P + \left(\frac{\lambda}{2 \rho_b g D} \right) \left(\frac{v_{ст} P_{ст} Z_{cp} T_{cp}}{T_{ст}} \right) \frac{1}{P} + \Delta i, \tag{10}$$

из которого после введения обозначений для появившихся постоянных комплексов

$$a = \frac{1}{\rho_b} \left(\frac{\rho_{ст} T_{ст}}{Z_{cp} T_{cp} P_{ст}} \right); \tag{11}$$

$$c = \frac{\lambda}{2 \rho_b g D} \frac{v_{ст} P_{ст} Z_{cp} T_{cp}}{T_{ст}}; \tag{12}$$

$$b = \Delta i \tag{13}$$

получим обыкновенное дифференциальное уравнение (ОДУ)

$$-\frac{1}{\rho_b g} \frac{dP}{dy} = aP + c \frac{1}{P} + b.$$

Умножив и разделив правую часть последнего ОДУ на P , разделяя переменные и интегрируя от забойного давления ($P_{\text{заб}}$) до устьевое давления ($P_{\text{уст}}$) (по ходу движения потока), получим:

$$-\int_{P_{\text{заб}}}^{P_{\text{уст}}} \frac{PdP}{aP^2 + bP + c} = \rho_{\text{в}} g \int_0^L dy = \rho_{\text{в}} gL, \quad (14)$$

где L – глубина скважины (по стволу).

Интегрирование левой части выражения (14) [5, с. 36] приводит к уравнению

$$\ln \left(\frac{aP_{\text{заб}}^2 + bP_{\text{заб}} + c}{aP_{\text{уст}}^2 + bP_{\text{уст}} + c} \right) + \frac{2b}{\sqrt{4ac - b^2}} \left[\arctg \left(\frac{2aP_{\text{уст}} + b}{\sqrt{4ac - b^2}} \right) - \arctg \left(\frac{2aP_{\text{заб}} + b}{\sqrt{4ac - b^2}} \right) \right] = 2a\rho_{\text{в}}gL, \quad (15)$$

которое представляет собой искомое аналитическое выражение. Отметим, что уравнение (15), во-первых, трансцендентно и, во-вторых, справедливо при $4ac > b^2$. Все три слагаемых в (15) безразмерны. Анализ уравнения (15) показывает, что второе слагаемое левой части, представляющее собой сложный комплекс параметров, составляет около 5 % общей величины левой части уравнения. Его неучет может привести к занижению расчетной величины давления приблизительно на 2 %, поэтому, к сожалению, формулу (15) нельзя упростить путем пренебрежения этим слагаемым. Решение уравнения (расчет забойного давления при заданном устьевом или устьевое при заданном забойном) находится методом подбора. Естественно, при $b = \Delta i = 0$ (случай однофазного газа) формула (15) автоматически переходит в формулу Г.А. Адамова.

Рассмотрим применение аналитической модели (15) к расчету потерь давления в скважине, продукция которой содержит жидкость. Для расчетного примера воспользуемся результатами газодинамических исследований вертикальной скв. 21701 Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ), проведенных в 2010 г. на 5 стационарных режимах (табл. 2).

Пластовое давление на глубине 3049 м равнялось 16,2 МПа. Скважина работала по насосно-компрессорным трубам (НКТ, внутренний диаметр 76 мм, глубина башмака – 3114,7 м). Продуктивная характеристика (коэффициенты фильтрационных сопротивлений) составила: $a = 0,703 \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3$, $b = 8,00 \cdot 10^{-6} \text{ (МПа} \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3)^2$. По результатам промысловых газоконденсатных исследований содержание конденсата ($\text{г} / \text{м}^3$) в пластовом газе составило на 1 м^3 газа: сепарации – 59,7; пластового – 58,8; «сухого» – 59,6. Плотность стабильного конденсата при 20 °С равна 734 $\text{кг} / \text{м}^3$. Глубинными замерами пластового и забойного давлений столб жидкости не выражался.

На рис. 3 представлены результаты замеров и расчетов устьевых и забойных давлений по разным методикам. Согласно показанным графикам расчет по формуле Г.А. Адамова дает несколько завышенные значения устьевых давлений, поскольку не учитывает дополнительных потерь давления, связанных с наличием жидкости

Таблица 2

Результаты газодинамических исследований скв. 21701 Ямбургского ГКМ на стационарных режимах фильтрации (2010 г.)

Режим	Параметры на устье			Параметры на забое		Дебит газоконденсатной смеси, тыс. $\text{м}^3 / \text{сут}$	Дебит воды, $\text{м}^3 / \text{сут}$
	буферное давление, МПа	давление в затрубном пространстве, МПа	температура, °С	давление забойное, МПа	температура, °С		
1	7,80	7,64	28,0	11,10	73,1	192,8	1,0
2	8,17	7,80	28,0	11,38	73,0	180,6	
3	8,76	7,99	27,0	11,82	72,9	158,5	
4	9,30	8,14	26,1	12,39	73,3	141,3	
5	7,62	7,73	29,8	10,79	73,2	197,1	

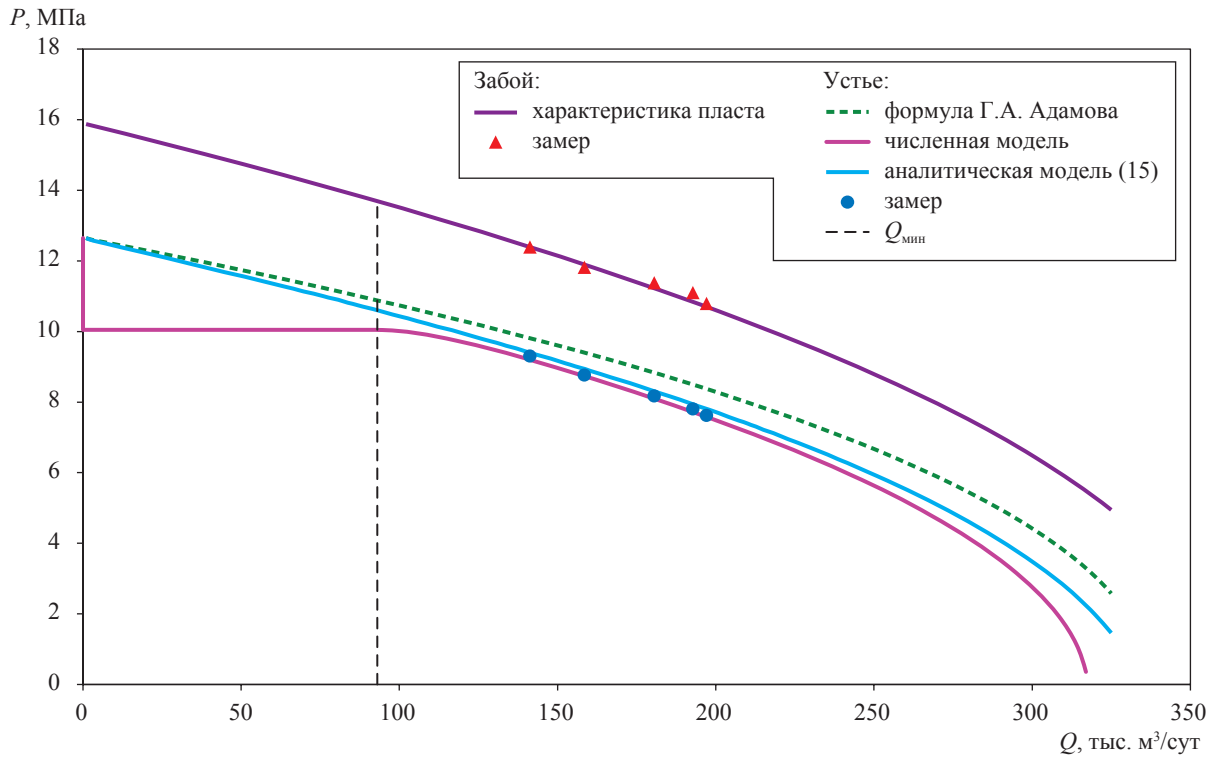


Рис. 3. Сравнение результатов расчетов устьевых давлений с промысловыми замерами

в потоке. Предлагаемая аналитическая модель (15) и численная модель, разработанная на основе результатов экспериментов в трубах промыслового сортамента [6], дают хорошо совпадающие с результатами замеров значения устьевых давлений. Величина минимального дебита при этом может быть рассчитана

по аналитическому соотношению, приведенному в работе [2].

На рис. 4 представлены зависимости потерь давления в лифтовой колонне от дебита скважины. Видно, что игнорирование жидкости в продукции скважины (в случае расчета по модели Г.А. Адамова для однофазного газа)

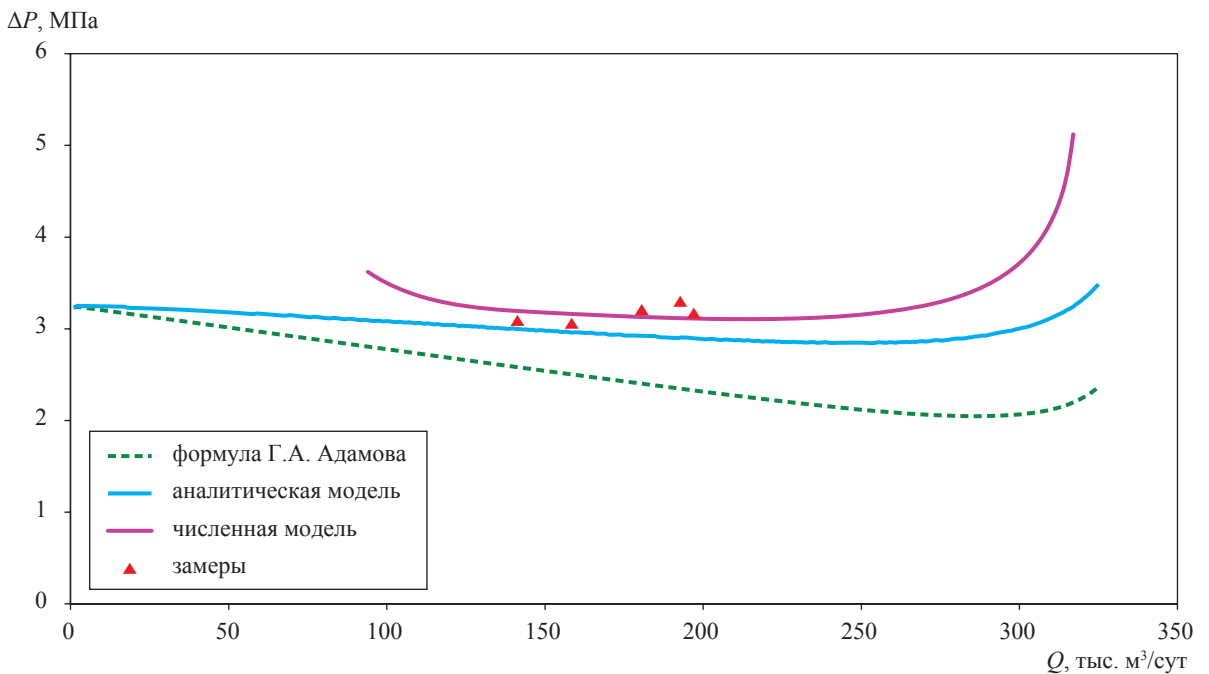


Рис. 4. Сравнение фактических и расчетных значений потерь давления в лифтовой колонне

приводит к заниженным значениям потерь давления в стволе скважины. Численная и аналитическая модели дают результаты, близкие к промысловым замерам.

Таким образом, полученное аналитическое соотношение (15), представляющее собой зависимость между $P_{\text{заб}}$ и $P_{\text{уст}}$ при известных дебитах газа и жидкости, является аналогом формулы А.Г. Адамова для практически важных случаев, когда продукция скважин содержит жидкую фазу, оказывающую влияние на потери давления в стволе. Это соотношение

позволяет прогнозировать режимы работы газовых скважин с водопроявлениями или рассчитывать величину $P_{\text{заб}}$ по результатам замеров устьевых параметров в ходе гидродинамических исследований.

Формула (15) может быть обобщена для случая наклонных скважин.

Чтобы получить замкнутую систему уравнений для реализации полностью аналитического расчета технологического режима, достаточно вместе с полученным выражением (15) учесть уравнение притока газа к скважине.

Список литературы

1. 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.
2. Николаев О.В. О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду / О.В. Николаев, П.А. Моисейкин, И.В. Стоноженко и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 42–46.
3. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.
4. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах: пер. с англ. / Дж.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
5. Двайт Г.Б. Таблицы интегралов и другие математические формулы / Г.Б. Двайт. – М: Наука, 1973. – 228 с.
6. Бузинов С.Н. Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах / С.Н. Бузинов, С.А. Бородин, В.М. Пищухин и др. // Георесурсы. – 2010. – № 4. – С. 55–58.

УДК 622.276.5.001.42+004.94

**Д.В. Изюмченко, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов, В.А. Сулейманов, О.В. Бузинова,
О.В. Николаев**

Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков и расчетов по программе OLGA

В настоящее время в связи с переходом базовых месторождений ПАО «Газпром» в позднюю стадию разработки возрастает значение методов расчета параметров эксплуатации скважин, учитывающих наличие жидкости в продукции. Эти методы разделяются на две обширные группы, каждая из которых в свою очередь включает в себя различные подходы к решению задачи.

К первой группе можно отнести методы расчета минимального дебита устойчивой работы скважин, основанные на анализе физических условий возникновения определенного явления в газожидкостном потоке, предположительно связанного с изменением режима потока и формированием его неустойчивости. К таким явлениям относятся: движение капель жидкости, диспергированных в газовом ядре потока; смена направления течения пленки жидкости на внутренней стенке трубы; возникновение неустойчивых волн на поверхности пленки жидкости и т.д. В результате соответствующего анализа разными авторами выведен ряд соотношений для определения минимальной скорости газа, обеспечивающей вынос жидкости в вертикальном потоке: формулы С.С. Кутателадзе (1957), А.А. Точигина (1968), Р.Дж. Тернера (1971), А.П. Власенко (1972), Н.В. Долгушина (1991), Ю.Н. Васильева (2005) и др. [1]. Отличают эти методы невысокая точность определения минимального дебита вследствие чрезвычайной сложности динамических процессов в двухфазных средах и, как результат, неизбежности принятия ряда допущений, а также отсутствие возможности расчета потерь давления в газожидкостном потоке. Их несомненным достоинством являются простота использования математических соотношений и методический характер подхода к решению задачи.

Ко второй группе можно отнести методы, основанные на расчете зависимости потерь давления в газожидкостном потоке от расходных параметров. Среди преимуществ этой группы методов, во-первых, принципиальная возможность достижения значительно более высокой точности определения минимального дебита по сравнению с методами первой группы и, во-вторых, возможность определения величины потерь давления во всем диапазоне параметров устойчивой работы скважины. Однако качество полученных результатов в данном случае существенно зависит от степени применимости используемых расчетных соотношений в конкретных физических условиях. Большинство методов этой группы основано на экспериментальных данных, полученных в определенном ограниченном диапазоне физических параметров, а перенос полученных таким образом закономерностей на другие диапазоны параметров приводит, как показывает практика, к существенным погрешностям. К методам второй группы можно отнести эмпирические корреляции Х. Данса и Н. Роса (1963), А. Хэйдждорна и К. Брауна (1965), Х. Мукерджи и Дж. Брилла (1973), Х. Грэй (1999) и др. [2].

Особое место среди методов второй группы занимают расчетные соотношения, «зашитые» в коммерческие программные продукты и не доступные пользователю для анализа. В отечественной практике наибольшее распространение получили такие зарубежные программы, как OLGA [3], TACITE [4], PIPESIM [5] и др.

Ключевые слова:

поздняя стадия разработки, эксплуатация скважин, газожидкостной поток, эксперимент, программный комплекс OLGA, корреляция, метод расчета.

Keywords:

late stage of development, wells' operation, gas-liquid flow, experiment, OLGA program complex, correlation, calculation method.

В настоящее время считается, что наиболее точные результаты при расчетах газожидкостных потоков в трубах можно получить при использовании программного комплекса OLGA, поэтому большой практический интерес представляет сравнение полученных в последние годы в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на специализированном оборудовании экспериментальных данных с расчетами по этой программе. Предварительно необходимо отметить следующее. Характерной особенностью рассматриваемых экспериментов является то, что они проводились с ориентацией на условия поздней стадии разработки западно-сибирских месторождений, отличающихся сочетанием малых расходных содержаний жидкости в продукции скважин с большими диаметрами лифтовых труб. В то же время пользователям программы OLGA недоступны сведения по использованным в программе корреляциям и условиям эксплуатации скважин, для которых эти корреляции были получены. Тем не менее еще до проведения сравнения можно предположить, что условия эксплуатации скважин сеноманских залежей для создателей программы интереса не представляли, поскольку являются достаточно специфическими и имеют место исключительно на отечественных месторождениях.

Итак, сравним полученные на стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» экспериментальные результаты исследования газожидкостных потоков с расчетами, выполненными программными средствами OLGA (рис. 1–5). Эксперименты проводились на вертикальных трубах длиной $L = 30$ м промыслового сортамента с вну-

тренными диаметрами (d , мм) 62 (см. рис. 1), 76 (см. рис. 2, 3), 100 (см. рис. 4), 150 (см. рис. 5), которые применяются в практике эксплуатации отечественных месторождений [6]. В качестве газа использовался воздух, в качестве жидкости – вода. При проведении сравнительных расчетов использовалась версия 6 программы OLGA (2008 г.) [3]. Сравнение будем проводить в координатах $i(\text{Fr}^*)$ [6], где i – безразмерная величина потерь давления на трение:

$$i = \frac{\Delta p_{\text{тр}}}{\rho_{\text{ж}} g L}, \quad (1)$$

Fr^* – модифицированный параметр Фруда:

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

здесь $\Delta p_{\text{тр}}$ – потери давления на трение; $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – плотности жидкости и газа соответственно; g – ускорение свободного падения; u – расход газа в рабочих условиях, приведенный к единице площади поперечного сечения трубы.

На рис. 1 показана экспериментальная зависимость $i(\text{Fr}^*)$, полученная применительно к трубе диаметром 62 мм. Там же отображены результаты расчетов по программе OLGA, а также данные расчета согласно модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ», разработанной на основе экспериментальных данных. Анализ рисунка показывает, что результаты эксперимента практически идеально совпадают с расчетными данными, полученными с использованием программы OLGA.

Правые ветви графиков на рис. 2, т.е. условия устойчивой работы газожидкостного подь-

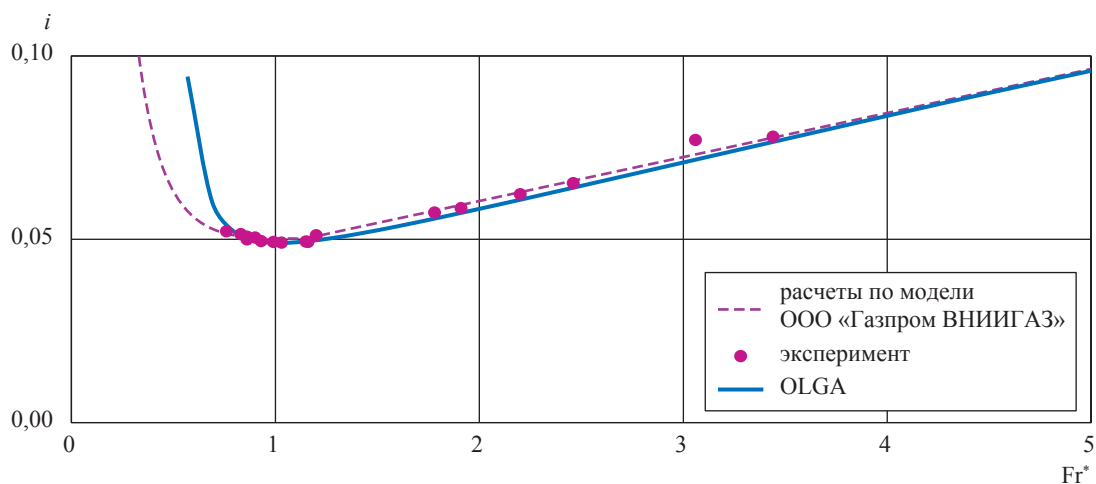


Рис. 1. Зависимость потерь давления на трение от Fr^* в трубе при $d = 62$ мм, давлении 0,6 МПа и расходе жидкости $q_{\text{ж}} = 210$ л/ч

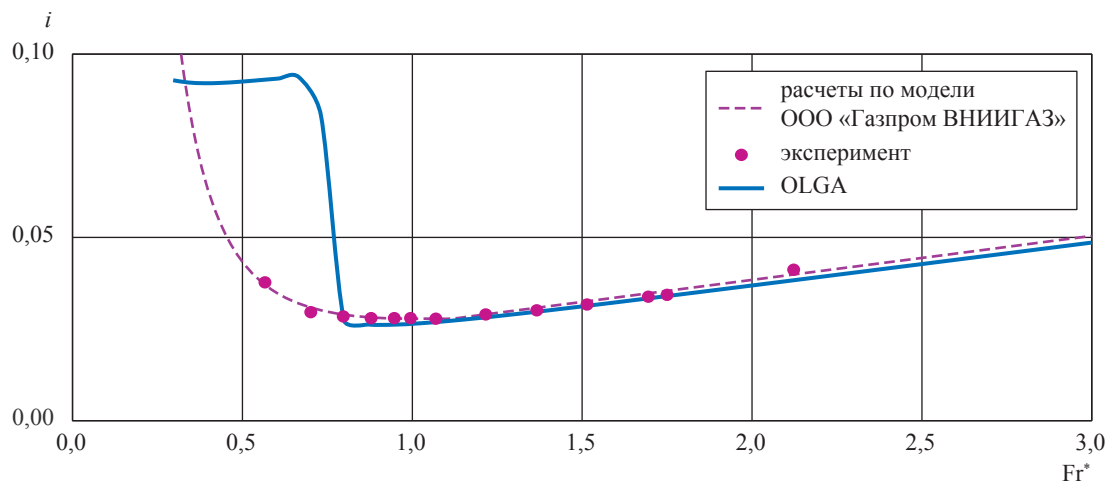


Рис. 2. Зависимость потерь давления от Fr^* в трубе при $d = 76$ мм, давлении 1,5 МПа и $q_{ж} = 115$ л/ч

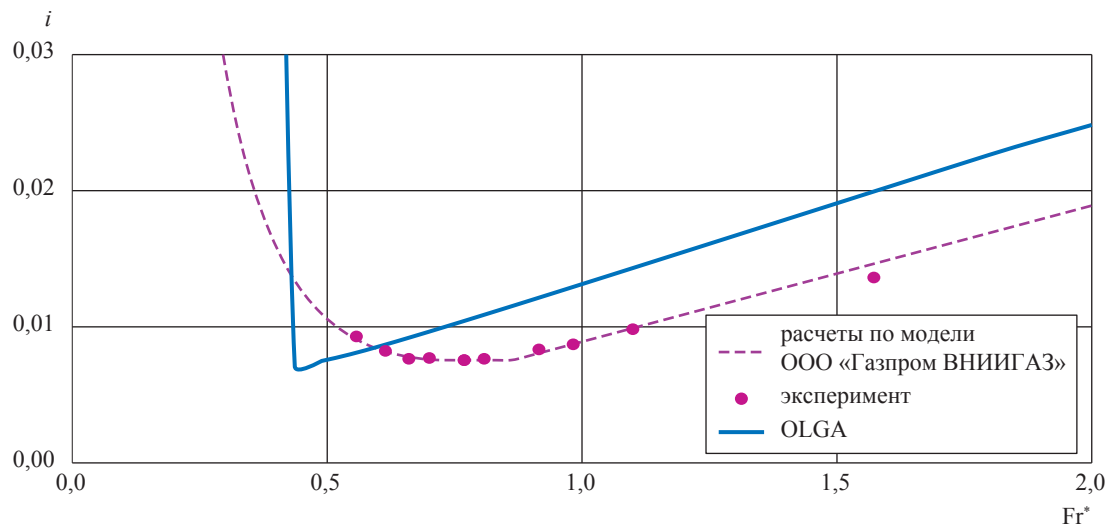


Рис. 3. Зависимость потерь давления от Fr^* в трубе при $d = 76$ мм, давлении 0,6 МПа и $q_{ж} = 11$ л/ч

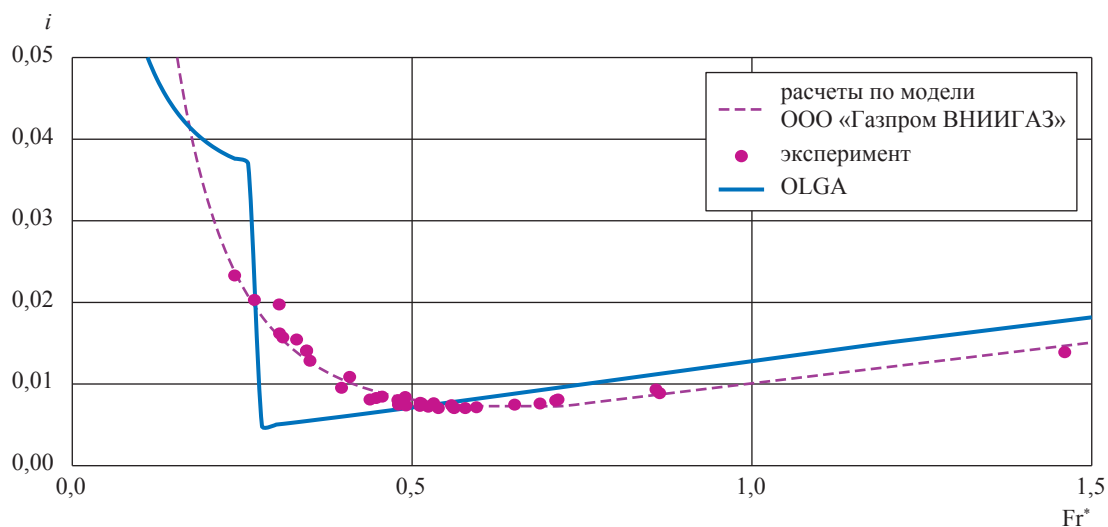


Рис. 4. Зависимость потерь давления от Fr^* в трубе при $d = 100$ мм, давлении 0,6 МПа и $q_{ж} = 11$ л/ч

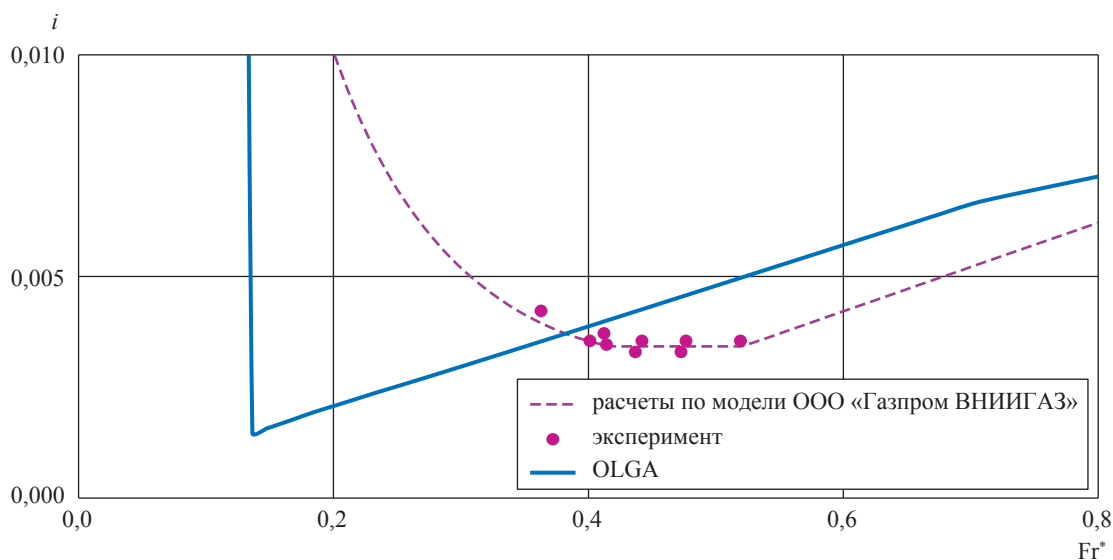


Рис. 5. Зависимость потерь давления от Fg^* в трубе при $d = 150$ мм, давлении 1,1 МПа и $q_{ж} = 11$ л/ч

емника, также демонстрируют практически идеальное совпадение расчетных данных с экспериментальными. Однако по мере снижения расхода газа в левой части рисунка наблюдаются существенные отличия. В частности, при $Fg^* = 0,6$ программа OLGA прогнозирует смену режима и увеличение величины потерь давления до $i = 0,09$; эксперимент для этого значения параметра Фруда показал величину $i = 0,036$, т.е. в два с половиной раза меньшую. Таким образом, при определении минимального дебита скважины по программе OLGA будет получено завышенное значение.

Применительно к расходу жидкости 11 л/ч для труб различного диаметра несовпадение экспериментальных и расчетных данных отмечается как на правых, так и на левых ветвях графиков (см. рис. 3, 4). При этом расчеты потерь давления в устойчивом режиме и минимального дебита скважины в этих случаях будут иметь существенные погрешности.

Сравнение соответствующих данных для трубы диаметром 150 мм также показывает существенные отличия левых и правых ветвей графиков (см. рис. 5).

Касательно правых ветвей графиков (см. рис. 1–5) результаты расчетов могут быть несколько адаптированы путем изменения величины шероховатости трубы как входного расчетного параметра, однако даже при этом допущении экспериментальные точки выходят за пределы диапазонов возможных вари-

аций расчетных кривых, как это показано, например, на рис. 5, где в расчетах использовано предельно низкое значение шероховатости $\Delta = 10^{-6}$ м.

Отметим также, что расчетные кривые потерь давления при $d = 76$ мм и более (см. рис. 2–5) характеризуются ступенчатыми скачкообразными переходами от правой ветви к левой, связанными, по-видимому, со сменами режимов течения (например, с дисперсно-кольцевого на вспененный при снижении скорости газа) и не очень хорошим согласованием используемых расчетных соотношений для разных режимов на этих переходных участках в рассматриваемых диапазонах физических параметров.

Интегральный анализ рис. 1–5 позволяет сделать следующие выводы. Программа OLGA дает хорошо сопоставимые с экспериментом результаты для труб малого диаметра при достаточно высоком расходе жидкости (в рассмотренном примере – при $d = 62$ мм, $q_{ж} = 210$ л/ч, см. рис. 1). С увеличением диаметра трубы и уменьшением расхода жидкости (например, $d = 76$ мм при $q_{ж} = 115$ л/ч (см. рис. 2) или $q_{ж} = 11$ л/ч (см. рис. 3); $d = 100$ мм, $q_{ж} = 11$ л/ч (см. рис. 4)) сопоставимость ухудшается. Самые большие различия между расчетами, выполненными программой OLGA, и экспериментальными данными наблюдаются для трубы диаметром 150 мм при $q_{ж} = 11$ л/ч (см. рис. 5).

Таким образом, сравнительный анализ результатов расчетов программными средствами OLGA с полученными экспериментальными данными свидетельствует о необходимости кардинальной адаптации существующих расчетных моделей к условиям эксплуатации отечественных газовых и газоконденсатных скважин, которая осуществима только на базе экспериментального исследования двухфазной гидродинамики в диапазонах физических параметров, максимально приближенных к промысловым.

Список литературы

1. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.
2. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах: пер. с англ. / Дж.П. Брилл, Х. Мукарджи. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
3. OLGA 6 GUI: user manual. – Kjeller, Norway: SPT group AS, 2008. – 240 p.
4. Martin Ch. TACITE 4.099 IFP code: user's guide / Ch. Martin (CSHP). – <http://hmf.enseeiht.fr/travaux/CD0405/optmfn/mci/manuals/tacite/tacite1/tacite.htm>
5. PIPESIM Suite: user guide. – Schlumberger, 2005. – 196 p. – http://www.fanarco.net/books/production/pipesim_user_guide.pdf
6. Ахмедов Б.Г. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки / Б.Г. Ахмедов, С.Н. Бузинов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 10. – 37 с.

УДК 532.5.013.2

С.А. Шулепин, О.В. Николаев, С.О. Оводов, А.А. Лаврухин, И.В. Стоноженко,
В.М. Пищухин, К.Н. Гужов

Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах

Ключевые слова: завершающая стадия разработки месторождения, самозадавливание скважины, критерий подобия, модифицированный параметр Фруда, методика расчета газожидкостных потоков, специализированный стенд.

Keywords: final stage of gas field development, self-kill of a well, similarity criterion, modified Froude parameter, method for gas-liquid flow calculation, specialized stand.

При эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений характерно наличие водопроявлений. Помимо конденсационной воды в продукции скважин может содержаться также и пластовая вода различной минерализации плотностью вплоть до 1200 кг/м³. Потери давления в лифтовых трубах при движении газожидкостной смеси, содержащей пластовую воду, могут существенно отличаться от потерь, когда плотность жидкой фазы близка к 1000 кг/м³.

В результате исследований, проведенных на стенде по отработке технологий эксплуатации скважин (ОТЭГС) на поздней стадии разработки месторождений (ПСРМ), получены и систематизированы экспериментальные данные о потерях давления (Δp) в вертикальных трубах при движении в них газожидкостных потоков с водой плотностью 1000 кг/м³ в качестве жидкой фазы [1]. По результатам анализа полученных экспериментальных данных разработана гидродинамическая модель для расчета режимов работы газовых скважин с водопроявлениями. Однако влияние плотности жидкой фазы ($\rho_{ж}$) на характеристики газожидкостных потоков оставалось неизученным.

С целью исследования влияния плотности жидкости на потери давления в вертикальных газожидкостных потоках дополнительно выполнена серия экспериментов на установке, описанной в работах [2, 3]. Эксперименты проводились при стандартном атмосферном давлении (0,1 МПа) и комнатной температуре на вертикальной пластиковой трубе длиной 2,1 м с внутренним диаметром $d_{вн} = 0,035$ м. Погрешности измерений расхода воздуха и перепада давления не превышали 3 % [4].

В процессе экспериментов в качестве жидкостей плотностью выше 1000 кг/м³ использовались растворы формиата натрия (HCOONa) различной концентрации (поверхностное натяжение водного раствора HCOONa составляло 66 мН/м). Чтобы исключить возможность выпадения формиата натрия в виде осадка (плотность насыщенного раствора HCOONa – около 1300 кг/м³ [5]), плотность растворов не превышала 1220 кг/м³. Коэффициент гидравлического сопротивления λ для потока однофазного воздуха в исследуемой трубе равнялся 0,034.

Экспериментально получены зависимости потерь давления в газожидкостном потоке от скорости газа (u) при различных расходах жидкой фазы ($q_{ж}$) (рис. 1). Как видно, на рисунке кривые потерь располагаются одна над другой: чем больше расход жидкости в потоке, тем выше располагается кривая. Эта же закономерность – увеличение потерь давления при увеличении расхода жидкости – справедлива для зависимостей, полученных на чистой воде [6], а также для жидкостей плотностью 1000 и 1100 кг/м³, из чего следует вывод, что зависимости потерь давления для жидкостей различной плотности обладают свойством подобия. Этот факт позволяет использовать обширный экспериментальный материал, полученный при исследованиях газожидкостных потоков с водой в качестве жидкой фазы, для построения универсальной расчетной модели, учитывающей плотность жидкости.

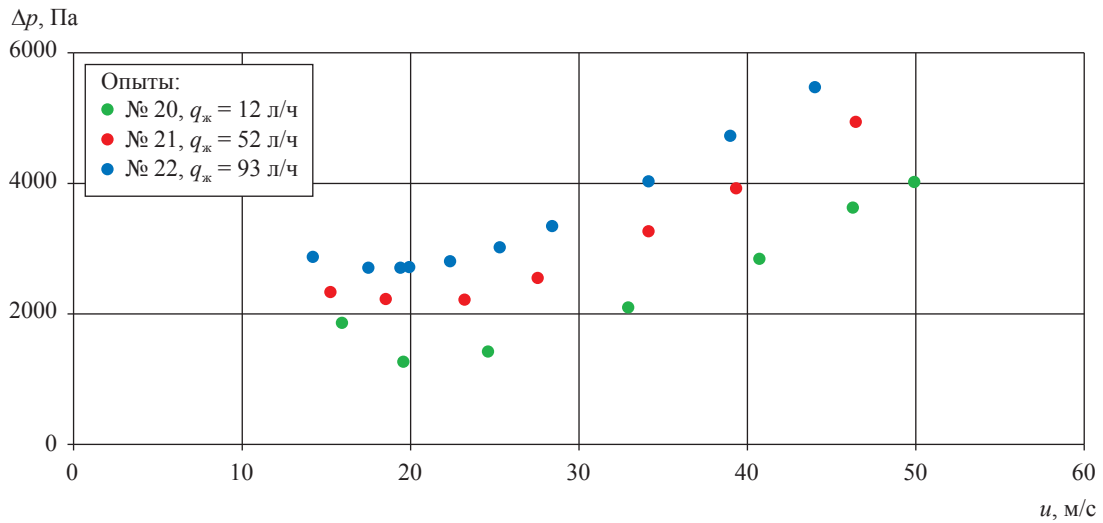
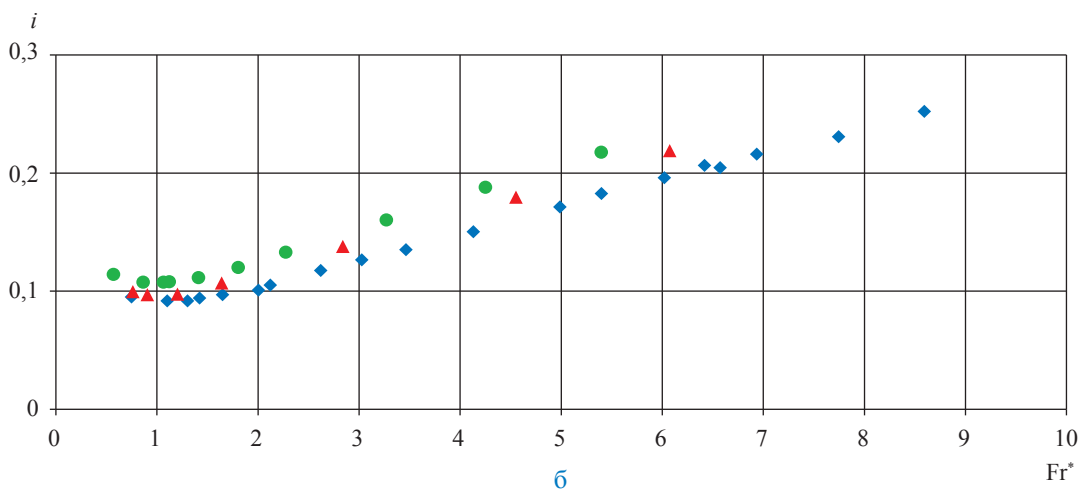
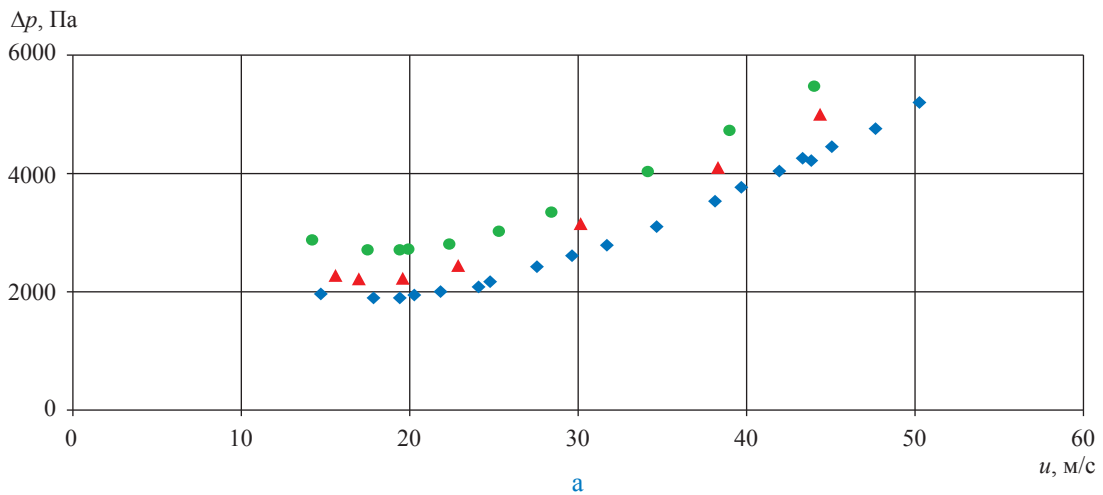


Рис. 1. Экспериментальные зависимости (Газпром ВНИИГАЗ, 2014 г.) потерь давления в газожидкостном потоке от скорости газа, приведенной к сечению трубы, при различных расходах жидкой фазы плотностью 1220 кг/м³



Опыты: ◆ № 18, $\rho_{ж} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ▲ № 24, $\rho_{ж} = 1100 \text{ кг/м}^3$ ● № 22, $\rho_{ж} = 1220 \text{ кг/м}^3$

Рис. 2. Экспериментальные зависимости (Газпром ВНИИГАЗ, 2014 г.) потерь давления в газожидкостном потоке от скорости газа (а) и модифицированного параметра Фруда (б) при жидких фазах различной плотности и расходе 93 л/ч

Теперь проанализируем влияние плотности на характер кривых при одном и том же расходе жидкости (93 л/ч) (рис. 2). На рис. 2б в качестве координат использованы безразмерные потери давления на трение

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ж}} \Delta L g} \equiv \frac{\Delta p}{\rho_{\text{в}} \Delta L g}, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; ΔL – длина участка трубы, м, и модифицированный параметр Фруда

$$\text{Fr}^* = \frac{u^2}{g d_{\text{вн}}} \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{ж}}} \equiv \frac{u^2}{g d_{\text{вн}}} \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, кг/м³, предложенные С.Н. Бузиновым для описания характеристик газожидкостных потоков [6].

На графиках прослеживается характерная зависимость: потери давления растут с увеличением плотности жидкости.

На рис. 3 полученные экспериментальные данные сравниваются с расчетной моделью, разработанной на основе экспериментов с чистой водой в качестве жидкой фазы [7], а также с результатами экспериментов Дж. Хьюитта, проведенных с потоком

воздушно-водной смеси при давлении, близком к атмосферному [8].

Согласно рис. 3 имеет место удовлетворительная сходимость результатов проведенных экспериментов как с результатами Дж. Хьюитта, так и с расчетами по модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В то же время в координатах безразмерных параметров для одного и того же расхода жидкости (см. рис. 2б) наблюдаются расхождения в положениях кривых, т.е. прослеживается зависимость потерь давления от плотности жидкости.

Дополнительной модификацией параметров i и Fr^* для формул (1) и (2) получены значения коэффициентов k и j , при которых положение характеристических кривых потерь давления не зависит от плотности жидкого флюида. Для этого к каждой части соответствующей формулы было добавлено возведенное в заданную степень отношение плотности чистой воды к плотности рабочей жидкости:

$$\bar{i} = \frac{\Delta p}{\rho_{\text{в}} \Delta L g} \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^j; \quad (3)$$

$$\bar{\text{Fr}}^* = \frac{u^2}{g d_{\text{вн}}} \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}}} \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^k. \quad (4)$$

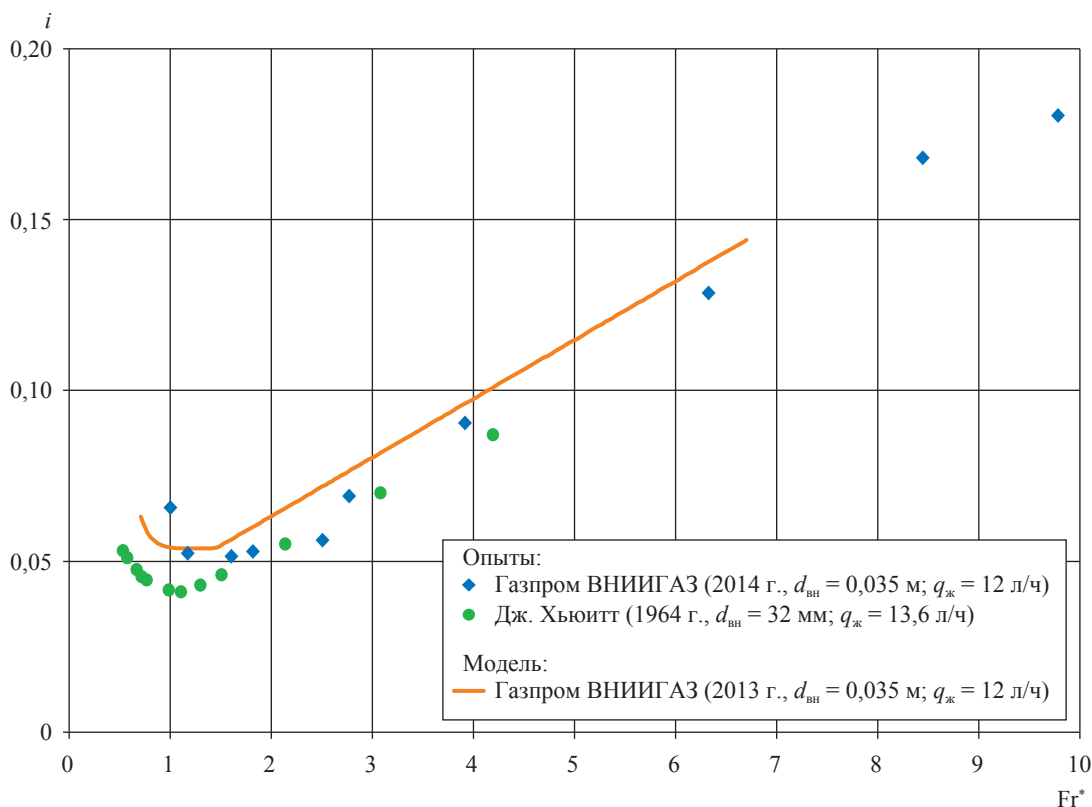


Рис. 3. Сравнительная диаграмма расчетных и экспериментальных характеристических кривых потерь давления в газожидкостном потоке ($\rho_{\text{ж}} = 1000$ кг/м³)

Установлено, что при $j = 1,5$ и $k = 0,5$ выражения (3) и (4) становятся независимыми от плотности жидкости при любом ее расходе (рис. 4). Тогда после преобразований получаем новые соотношения для автомодельных параметров, предложенных С.Н. Бузиновым:

$$\bar{i} = \frac{\Delta p}{\rho_B \Delta L g} \left(\frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right)^j = \frac{\Delta p}{\rho_B \Delta L g} \left(\frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right)^{1,5} = \frac{\Delta p}{\rho_{ж} \Delta L g} \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_{ж}}}; \quad (5)$$

$$\overline{Fr}^* = \frac{u^2}{gd_{вн}} \frac{\rho_{г}}{\rho_B} \left(\frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right)^k = \frac{u^2}{gd_{вн}} \frac{\rho_{г}}{\rho_B} \left(\frac{\rho_B}{\rho_{ж}} \right)^{0,5} = \frac{u^2}{gd_{вн}} \frac{\rho_{г}}{\sqrt{\rho_B \rho_{ж}}} = \frac{u^2}{gd_{вн}} \frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}} \sqrt{\frac{\rho_{ж}}{\rho_B}}. \quad (6)$$

Или сокращенно можно представить:

$$\bar{i} = i \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_{ж}}}; \quad (7)$$

$$\overline{Fr}^* = Fr^* \sqrt{\frac{\rho_{ж}}{\rho_B}}. \quad (8)$$

Таким образом, в работе удалось проанализировать результаты экспериментальных исследований влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах и получить новые автомодельные параметры – относительные потери давления \bar{i} в зависимости от модифицированного параметра Фруда \overline{Fr}^* , которые позволят считать режимы работы газовых скважин при наличии высокоминерализованной пластовой воды.

Однако для подтверждения полученных данных требуется провести дополнительные исследования на трубах промышленного сортамента с внутренними диаметрами от $6,2 \cdot 10^{-2}$ до $1,52 \cdot 10^{-2}$ м.

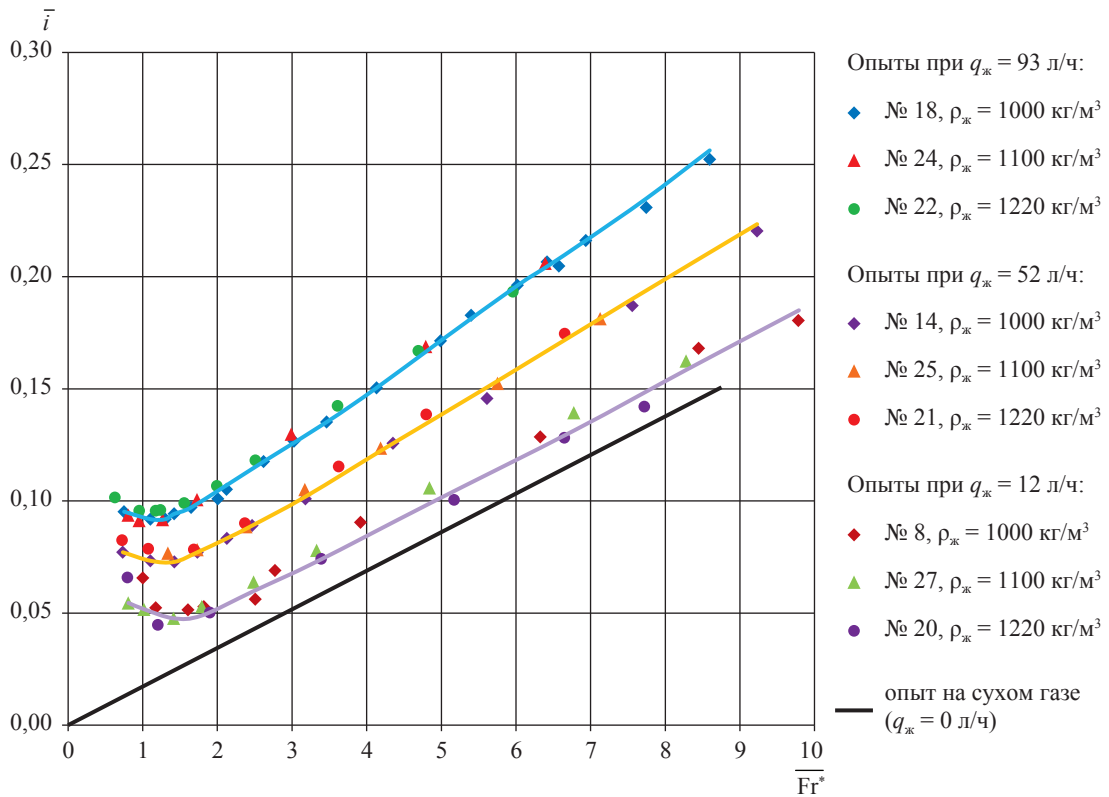


Рис. 4. Сравнительная диаграмма экспериментальных (Газпром ВНИИГАЗ, 2014 г.) характеристических кривых потерь давления в газожидкостном потоке при различных плотностях и расходах жидкости

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р.М. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах / Р.М. Тер-Саркисов, Р.С. Сулейманов, С.Н. Бузинов и др. // Газовая промышленность. – 2006. – № 3. – С. 64–67.
2. Плосков А.А. Экспериментальное моделирование режимов эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей: дис. ... канд. тех. наук. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 110 с.
3. Пат. РФ ПМ № 118354, МПК E21B47/00. Стенд для исследования условий подъема жидкости с использованием газа / И.В. Шулятиков, А.А. Плосков, В.И. Шулятиков; № 2012107910/03; заявл. 02.03.12; опубл. 20.07.12. – 6 с.
4. Савчук В.П. Обработка результатов измерений. Физическая лаборатория. Ч.1: учеб. пос. для студ. вузов / В.П. Савчук. – Одесса: ОНПУ, 2002. – 54 с., ил.
5. Типовой технологический регламент на приготовление и применение технологической жидкости на биополимерной основе для скважин. – М.: Газпром ПХГ; Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 39 с.
6. Ахмедов Б.Г. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки / Б.Г. Ахмедов, С.Н. Бузинов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 10. – 37 с.
7. Николаев О.В. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных 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.
8. Хьюитт Дж. Кольцевые двухфазные течения / Дж. Хьюитт, Н. Холл-Тэйлор. – М.: Энергия, 1974. – 408 с.

УДК 622.27+004.94

К.Н. Гужов, И.В. Стоноженко, С.А. Шулепин, О.В. Бузинова

Сопоставительный анализ эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков для условий экспериментального стенда ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Работы по повышению эффективности разработки газоконденсатных месторождений горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами начаты около 60 лет назад. В настоящее время горизонтальные скважины бурятся во всех газодобывающих странах мира. В отличие от исследований вертикальных скважин применительно к горизонтальным скважинам проблема гидродинамических исследований и интерпретации их результатов является более сложной ввиду влияния угла наклона на режимы течения.

Создание математической модели гидродинамического течения углеводородных флюидов – достаточно трудная задача, над которой работают научные коллективы по всему миру. Данной проблеме посвящено большое число экспериментальных и теоретических работ, однако она еще далека от окончательного решения. Строго теоретические постановки задач в механике многофазных потоков возможны только в простейших случаях, поэтому наилучшими считаются подходы, когда упор делается на физически содержательное обобщение экспериментальных данных. В научной литературе приведено множество корреляций для расчета градиента давления для горизонтальных и вертикальных труб.

Тем не менее для определения влияния угла наклона на перепад давления проведено сравнительно мало исследований. В 1973 г. опубликованы результаты исследований на промышленной установке длиной 130 м Грозненского государственного нефтяного института, а также на трассе экспериментальных нефтегазопроводов (1500–18000 м) объединения «Грознефть» [1]. В трудах В.А. Мамаева, Г.Э. Одишарии математически описан процесс движения газожидкостной смеси в рельефном трубопроводе [2, 3]. Также стоит отметить ряд зарубежных публикаций о влиянии угла наклона труб на границы режимов течения [4–10].

Беггз и Брилл (1973) [11] первыми разработали метод, позволяющий предсказывать поведение потока в скважине при различных углах наклона. Испытания проводились с использованием акриловых труб диаметрами (d) 2,5 и 3,8 см и длиной 27,4 м. Среднее давление (P) составляло 0,25–0,65 МПа. Угол наклона трубы (θ) варьировался от 0 до $\pm 90^\circ$. В качестве экспериментальных флюидов выступали воздух и вода.

Мукерджи и Брилл (1985) [12] разработали новый метод с использованием более современных средств измерений. Испытания проводились на трубе диаметром 3,8 см, наклоненной под углом от 0 до $\pm 90^\circ$. В качестве экспериментальных флюидов использовались воздух и керосин (либо смазочное масло).

В рамках разработки эффективных методов расчета технологических режимов работы обводняющихся вертикальных, наклоннонаправленных и горизонтальных скважин газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены экспериментальные исследования газожидкостных потоков на стенде по отработке технологий эксплуатации газовых скважин. Стенд [13] предназначен для проведения экспериментов по изучению движения газожидкостной смеси в вертикальных лифтовых трубах с внутренними диаметрами $d = 6,2; 7,6; 10,0$ и $15,3$ см (соответствуют диаметрам эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб моделируемых скважин). Высота лифтовых колонн составляет 30 м. Стенд позволяет не только моделировать,

Ключевые слова:
перепад давления, режим течения, газожидкостный поток, большой диаметр.

Keywords:
differential pressure, flow pattern, gas-liquid flow, large diameter.

но и воспроизводить условия работы скважин по размерам лифтовых труб, величинам дебитов газа и жидкости, а для условий поздней стадии разработки месторождений – и по значениям рабочего давления.

Результаты сравнения экспериментальных данных, полученных на стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ», с прогнозными значениями, определенными эмпирическими методами Беггза и Брилла, Мукерджи и Брилла [12, 14], представлены на рис. 1 и 2. Сравняются экспериментальные данные только в правой части кривой потерь (на забое не происходит накопления жидкости), так как в условиях активного накопления жидкости эмпирическим методам не удалось спрогнозировать потери дав-

ления в ходе эксперимента. Среди 564 экспериментальных точек 28 % для методики Беггза–Брилла (см. рис. 1) и 64 % для методики Мукерджи–Брилла (см. рис. 2) попадают в доверительный интервал шириной 30 % (предел погрешности $\pm 15\%$).

На рис. 3 приведены расчетные кривые и экспериментальные данные при различных углах наклона труб (θ): $d = 10$ см, $P = 0,7$ МПа, расход газожидкостной смеси $Q = 115$ л/ч; i – безразмерные потери давления на трение:

$$i = \frac{\Delta p_{\text{тр}}}{\rho_{\text{ж}} \Delta L g}, \quad (1)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ – потери давления, Па; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; ΔL – длина участка трубы, м; Fr^* – модифицированный параметр Фруда:

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

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, кг/м³; u – скорость потока газожидкостной смеси, м/с.

Стоит отметить, что для корреляции Беггза и Брилла характерно резкое изменение перепада давления при смене режима течения. В последующей работе Мукерджи и Брилла были построены новые карты режимов потока, более достоверно описывающие переходную зону (см. рис. 3).

Проводя исследование многофазного потока в стволе скважины, невозможно охватить весь диапазон влияющих параметров. Поэтому при выборе корреляции или модели для расчетов важно учитывать налагаемые на их использование ограничения. Подавляющее большинство исследований в области многофазных потоков проводится на трубах небольшого диаметра при высоком содержании жидкой фазы. Цель экспериментов, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», – изучение газожидкостных потоков с низкими расходными содержаниями жидкой фазы, что характерно для поздней стадии разработки западносибирских месторождений. При расчете газожидкостного потока в вертикальных и наклонных скважинах важно точно определить условия, при которых начинается накопление жидкости на забое. Точность определения минимального рабочего дебита скважины является хорошим критерием для оценки модели газожидкостного потока. В отличие от эмпирической методики Беггза и Брилла корреляция Мукерджи и Брилла позволяет получить

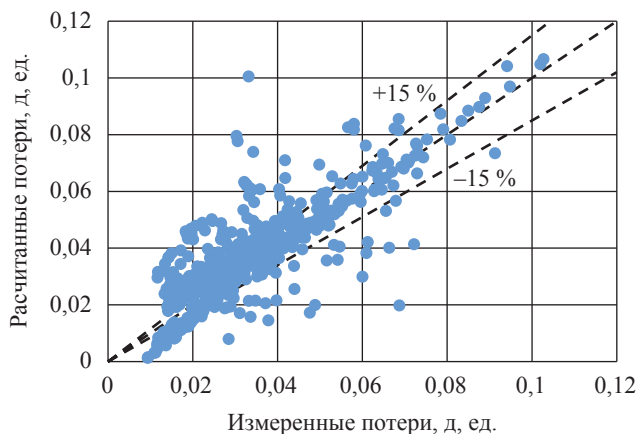


Рис. 1. Сравнение экспериментальных данных с прогнозными значениями, рассчитанными по модели Беггза–Брилла (В&В), в условиях полного выноса с забоя жидкой фазы

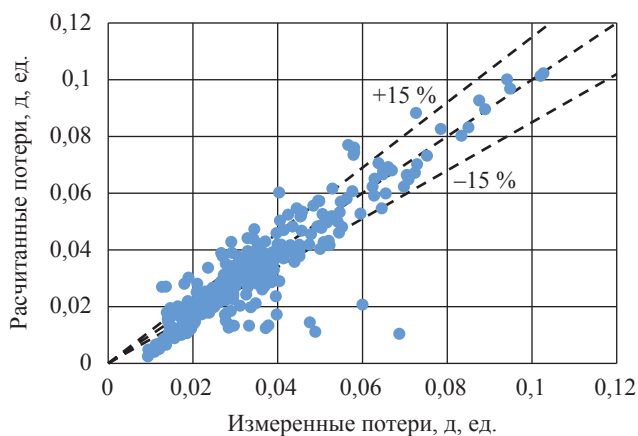


Рис. 2. Сравнение экспериментальных данных с прогнозными значениями, рассчитанными по модели Мукерджи–Брилла (М&В), в условиях полного выноса с забоя жидкой фазы

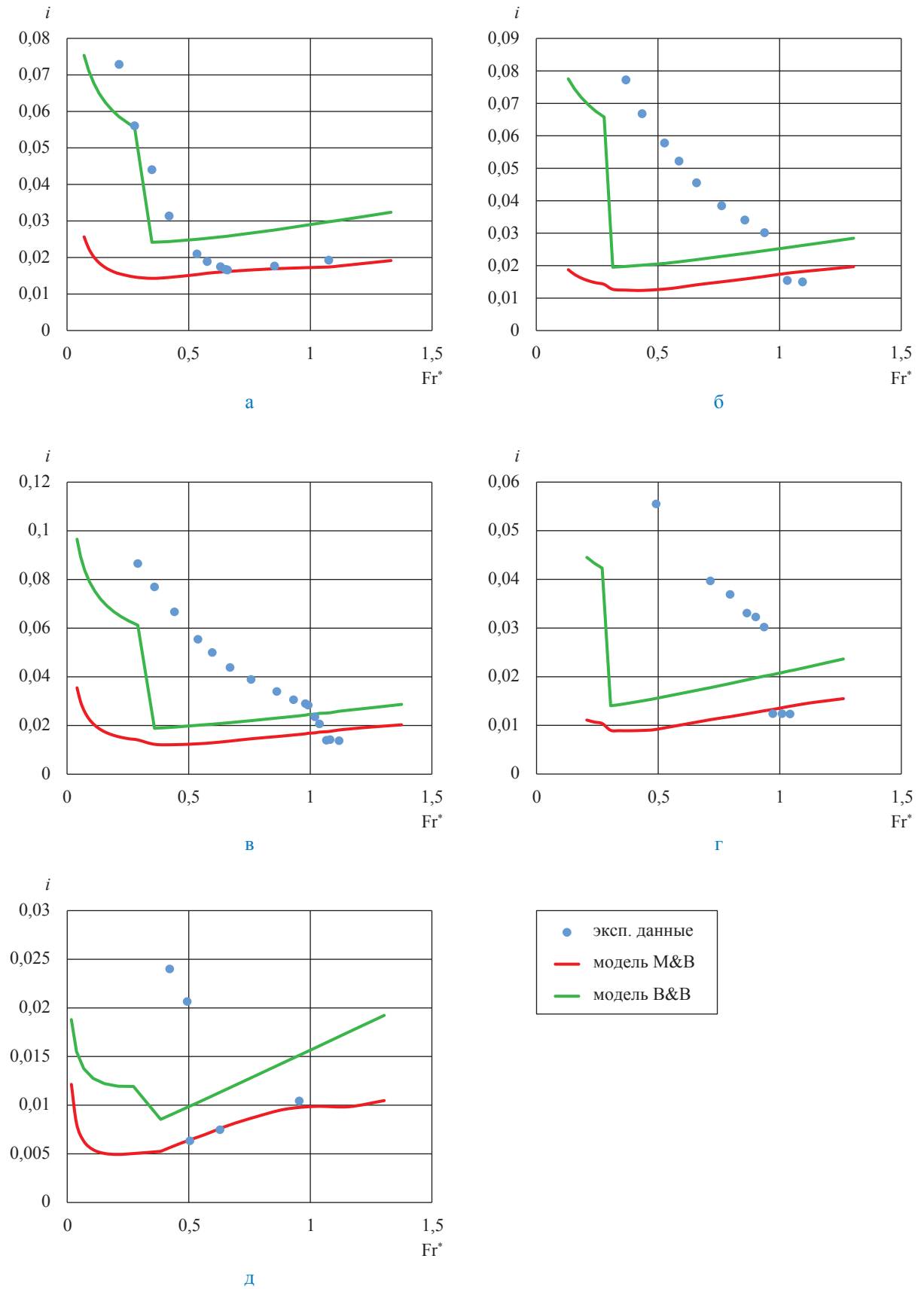


Рис. 3. Сравнение экспериментальных данных по двухфазному потоку с расчетными при различных углах наклона труб: а – 20°; б – 40°; в – 45°; г – 60°; д – 80°

достоверные результаты при расчете потерь в стволе скважины в условиях полного выноса жидкости с забоя. Несмотря на это, используя метод Мукерджи и Брилла, спрогнозировать минимальный дебит скважины оказалось невозможно. В ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

разработана корреляционная методика расчета многофазного потока для вертикальных и субвертикальных газожидкостных потоков и ведутся работы для адаптации методики к любым углам наклона труб.

Список литературы

1. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А.И. Гужов. – М.: Недра, 1973. – 279 с.
2. Мамаев В.А. Движение газожидкостных систем в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
3. Одишария Г.Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Г.Э. Одишария, А.А. Точигин. – М.: ВНИИГАЗ; Иваново: Ивановский государственный энергетический университет, 1998. – 400 с.
4. Cheng L. Two-phase flow patterns and flow-pattern maps: fundamentals and applications / L. Cheng, G. Ribatski, J.R. Thome // *Appl. Mech. Rev.* – 2008. – № 61. – P. 050802–050828.
5. Ghajar A.J. A non-boiling two-phase flow heat transfer correlation for different flow patterns and pipe inclination angles / A.J. Ghajar, J. Kim // *Proceedings of the 2005 ASME Summer Heat Transfer Conference*, 2005. – P. 17–22.
6. Brauner N. Analysis of stratified/non-stratified transitional boundaries in inclined gas-liquid flows / N. Brauner, D. Moalem Maron // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1992. – № 18. – P. 541–557.
7. Barnea D. A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations / D. Barnea // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1987. – № 13. – P. 1–12.
8. Weisman J. Effects of fluid properties and pipe diameter on two-phase flow patterns in horizontal lines / J. Weisman, D. Duncan, J. Gibson et al. // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1979. – № 5. – P. 437–462.
9. Crawford T.J. Two-phase flow patterns and void fractions in downward flow. P. I: Steady-state flow patterns / T.J. Crawford, C.B. Weinberger, J. Weisman // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1985. – № 11. – P. 761–782.
10. Spindler K. An experimental study of the void fraction distribution in adiabatic water–air two-phase flows in an inclined tube / K. Spindler, E. Hahne // *Int. J. Therm. Sci.* – 1999. – № 38. – P. 305–314.
11. Beggs D.H. A study of two-phase flow in inclined pipes / D.H. Beggs, J.P. Brill // *J. Petrol. Technol.* – 1973. – № 25.
12. Mukherjee H. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow / H. Mukherjee, J.P. Brill // *J. Energy Res. Tech.* – 1985. – № 107. – P. 549.
13. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах / О.В. Николаев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 147 с. – (Вести газовой науки).
14. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

УДК 621.6.029+004.94

М.А. Воронцов, Д.М. Федулов, А.С. Грачев, А.В. Прокопов, В.Ю. Глазунов

Методический подход к расчетному исследованию промышленной подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов

Технология низкотемпературной сепарации (НТС) с применением турбодетандерных агрегатов (ТДА) получает широкое распространение на российских газоконденсатных промыслах Крайнего Севера. Данный способ подготовки позволяет не только обеспечить требования к транспортируемому газу по водной и углеводородной точкам росы, но и осуществлять охлаждение газа перед его подачей в магистральный газопровод (МГ). Тем самым исключается самостоятельный объект – станция охлаждения газа. Охлаждение газа с помощью ТДА позволяет энергетически максимально эффективно использовать имеющийся перепад давления [1–3].

Первая промышленная турбохолодильная установка пущена в 1971 г. на Шебелинском месторождении [4]. Также хорошо известен опыт сезонного применения ТДА на установке комплексной подготовки газа УКПП-1В Ямбургского месторождения [5]. Впервые в «Газпроме» технология НТС с ТДА в круглогодичной эксплуатации реализована на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) в 2012 г. [6], в настоящее время аналогичная технология внедряется на промыслах Заполярного НГКМ, а в перспективе ее планируют использовать на месторождениях Восточной Сибири (Чаяндинском) и п-ова Ямал (Харасавейском, Крузенштернском, Тасийском и др.), а также на шельфовых месторождениях [7].

Технология НТС с ТДА является многопараметрической интерактивной системой, элементы которой – турбохолодильное, теплообменное, сепарационное и компрессорное оборудование, аппараты воздушного охлаждения (АВО) и др. – работают в широком диапазоне изменяющихся условий эксплуатации: температуры окружающего воздуха, состава и термобарических параметров подготавливаемого газа и т.п. Сегодня происходит освоение технологии: накопление, осмысление и обобщение опыта ее эксплуатации – важная и актуальная задача.

К настоящему моменту выполнен большой объем теоретических исследований, посвященных вопросам применения и оптимизации процессов НТС с ТДА для подготовки газа на месторождениях [1, 3, 5–11]. После пуска УКПП Бованенковского НГКМ – пионерного объекта добычи газа п-ова Ямал – получены фактические экспериментальные данные, оценка эффективности работы технологии НТС с ТДА, прогноз перспективных режимов, разрабатывались также предложения по оптимизации технологического процесса и т.п. [6].

При решении исследовательских задач широко применяется математическое моделирование режимов работы технологической системы. Современные программные комплексы позволяют моделировать многопараметрические процессы с достаточной для инженерной практики точностью. Однако при этом остро стоит вопрос о способах наглядного представления результатов расчетных исследований для удобства их интерпретации и анализа.

Определение удобного способа представления и обобщения результатов исследования многопараметрических процессов всегда является актуальной и нетривиальной задачей, его выбор во многом обусловлен индивидуальными особенностями рассматриваемого процесса (системы), целей и задач исследования. В случае технологии НТС с ТДА сложность анализа и интерпретации результатов исследования

Ключевые слова:
низкотемпературная сепарация, турбодетандерный агрегат, математическое моделирование.

Keywords:
low-temperature separation (LTS), turboexpander (TE) unit, math modelling.

дополнительно обусловлена интерактивностью системы – взаимным влиянием друг на друга параметров процессов теплообмена, сепарации, расширения и сжатия.

Обширный опыт, полученный на этапе проектирования и решения проблем эксплуатации УКПГ на Бованенковском НГКМ, позволил разработать удобный способ представления показателей режимов работы установки НТС с ТДА. Так, составлен перечень основных параметров (факторов) технологического процесса и подобран набор графических обобщающих номограмм, по которым можно определить влияние основных режимных параметров на обеспечение целевых показателей УКПГ. В целом разработан методический подход, позволяющий с использованием номограмм решать технико-технологические задачи как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации технологии НТС с ТДА. В статье представлены описание предлагаемого методического подхода к исследованию технологии НТС с ТДА и примеры его практического применения.

Структурная схема типовой УКПГ (рис. 1) включает систему первичной сепарации (здание входных ниток и сепараторов), собственно установку НТС с ТДА и дожимную компрессорную станцию ДКС-1. По мере снижения давления на входе в УКПГ вводится ДКС-2.

Применительно к месторождениям Крайнего Севера основные технологические требования предъявляются к температуре газа, поступающего в МГ ($T_{\text{вх.МГ}}$), и температурам точки росы (ТТР) газа. Для известного компонентного состава требования к ТТР сводятся к эквивалентному требованию к температуре ($T_{\text{НТС}}$) и давлению в низкотемпературном сепараторе. Режим работы ТДА характеризуется значением температуры за АВО газа ($T_{\text{АВО}}$), отношением давлений в турбине ТДА ($\pi_{\text{турб}}$), давлением во входном сепараторе ($P_{10С-1}$) и выходным давлени-

ем технологических линии – центробежного компрессора (ЦБК) ($P_{\text{вых.ЦБК}}$). Поэтому в первую очередь специалистов интересует взаимосвязь шести технологических параметров: $T_{\text{вх.МГ}}$, $T_{\text{НТС}}$, $T_{\text{АВО}}$, $\pi_{\text{турб}}$, $P_{10С-1}$, $P_{\text{вых.ЦБК}}$.

Построение графических зависимостей для системы с количеством переменных более трех не представляет практического смысла. Взаимосвязь основных технологических параметров НТС с ТДА описывается в виде трех номограмм, для построения которых предварительно осуществляется технологическое-математическое моделирование установки НТС с ТДА в широком диапазоне изменения показателей эксплуатации. Система номограмм описывает взаимосвязь основных температур и давлений, поэтому для нее было принято название «термобарическая характеристика НТС с ТДА».

Рассмотрим принципы построения термобарической характеристики НТС с ТДА и работы с ней при решении технико-технологических задач на примере УКПГ Бованенковского НГКМ (рис. 2). Примеры номограмм, обобщающих режимы работы НТС с ТДА, представлены на рис. 3. Принятые допущения: температура входного сепаратора $T_{10С-1} = 26\text{--}29\text{ }^\circ\text{C}$ в зависимости от $T_{\text{АВО}}$; значения $T_{\text{АВО}}$ для компрессора ТДА и ДКС-1 идентичны; давление компрессора $P_{\text{к.ТДА}} = 5,9\text{--}6,5\text{ МПа}$ в зависимости от $\pi_{\text{турб}}$, дожимной станции – $P_{\text{ДКС-1}} = 11,5\text{ МПа}$.

Для построения номограмм проводится моделирование технологической схемы НТС с ТДА в широком диапазоне исследуемых параметров. По результатам моделирования строятся графики зависимости $T_{\text{НТС}}$ и температуры на выходе УКПГ, а также $P_{10С-1}$ от $T_{\text{АВО}}$ для различных степеней расширения в детандере $\pi_{\text{турб}}$. Три графика строятся на одном листе, при этом оси абсцисс идентичны и на них откладывают значения $T_{\text{АВО}}$. Номограмма строится для фиксированных значений коэффициен-

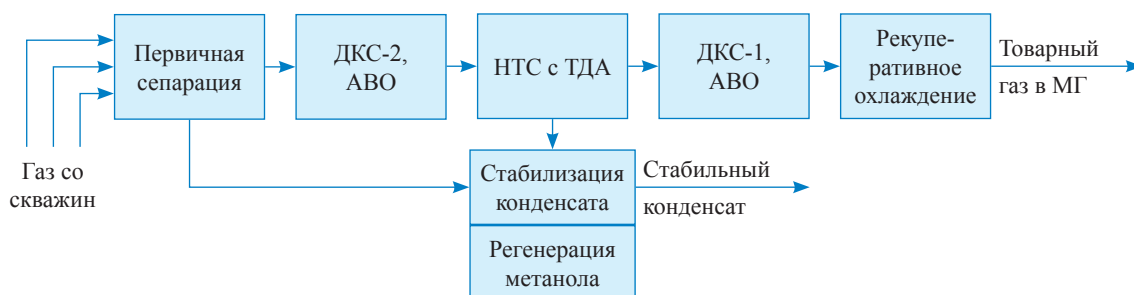


Рис. 1. Структурная схема типовой УКПГ с применением технологии НТС с ТДА

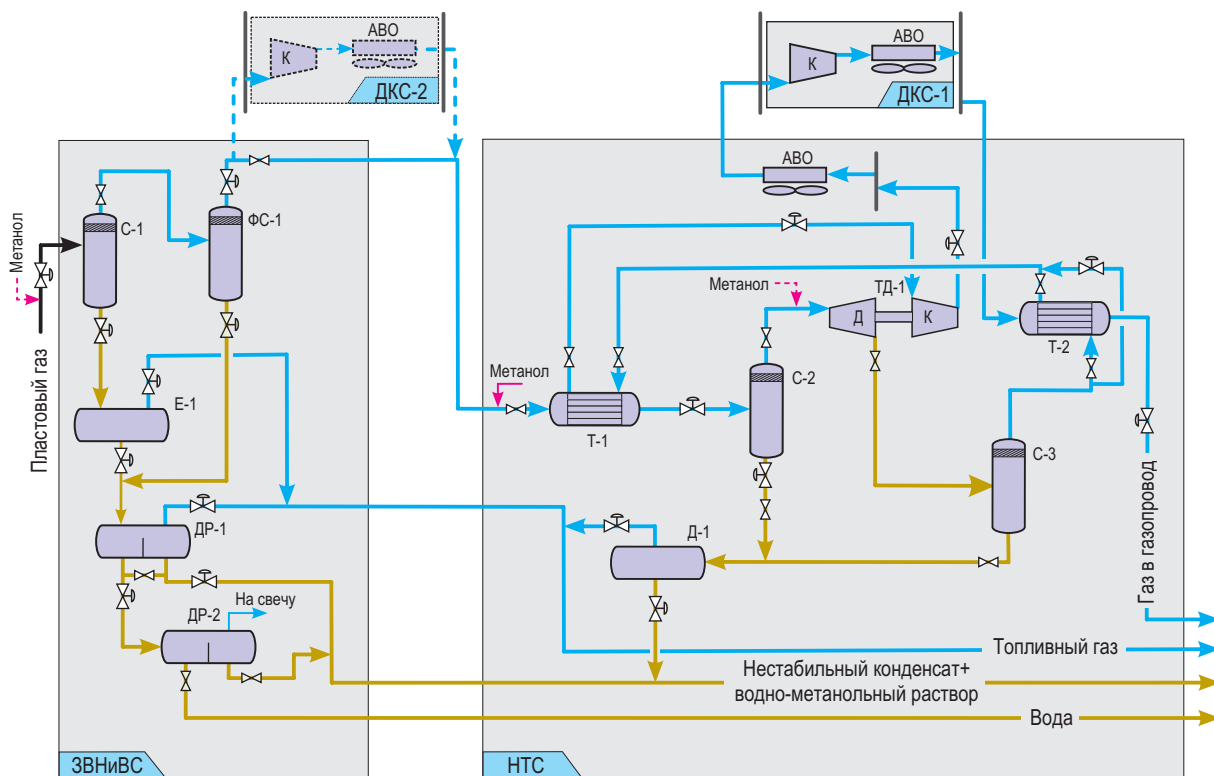


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема установки подготовки газа и газового конденсата:
 ФС-1, С-1, -2, -3 – газосепараторы; Т-1, -2, -3 – рекуперативные теплообменники «газ–газ»;
 ТД-1 – турбодетандерный агрегат; Е-1 – буферная емкость; ДКС-1 – выходная дожимная компрессорная станция; ДКС-2 – входная дожимная компрессорная станция; ДР-1, -2 – трехфазные разделители;
 Д-1 – емкость дегазации конденсата; К – компрессор; Д – детандер;
 ЗВНиВС – здание входных ниток и входных сепараторов

тов теплопередачи (для Т-1: 350 Вт/м²К; для Т-2: 420 – 2,5·(% байпаса) Вт/м²К), а также КПД-характеристик турбины (КПД_Д = 0,78) и компрессора ТДА (КПД_{к.ТДА} = 0,82). В соответствии с особенностями регулирования УКПГ $P_{\text{вых.ЦБК}}$ может приниматься постоянным либо переменным в зависимости от $\pi_{\text{турб}}$.

С использованием термобарической характеристики можно определять:

- условия ($\pi_{\text{турб}}$, $P_{10С-1}$), необходимые для обеспечения проектных требований при различных температурах на выходе АВО (определяется характеристикой АВО и температурой атмосферного воздуха (T_a));
- значения $T_{\text{НТС}}$ и температуры газа на выходе УКПГ, которые будут обеспечены при фактических значениях КПД и $\pi_{\text{турб}}$ ТДА, эффективности теплообменников, T_a и давления газа на входе в установку.

Опыт использования полученных номограмм (см. рис. 3) показал, что данный набор графиков достаточно информативен и позволяет решать технико-технологические задачи

на этапах проектирования и эксплуатации. Кроме того, термобарическая характеристика является основой для оптимизации и определения пределов работоспособности каждой технологической линии и всей системы НТС с ТДА, а также оптимального распределения нагрузки между ДКС-1 и ДКС-2 (см. рис. 2). Далее описаны примеры решения основных технико-технологических задач с использованием термобарической характеристики.

Разработка требований к режимам работы ТДА. По данным рис. 3 определяется значение $\pi_{\text{турб}}$, необходимое для обеспечения проектных требований к $T_{\text{НТС}}$ и $T_{\text{вх.МГ}}$. При $T_{\text{АВО}}$ в диапазоне 22–27 °С (что соответствует T_a в диапазоне 30–35 °С) $\pi_{\text{турб}}$ должно составить 1,8–1,9. При более низких значениях $T_{\text{АВО}}$ (10–17 °С) достаточно работать при $\pi_{\text{турб}}$, равном 1,6–1,7. Такой анализ необходимо проводить при выборе управляющих воздействий в ходе оперативного регулирования, при разработке требований к перспективным режимам работы ТДА и технологических требований

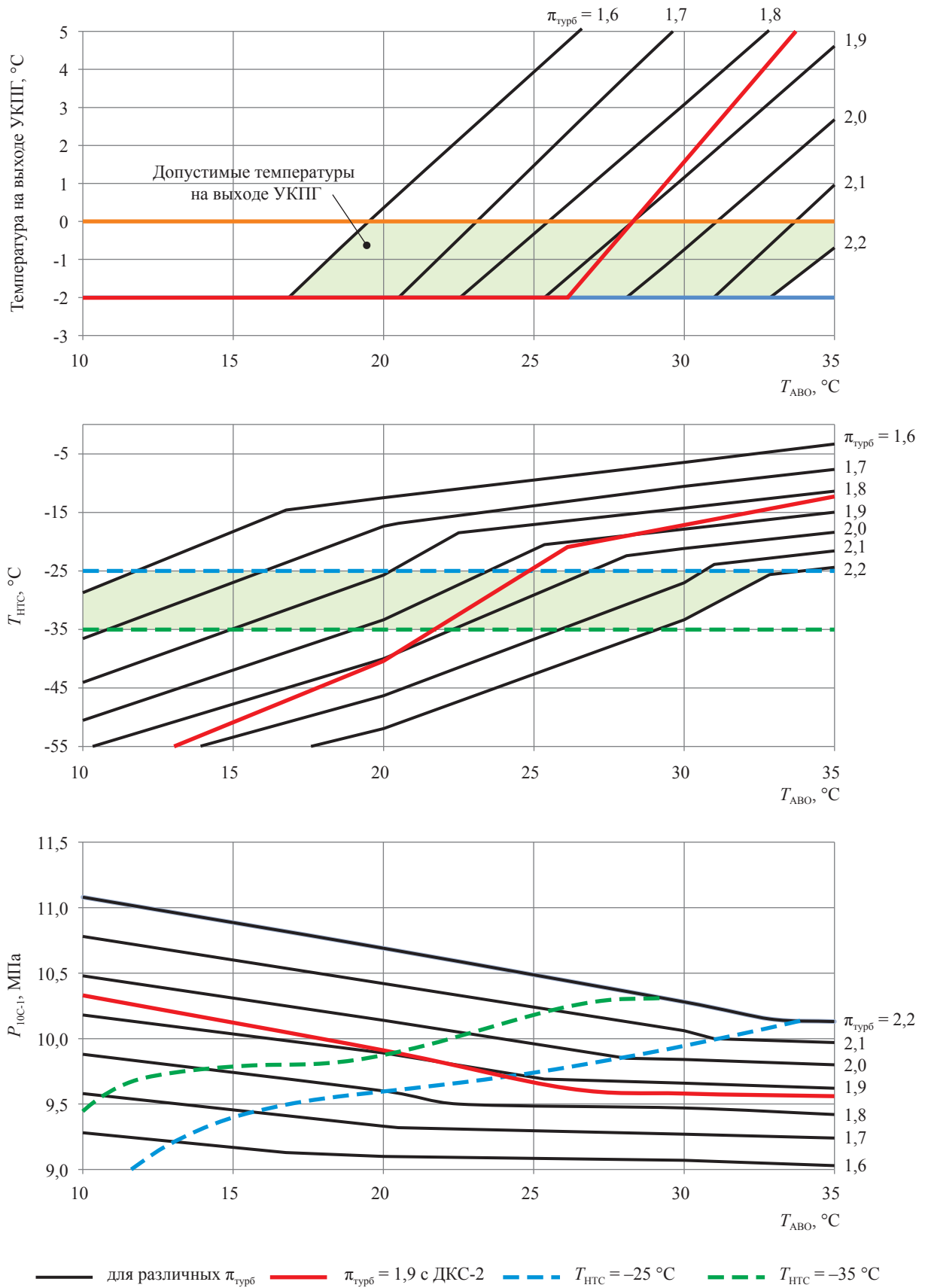


Рис. 3. Термобарическая характеристика технологического процесса НТС с ТДА Бованенковского НГКМ

на изготовление агрегатов и их сменных проточных частей (СПЧ).

Определение сроков ввода ДКС-2 и технологических требований к режимам ее работы проводится на основании прогноза изменения давления газа на входе в УКПГ по годам разработки месторождения и оценки требуемого входного давления. Например, согласно данным рис. 3 для реализации режима работы УКПГ с $\pi_{\text{турб}} = 1,9$, $P_{10С-1}$ должно составить 10,3–9,8 МПа.

Термобарическая характеристика УКПГ является основой оптимизации распределения загрузки ДКС-1 и ДКС-2 (см. рис. 2). По графикам на рис. 3 однозначно определяется соответствие значений $\pi_{\text{турб}}$, давлений на входе в ДКС-1 и на выходе ДКС-2, а эти данные необходимы для оценки потребных мощностей компримирования и расхода топливного газа.

Сроки замены СПЧ ТДА и технологические требования на их разработку определяются путем сравнения требуемых значений расхода $\pi_{\text{турб}}$ для перспективных режимов работы УКПГ и рабочего диапазона характеристики установленных агрегатов. Вопросы переоснащения могут возникать в случае существенных отклонений фактических условий эксплуатации от проектных. Например, возможны изменения состава газа или климата (потепление), которые потребуют более глубокого охлаждения газа в турбине ТДА, а следовательно, и увеличения $\pi_{\text{турб}}$. В общем случае также могут иметь место задержки ввода ДКС-2 и/или более интенсивный темп падения пластового давления, что приведет к возникновению риска не обеспечить требуемые давления на входе в УКПГ. При этом то же правомерно говорить о целесообразности применения СПЧ с более высокими $\pi_{\text{турб}}$, особенно с учетом того, что сроки их изготовления для ТДА значительно меньше, чем для газоперекачивающих агрегатов.

Оценка влияния ввода ДКС-2 на технологические режимы работы УКПГ. С помощью представленных номограмм (см. рис. 3) удобно проводить анализ влияния структурных изменений схемы на параметры технологических режимов. Для $\pi_{\text{турб}} = 1,9$ также представлен график параметров НТС после ввода в эксплуатацию ДКС-2. В теплый период газ будет поступать в установку НТС с более высокой температурой, чем при работе без ДКС-2, но в холодный период появляется возможность

охлаждать газ до более низких температур, используя АВО ДКС-2. Следовательно, после ввода ДКС-2 линия номограммы, построенная для одного значения $\pi_{\text{турб}}$, «осуществляет поворот» по часовой стрелке вокруг точки, которая соответствует $T_{\text{вх.МГ}}$ до ввода компрессорной станции. В результате ввод ДКС-2 облегчит достижение требуемых значений $T_{\text{НТС}}$ в холодный период эксплуатации, но при этом усложнится работа в летний (жаркий) период.

Оценка пропускной способности УКПГ в жаркий период. Данная задача возникает при планировании объемов добычи в течение года, а также при разработке регламента эксплуатации в жаркий, а особенно в «нерасчетный жаркий», периоды.

На примере термобарической характеристики можно наглядно показать физические причины снижения пропускной способности УКПГ в нерасчетный жаркий период. По данным рис. 3, при превышении $T_{\text{АВО}}$ определенного значения становится невозможно обеспечить требования к подготовке газа. Так, при $\pi_{\text{турб}} = 2,0$ минимально необходимая $T_{\text{НТС}}$ ($-25\text{ }^{\circ}\text{C}$) не будет достигнута при $T_{\text{АВО}} = 27\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при $\pi_{\text{турб}} = 2,2$ – при $T_{\text{АВО}} = 34\text{ }^{\circ}\text{C}$. После достижения предельных температур повысить глубину охлаждения АВО можно только путем снижения массового расхода газа через них, что потребует снижения добычи газа. Очевидно, что предельные температуры атмосферного воздуха, при которых будут получены указанные ограничения, зависят от характеристик и количества установленных АВО газа.

Таким образом, задача оценки пропускной способности УКПГ в жаркий период решается на основании учета термобарической характеристики процесса НТС с ТДА, типа и технического состояния АВО газа. Пример снижения пропускной способности УКПГ при увеличении T_a представлен на рис. 4. Аналогичные зависимости могут быть построены для каждого УКПГ. По ним определяются максимальное количество технологических линий (ТЛ), объем продукции которых при заданной T_a может быть подготовлен к транспорту в соответствии с проектными требованиями.

Разработанный методический подход к изучению технологического процесса НТС с ТДА успешно применен для решения исследовательских и инженерных задач на УКПГ Бованенковского и Заполярного месторождений. Это позволяет сделать вывод, что данный

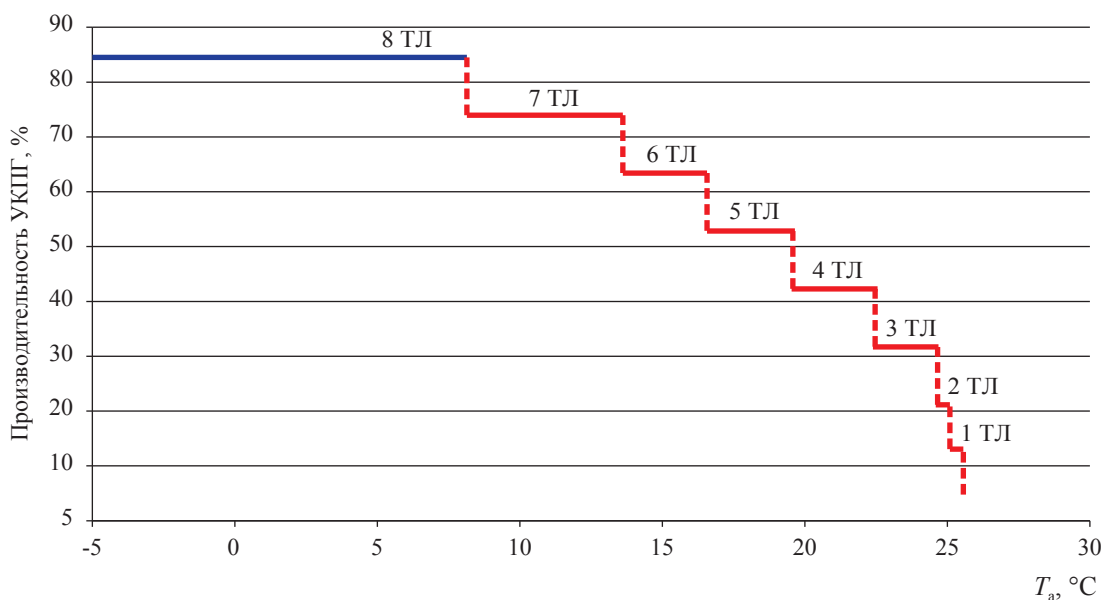


Рис. 4. Определение пропускной способности УКПГ с технологией НТС с ТДА в зависимости от температуры окружающего воздуха

подход является удачным обобщением первого практического опыта эксплуатации и одновременно инструментом для последующих исследований. Кроме того, методический подход позволяет наглядно и максимально просто объяснять основные принципы работы НТС с ТДА, поэтому может быть использован в образовательных целях, например при подготовке эксплуатационного персонала УКПГ.

Использование номограмм будет полезно в практике эксплуатации установок НТС с ТДА, для оперативного анализа режимов работы технологических линий, отдельных аппаратов и машин, УКПГ в целом, а также прогноза режимов работы установки или технологических линий.

Перечень задач, которые могут быть решены с использованием представленного методического подхода, делает возможным его применение при проектировании новых УКПГ, работающих по способу НТС с ТДА. В частности, анализ многопараметрического процесса НТС с ТДА позволит определять требуемые параметры турбохолодильного (КПД, $\pi_{\text{турб}}$, и др.) и теплообменного оборудования на этапе проекта с учетом переменных режимов работы. Предложенный способ рекомендуется использовать на этапе разработки основных технических решений для новых УКПГ (п-ова Ямал, Восточной и Западной Сибири, шельфовых месторождений и т.д.).

Таким образом, разработан методический подход к анализу работы УКПГ способом НТС с ТДА с использованием термобарической характеристики процесса. Наглядная интерпретация результатов математического моделирования упрощает их анализ и помогает решать следующие технико-технологические задачи на этапах проектирования и эксплуатации УКПГ:

- осуществлять комплексную оценку эффективности каждой единицы оборудования с учетом влияния на эффективность технологии в целом;
- определять область допустимой работы технологии, в которой обеспечиваются требования к подготовке газа;
- определять сроки замены СПЧ существующих ТДА и разрабатывать технологические требования к их модификации;
- принимать решения в области оперативного регулирования и дальнейшего совершенствования технологической системы;
- устанавливать сроки ввода ДКС и требования к режимам ее работы.

Расчет и построение термобарической характеристики рекомендуется использовать на этапе разработки основных технических решений для новых УКПГ. Это даст возможность проводить многофакторный анализ технологического процесса и определять оптимальное сочетание технических характеристик

технологического оборудования – коэффициентов теплопередачи, отношения давлений и т.п.

С учетом широкого спектра задач, решаемых с использованием термобарической характеристики, предложенный методический

подход обладает потенциалом для включения в нормы технологического проектирования установок низкотемпературной сепарации с турбохолодильными агрегатами.

Список литературы

1. Зарницкий Г.Э. Теоретические основы использования энергии давления природного газа / Г.Э. Зарницкий. – М.: Недра, 1968. – 297 с.
2. Язык А.В. Системы и средства охлаждения природного газа / А.В. Язык. – М.: Недра, 1986. – 200 с.
3. Кубанов А.Н. Анализ вариантов подготовки газа Бованенковского ГКМ и условий эксплуатации газопровода / А.Н. Кубанов, В.А. Сулейманов, Е.Н. Туревский // Газовая промышленность. – 1994. – № 3. – С. 8.
4. Язык А.В. Турбодетандеры в системах промысловой подготовки газа / А.В. Язык. – М.: Недра, 1977. – 173 с.
5. Туревский Е.Н. Новые технические решения при обустройстве Ямбургского ГКМ: обз. инф. / Е.Н. Туревский, В.И. Елистратов, А.Н. Кубанов и др. // Подготовка и переработка газа и газового конденсата. – М.: ВНИИЭгазпром, 1988. – Вып. 5. – 10 с.
6. Кубанов А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2 Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов и др. // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 84–89.
7. Кубанов А.Н. Альтернативные варианты подготовки газа морских месторождений / А.Н. Кубанов, Ю.А. Морев, Т.С. Цацулина // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 139–145.
8. Кубанов А.Н. Особенности применения НТС для подготовки газа Бованенковского ГКМ / А.Н. Кубанов // Газовая промышленность. – 1994. – № 7. – С. 15.
9. Кубанов А.Н. Специфика применения низкотемпературной технологии подготовки газа сеноман-аптских залежей полуострова Ямал / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. – М.: ИРЦ Газпром. – 2008. – 92 с.
10. Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неоком-юрских залежей месторождений полуострова Ямал с получением стабильного конденсата / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 54–60.
11. Кубанов А.Н. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 55–62.

УДК 622.691.4

Н.А. Бузников, В.А. Истомин, Р.А. Митницкий

Влияние накопленной в промышленном трубопроводе жидкости на движение ингибитора гидратообразования

Ключевые слова: промышленный трубопровод, природный газ, двухфазный поток, накопление жидкости, ингибитор гидратообразования.

Keywords: in-field pipeline, natural gas, two-phase flow, liquid holdup, hydrate inhibitor.

Образование отложений льда и гидратов – одно из наиболее серьезных технологических осложнений, возникающих в промышленных трубопроводах при транспорте газожидкостных смесей. При образовании сплошных гидратных или ледяных пробок возникает риск полной остановки трубопровода, что может приводить к потерям добычи газа. Для предотвращения образования гидратов и льда в промышленных трубопроводах традиционно используются термодинамические ингибиторы, водные растворы которых сдвигают термобарические условия образования гидратов и льда в область более низких температур. На поздней стадии разработки месторождения при низких давлениях газа в промышленных трубопроводах подача ингибиторов, как правило, осуществляется периодически, только в холодное время года.

Уменьшение скорости движения газа в промышленных трубопроводах на заключительном этапе эксплуатации газовых месторождений сопровождается накоплением в трубопроводах значительных объемов поступающей из скважин жидкой фазы. При эксплуатации промышленного трубопровода в режиме накопления жидкости низкие скорости движения жидкой фазы приводят к тому, что распространение ингибитора гидратообразования по трубопроводу может занимать значительное время [1–3]. В связи с этим для повышения надежности ингибирования необходим детальный анализ движения ингибитора гидратообразования по промышленным трубопроводам.

В статье представлены результаты исследований влияния накопленной в промышленном трубопроводе жидкости на динамику движения ингибитора гидратообразования по трубопроводу. Моделирование распространения ингибитора вдоль трубопровода проводилось с использованием программного комплекса OLGA для двух сценариев. В первом сценарии предполагалось, что для повышения эффективности ингибирования из трубопровода при помощи продувки или прогона очистного устройства предварительно удалены скопления жидкой фазы. Во втором сценарии ингибитор подавался в трубопровод без предварительного удаления из него жидкости. На основе выполненных гидравлических расчетов получены оценки времени заполнения трубопровода ингибитором при различных расходах газа, и проанализировано влияние предварительного удаления накопленной в трубопроводе жидкости на процесс ингибирования.

Моделирование динамики движения ингибитора проводилось для шлейфа системы сбора газа протяженностью 2720 м. На начальном участке длиной 932 м внутренний диаметр шлейфа составляет 325 мм, по всей остальной длине – 530 мм. Трасса шлейфа имеет рельефный профиль с подъемными и нисходящими участками. При проведении гидравлических расчетов температура газа на входе в шлейф задавалась равной 6 °С, а давление в конце шлейфа – 1,24 МПа. Шероховатость труб принималась равной 100 мкм, как для трубопровода, находящегося длительное время в эксплуатации и подверженного коррозии внутренней поверхности.

В качестве транспортируемого продукта задавался характерный состав газа сеноманских залежей с мольной долей метана 98 %. Содержание воды в газожидкостной смеси составляло 12 г/м³. В качестве ингибитора гидратообразования был выбран 90%-ный водный раствор диэтиленгликоля (ДЭГ). Заданный удельный массовый расход водного раствора ДЭГ равнялся 2 г на кубический метр газа. Отметим, что принятый массовый расход ДЭГ не связан с расчетом его необходимого количества для предотвращения образования льда и гидратов и выбран только для иссле-

дования динамики движения ингибитора по длине шлейфа.

Гидравлические расчеты проводились с использованием программного комплекса OLGA (версия 6.1). Распределение компонент транспортируемого газа вдоль трассы шлейфа рассчитывалось при помощи опции Compositional Tracking. Для моделирования термодинамических и теплофизических свойств газа использовалась программа PVTsim (версия 18.0.0). В качестве уравнения состояния выбрано уравнение Соаве – Редлиха – Квонга с объемным сдвигом (SRK P eneloux) [4].

Накопление значительных объемов жидкой фазы в трубопроводе, по которому транспортируется газожидкостная смесь, происходит при уменьшении расхода газа до определенного критического значения. При малых скоростях газового потока вынос жидкости из трубопровода уменьшается, в результате происходит накопление жидкой фазы в пониженных участках трассы трубопровода. Эксплуатация трубопровода в режиме накопления жидкости характеризуется неравномерным выносом жидкой фазы из трубопровода. Граница перехода к режиму накопления жидкости определяется рядом параметров, в частности профилем трассы трубопровода, уровнем давлений, расходом и составом газожидкостной смеси.

Для определения значения расхода газа, при котором происходит переход от режима накопления к режиму выноса жидкости, было проведено моделирование стационарного режима транспортировки газа по шлейфу перед началом подачи в него ДЭГ. Результаты расчетов показали, что режим накопления жидкости возникает при расходе газа менее 0,45 млн м³/сут. На рис. 1 представлены результаты моделирования распределения истинного содержания жидкости по длине шлейфа для различных расходов газа. Под истинным содержанием жидкости понимается доля сечения трубопровода, занимаемая жидкой фазой. Вода накапливается в локальных пониженных участках трассы, а объем жидкой фазы уменьшается с возрастанием расхода газа. Рассчитанные максимальные значения истинного содержания жидкости составляют 0,56, 0,40 и 0,32 для расходов газа, соответственно, 0,25, 0,50 и 0,75 млн м³/сут. Таким образом, при малых расходах газа жидкость может занимать значительную часть сечения шлейфа и тем самым препятствовать движению вдоль него ингибитора гидратообразования.

Рассмотрим сценарий подачи ДЭГ в начало шлейфа после удаления из него накопленной жидкости. Будем полагать, что перед началом подачи ДЭГ жидкая фаза полностью удалена из шлейфа путем продувки или прогона очистного устройства. На рис. 2 приведены результаты расчетов распределения концентрации ДЭГ по длине шлейфа в различные моменты времени

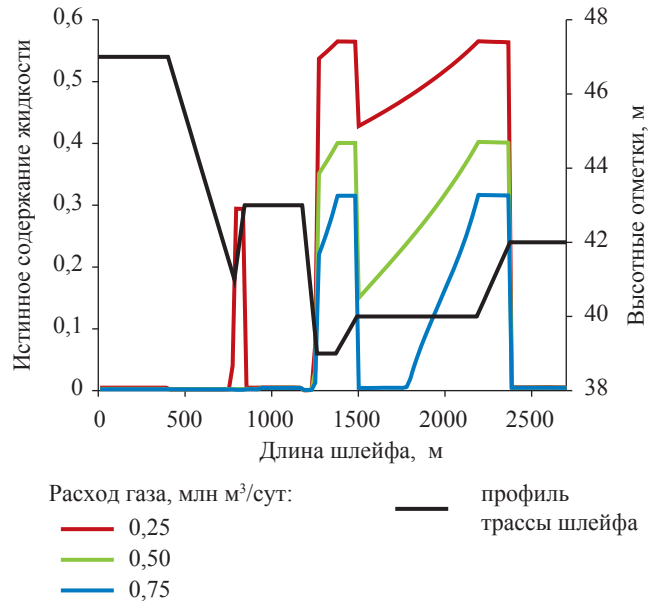


Рис. 1. Распределение истинного содержания жидкости по длине шлейфа при различных расходах газа

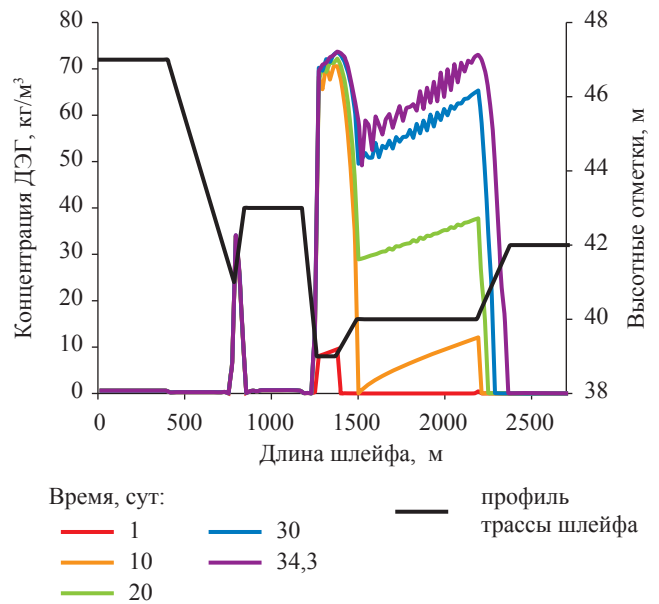


Рис. 2. Шлейф с предварительно удаленной жидкостью. Распределение концентрации ДЭГ по длине шлейфа при расходе газа 0,25 млн м³/сут в различные моменты времени

при расходе газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$. Отметим, что ДЭГ практически не переходит в газовую фазу и распространяется вдоль шлейфа только в водной фазе. При расходе газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ ДЭГ достигает конца шлейфа примерно через 34,3 сут после начала его подачи в шлейф. При этом движение ДЭГ сопровождается его накоплением в пониженных участках трассы

шлейфа. Медленное распространение ДЭГ по шлейфу и его накопление связаны с малой скоростью движения жидкой фазы при низких значениях расхода газа. Результаты моделирования показали, что при расходе газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ скорость жидкости на отдельных подъемных участках трассы составляет только несколько миллиметров в секунду.

На рис. 3 показано распределение концентрации ДЭГ по длине шлейфа в различные моменты времени, рассчитанное для сценария подачи ингибитора в шлейф с накопленной жидкостью при расходе газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$. В шлейфе с накопленной жидкостью распространение ингибитора происходит быстрее, чем в шлейфе, предварительно очищенном от жидкой фазы. Для расхода газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ ДЭГ достигает конца шлейфа примерно через 14 ч после начала его подачи. Однако концентрация ингибитора в пониженных участках трассы в конце шлейфа в течение длительного времени значительно ниже установившегося значения. Проведенные расчеты показали, что выход на установившиеся значения концентрации ДЭГ при расходе газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ происходит примерно через 53 сут после начала подачи ингибитора.

Как отмечалось ранее, при малых расходах газа вынос жидкой фазы из шлейфа происходит неравномерно. Эта неравномерность сопровождается резким возрастанием значений концентрации ДЭГ в конце шлейфа в моменты времени, когда происходит вынос из шлейфа жидкости, скопившейся в пониженных участках трассы. Изменение концентрации ДЭГ во времени носит периодический характер, а длительность периода уменьшается при увеличении расхода газа в шлейфе [3].

При переходе от режима накопления к режиму выноса жидкости скорость движения ДЭГ по шлейфу возрастает. Рассчитанная зависимость концентрации ДЭГ в конце шлейфа от времени приведена на рис. 4 для двух значений расхода газа: $0,65 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ и $0,70 \text{ млн м}^3/\text{сут}$. Согласно рис. 4 и в случае достаточно больших скоростей газа в шлейфе с накопленной жидкостью ингибитор гидратообразования появляется на выходе шлейфа значительно раньше. Однако выход концентрации ДЭГ на стационарное значение $0,52 \text{ кг/м}^3$ в конце шлейфа занимает существенно большее время.

Отличия в динамике движения ДЭГ, полученные в результате моделирования, связаны

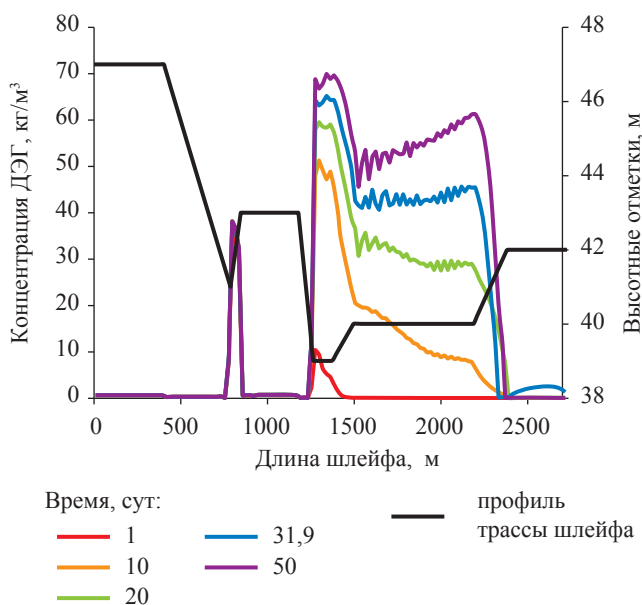


Рис. 3. Шлейф с накопленной жидкостью. Распределение концентрации ДЭГ по длине шлейфа при расходе газа $0,25 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ в различные моменты времени

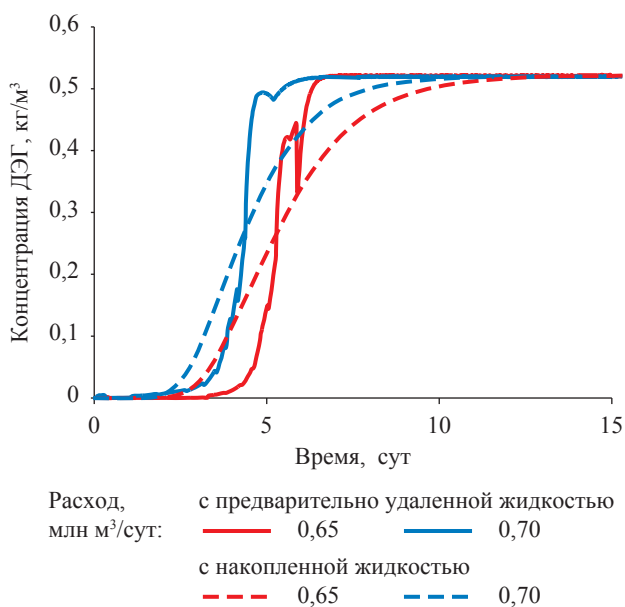


Рис. 4. Концентрация ДЭГ в конце шлейфа в зависимости от времени при расходе газа

с влиянием накопленной в полости шлейфа жидкости. При движении ДЭГ по шлейфу, из которого предварительно удалена жидкость, ингибитор последовательно накапливается на всех пониженных участках трассы. Время заполнения шлейфа ингибитором определяется минимальной скоростью движения жидкости на подъемных участках шлейфа и может быть оценено как отношение равновесного объема жидкости в шлейфе при соответствующем расходе газа к объемной скорости поступления в шлейф жидкой фазы.

При подаче ДЭГ в шлейф с накопленной водой происходит вытеснение ингибитором скопившейся вдоль трассы жидкости. Время достижения конца шлейфа ингибитором определяется средней скоростью движения жидкой фазы по шлейфу, а не минимальной скоростью движения жидкости, и в результате ДЭГ быстрее достигает конца шлейфа. Однако в этом случае требуется дополнительное время на насыщение ингибитором скопившейся в шлейфе воды, так как накопленная жидкость выступает в роли буферной емкости для ДЭГ, переносимого потоком газа. При этом чем больше накопленный объем не связанной ингибитором гидратообразования свободной воды, тем большее время будет затрачено на ее вынос из шлейфа и на достижение стационарной концентрации ДЭГ по всей длине шлейфа.

На рис. 5 представлены рассчитанные зависимости времени заполнения шлейфа ингибитором от расхода газа для шлейфов с удаленной и накопленной жидкостью. При эксплуатации шлейфа в режиме накопления жидкости ДЭГ достигает конца шлейфа за время порядка нескольких недель после начала его подачи. В этом диапазоне расходов время достижения квазистационарной концентрации ДЭГ по всей длине шлейфа с предварительно удаленной жидкостью оказывается примерно на 20 сут меньше, чем в случае, когда ингибитор подается в шлейф с накопленной жидкой фазой. С увеличением расхода газа время заполнения шлейфа ингибитором существенно снижается. Для предварительно очищенного от жидкости шлейфа время заполнения составляет около 1 ч при расходе 1,5 млн м³/сут. Для шлейфа с накопленной жидкостью время заполнения составляет несколько суток при расходе газа более 1,0 млн м³/сут.

Следует отметить, что в системах сбора газа сеноманских залежей в настоящее время

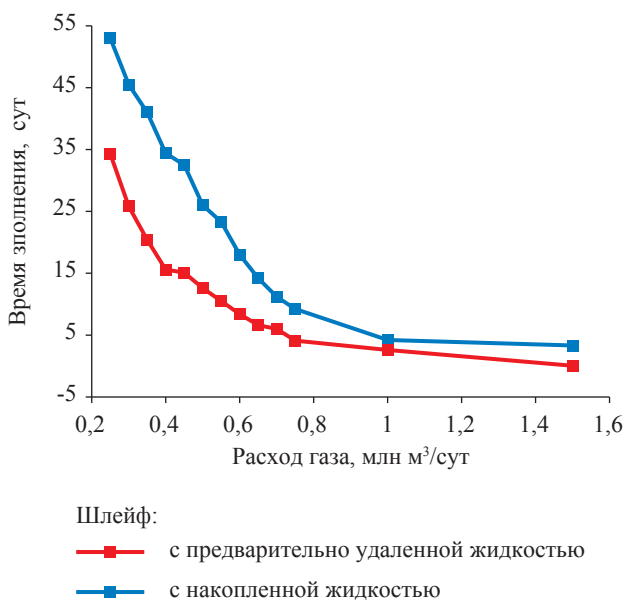


Рис. 5. Время заполнения шлейфа ДЭГ в зависимости от расхода газа

в качестве ингибитора гидратообразования используется метанол. ДЭГ может быть рассмотрен как альтернативный ингибитор гидратообразования, поскольку он имеется на объектах добычи газа и используется как абсорбент при осушке сеноманского газа. Результаты моделирования для трубопровода с удаленной жидкостью показали, что динамика движения ДЭГ и динамика движения метанола в водной фазе имеют аналогичный характер [3], несмотря на то что часть подаваемого в трубопровод метанола уносится газовым потоком. При этом для малых расходов газа время заполнения трубопровода ДЭГ оказывается меньшим, чем время распространения метанола в водной фазе по трубопроводу.

Таким образом, в работе проведено исследование влияния накопленной жидкости на динамику движения ДЭГ по промышленному трубопроводу. Показано, что если ингибитор гидратообразования подается в трубопровод, в котором присутствует жидкость, ДЭГ достигает конца трубопровода раньше, чем в случае подачи ингибитора в трубопровод, предварительно очищенный от скоплений воды. Это обстоятельство объясняется тем, что время достижения ингибитором конца трубопровода с накопленной жидкостью определяется средней скоростью движения жидкой фазы, а не минимальной скоростью движения

жидкости на подъемных участках трассы, как в случае подачи ДЭГ в трубопровод без накоплений жидкости. Однако время достижения стационарной концентрации ДЭГ по всей длине трубопровода с накопленной жидкостью оказывается существенно большим, так как требуется дополнительное время на насыщение ингибитором скопившейся в трубопроводе воды.

Хотя предварительное удаление накопленной в трубопроводе жидкой фазы и снижает время заполнения трубопровода ингибитором, при малых расходах газа оно может оказаться очень большим. Это обстоятельство связано с тем, что при работе трубопровода в режиме накопления жидкости скорость распространения ДЭГ по промысловому трубопроводу резко снижается. Даже для достаточно короткого промыслового трубопровода время его заполнения ДЭГ может достигать нескольких

десятков суток, что увеличивает вероятность образования гидратных и ледяных пробок, если подача ингибитора в трубопровод начинается с запозданием. В связи с этим для повышения надежности ингибирования промысловых трубопроводов на заключительном этапе разработки газовых месторождений целесообразно рассмотреть изменение традиционной схемы подачи ингибитора в начало трубопровода на многоточечную схему подачи с одновременным ингибированием по всей длине трубопровода. При использовании такой схемы повышается оперативность подачи ингибитора в требуемый момент времени, например при резком понижении температуры воздуха. Кроме того, появляется возможность равномерной подачи ингибитора по всей длине трубопровода либо дозированной подачи в защищаемые точки при использовании управляемых устройств.

Список литературы

1. Ротов А.А. Анализ движения метанола в трубопроводах газосборных сетей / А.А. Ротов, А.В. Трифионов, В.А. Истомин и др. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 6. – С. 26–29.
2. Бузников Н.А. Динамика накопления и выноса водного раствора ингибитора гидратообразования при начальном заполнении морского трубопровода / Н.А. Бузников, В.А. Сулейманов // Газовая промышленность. – 2014. – № 8 (710). – С. 34–37.
3. Бузников Н.А. Моделирование динамики движения ингибиторов гидратообразования в промысловых трубопроводах / Н.А. Бузников, В.А. Истомин, Р.А. Митницкий // Газовая промышленность. – 2016. – № 2 (734). – С. 94–98.
4. Péneloux A. A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Péneloux, E. Rauzy, R. Fréze // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – V. 8. – № 1. – P. 7–23.

УДК 550.8

А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв, Е.А. Круглов, А.П. Баряев

Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Оренбургнефть»

Одна из серьезнейших проблем, осложняющих процессы добычи углеводородов на месторождениях природного газа и газонефтяных месторождениях с высоким газовым фактором, – образование газовых гидратов. 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 были 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, такими как метан.

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 «экологических», что снижает риски при их транспортировке, хранении и применении. В связи с перечисленными преимуществами в последнее десятилетие КИГ набирают все большую популярность у добывающих компаний при выборе методов борьбы с гидратообразованием. На сегодняшний день на ряде объектов нефтегазодобывающих компаний успешно прошли опытно-промышленные испытания и эффективно применяются ингибиторы гидратообразования низкой дозировки [2–7].

Для исследования ингибиторов гидратообразования низкой дозировки на предприятии АО «Опытный завод Нефтехим» разработана установка, представляющая собой термобарокамеру высокого давления (до 30 МПа) емкостью 250 см³ (рис. 1). Камера (ячейка) имеет термостатируемую рубашку с возможностью изменения температуры от –40 до +25 °С. Торцы термобарической камеры снабжены сапфировыми стеклами, через которые в проходящем свете происходит видеофиксация процессов гидратообразования. Давление и температура в камере контролируются датчиками с выводом показателей на компьютер.

В качестве модельного газогидратообразователя была выбрана газовая смесь, состоящая из метана и пропана в соотношении 90/10 соответственно с чистотой компонентов 99,98 %. С целью минимизации влияния состава смеси на конечный результат смесь газов готовилась в объеме, достаточном для всей серии опытов. Для водонасыщенной метан-пропановой смеси был произведен расчет кривой

Ключевые слова:

ингибитор гидратообразования низкой дозировки, газогидрат, винилпирролидон, капролактан, метанол, СОНГИД-1801А.

Keywords:

low-dosage hydrate inhibitor, gas hydrate, vinylpyrrolidone, caprolactam, methanol, SONHYD-1801A.

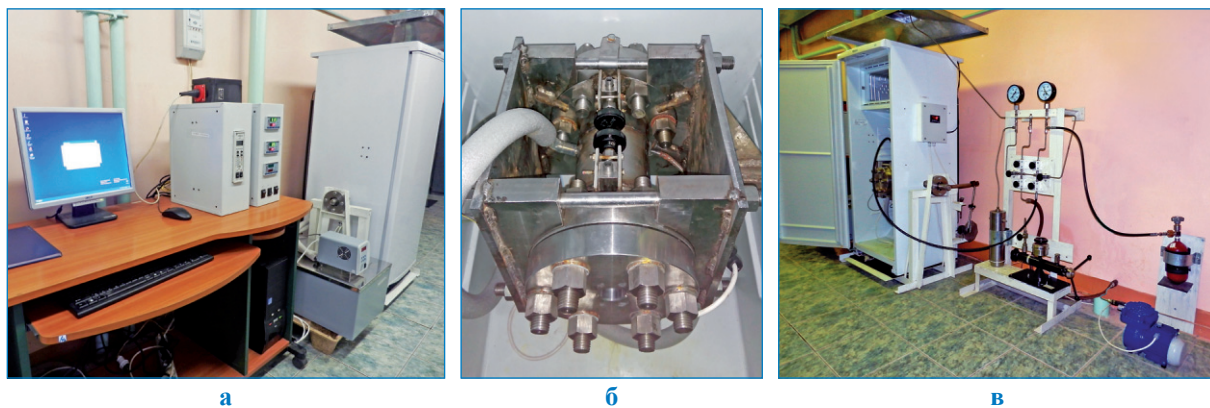


Рис. 1. Общий вид экспериментальной установки: а – блок управления и обработки результатов; б – термобарическая камера; в – газовый баллон и масляный насос

гидратообразования с использованием программного обеспечения Центра газогидратных исследований эдинбургского Университета им. Хериота и Уатта (*англ.* Heriot-Watt University). Результаты расчетов представлены на рис. 2 и в табл. 1.

Для проведения экспериментов при давлении 5,5 МПа были выбраны три температуры, °С: –4, +3, +10. В качестве ингибиторов гидратообразования испытывались классические кинетические ингибиторы гидрато-

образования – полимеры циклических структур N-винилпирролидона и капролактама; ингибиторы гидратообразования следующего поколения, представляющие собой сополимеры указанных структур со специально подобранными стереорегулярностью и молекулярной массой; а также принципиально новые химические структурные компоненты производства АО «Опытный завод Нефтехим». В качестве реагента сравнения использовался 32%-ный раствор метанола в дистиллирован-

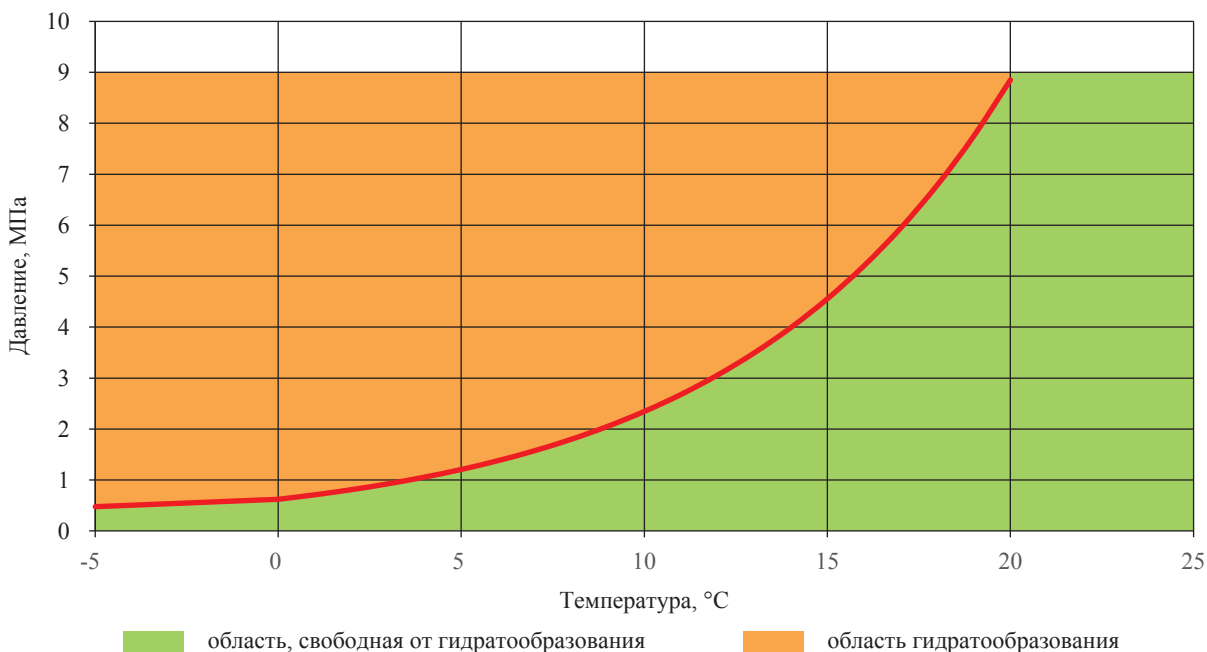


Рис. 2. Расчетная равновесная кривая гидратообразования

Таблица 1

Равновесные условия гидратообразования для водонасыщенной метан-пропановой смеси

Температура, °С	–10	–5	0	5	10	15	16	17	18	19	20
Давление, МПа	0,393	0,492	0,613	1,191	2,314	4,495	5,134	5,864	6,697	7,648	8,735

ной воде объемом 100 мл. Эксперименты проводились в следующей последовательности:

1) предварительно в опыте без ингибирования метан-пропановой смеси в камеру заливали 100 мл дистиллированной воды;

2) в опытах для тестирования КИГ в ячейку заливался 1%-ный раствор испытываемого КИГ в дистиллированной воде общим объемом 100 мл;

3) воздух из камеры откачивали вакуумным насосом до разрежения 76 мм рт.ст.;

4) включали охлаждение камеры при помощи термостата;

5) в охлажденную камеру под давлением 6 МПа подавали заранее подготовленную газовую смесь;

6) камеру повторно термостатировали в течение 50–70 мин до стабилизации давления в системе. По достижении заданной температуры давление в камере составляло 5,5–5,6 МПа;

7) после установления температуры и давления включался привод для качания ячейки, которое обеспечивает лучшее перемешивание и усреднение компонентов системы.

В результате проведенных испытаний получены данные по эффективности кинетических ингибиторов гидратообразования

(табл. 2, рис. 3, 4), а также проведено сравнение КИГ с метанолом. Эффективность реагентов оценивалась по времени задержки начала гидратообразования в системе.

Время задержки гидратообразования в водонасыщенной метан-пропановой смеси фиксировалось путем контроля давления в камере. Период задержки процесса гидратообразования характеризуется стабильным давлением. В момент начала гидратообразования наблюдается резкое падение давления в камере, что объясняется переходом газа из газовой фазы в твердую, также видно влияние температуры на время задержки гидратообразования (см. рис. 3).

Согласно приведенным данным, ингибитор кинетического типа СОНГИД-1801А, а также стереоспецифический сополимер поли-N-винилпирролидона и поликапролактама являются реагентами, способными эффективно бороться с образованием газогидратов. Используемая в опытах дозировка ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А в 32 раза ниже дозировки метанола при сопоставимом снижении температуры и времени задержки гидратообразования, что доказывает высокую эффективность кинетических ингибиторов гидратообразования.

Таблица 2

Тестирование эффективности ингибиторов гидратообразования

№ эксперимента	Образец	Концентрация, %	Температура, °С	Давление, МПа	Время тестирования, мин
1	Без применения ингибитора (система «газ–вода»)	–	10	5,53	234
2			3	5,61	112
3			–4	5,54	–
4	Поли-N-винилпирролидон	1	10	5,54	2107
5			3	5,59	416
6			–4	5,57	53
7	Поликапролактама	1	10	5,51	1930
8			3	5,54	349
9			–4	5,59	33
10	Сополимер поли-N-винилпирролидона и поликапролактама	1	10	5,56	2400 (гидратов нет)
11			3	5,55	1586
12			–4	5,58	158
13	Метанол	32	10	5,61	2400 (гидратов нет)
14			3	5,54	2400 (гидратов нет)
15			–4	5,55	476
16	СОНГИД-1801А	1	10	5,52	2400 (гидратов нет)
17			3	5,55	2400 (гидратов нет)
18			–4	5,58	626

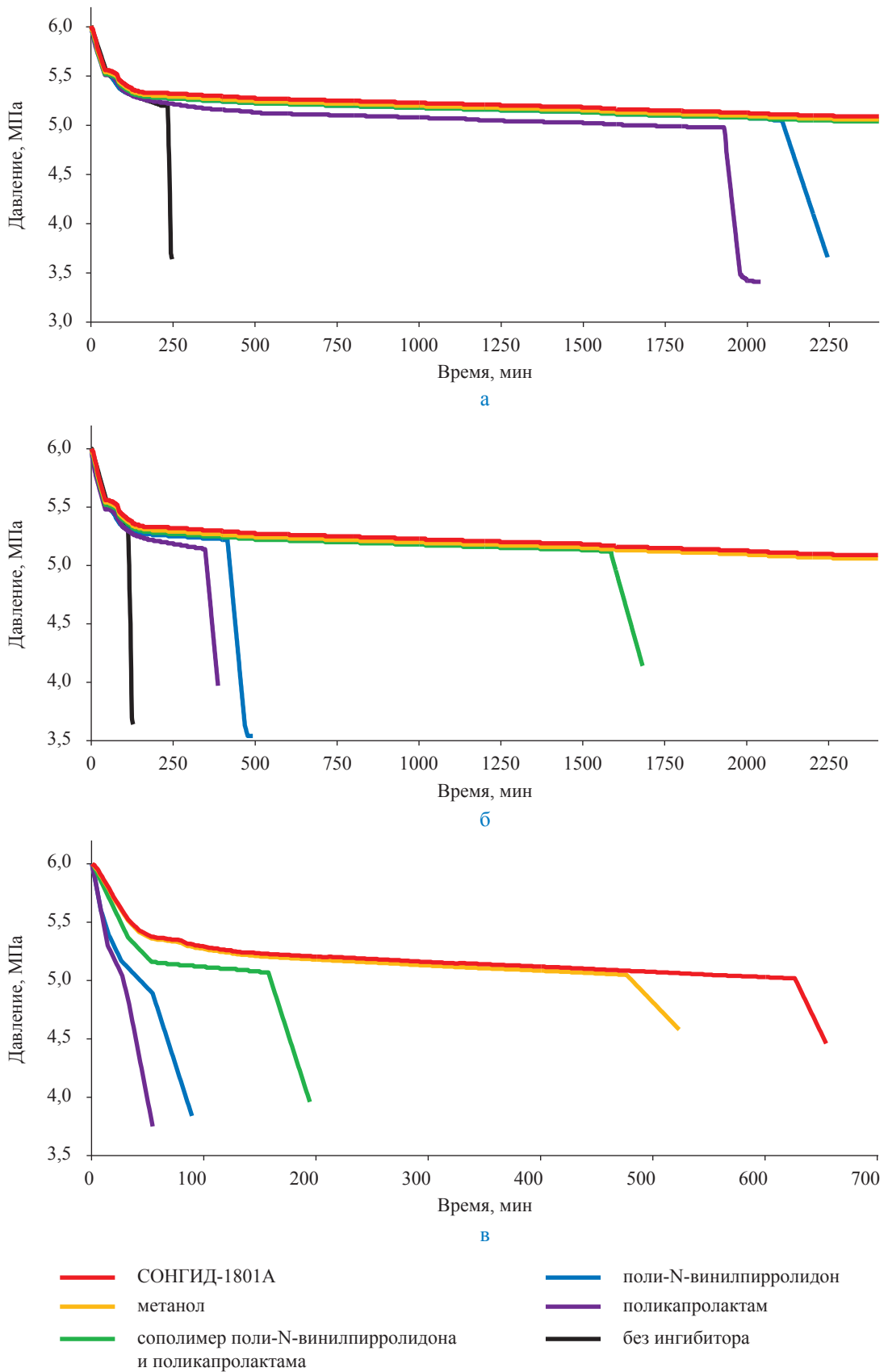


Рис. 3. Оценка эффективности ингибиторов по времени задержки начала гидратообразования в водонасыщенной метан-пропановой смеси при температуре: а – 10 °С; б – 3 °С; в – (-4) °С.

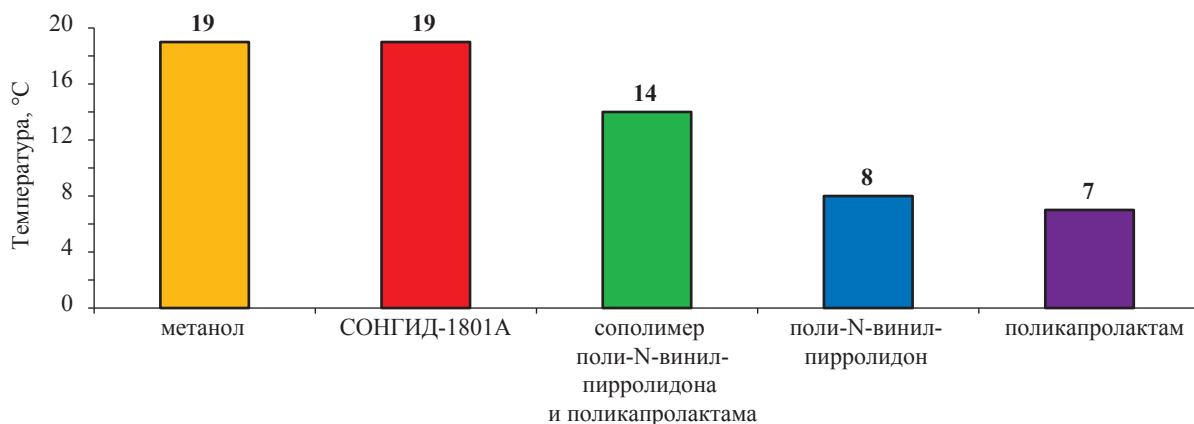


Рис. 4. Равновесная температура гидратообразования в водонасыщенной метан-пропановой смеси при давлении 5,5 МПа в присутствии ингибиторов (продолжительность испытаний 24 ч)

Опытно-промышленные испытания ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А проводились в период с февраля по май 2007 г. на скв. 2653, 2645, 2617, 1341, 1033 Зайкинского месторождения ПАО «Оренбургнефть». В ходе испытаний удалось оптимизировать технологию подачи и дозирования реагента.

Для предотвращения гидратообразования шлейфов скважин от устья до сходного коллектора подачу ингибитора гидратообразования необходимо производить в штуцерную камеру на устье скважины. Это позволяет ингибитору лучше распределяться в газовом потоке, а также предотвращает гидратообразование в штуцерной камере, происходящее в случае снижения температуры окружающей среды ниже $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$. Подача реагента должна осуществляться постоянно при помощи дозировочного оборудования. Импульсную трубку подачи

реагента необходимо оснащать обратным клапаном непосредственно перед точкой ввода для предотвращения образования воздушных пробок в трубке и нарушения дозирования.

С июня 2007 г. в ПАО «Оренбургнефть» началось **промышленное применение** КИГ СОНГИД-1801А (рис. 5). Всего к осложненному фонду было отнесено 16 скв.: 2653, 2645, 2617, 1341, 1033, 800, 801, 802, 2607, 2606, 1032, 564, 1324, 1007, 24, 300.

Согласно рис. 5 до начала опытно-промышленных испытаний и последующего промышленного применения ингибиторов гидратообразования удельное количество гидратообразований на скважину в месяц составляло в среднем $4,6\text{ (скв.} \times \text{мес.)}^{-1}$. После внедрения проекта по применению ингибиторов гидратообразования в рамках комплексной химизации технологических процессов удельное количество

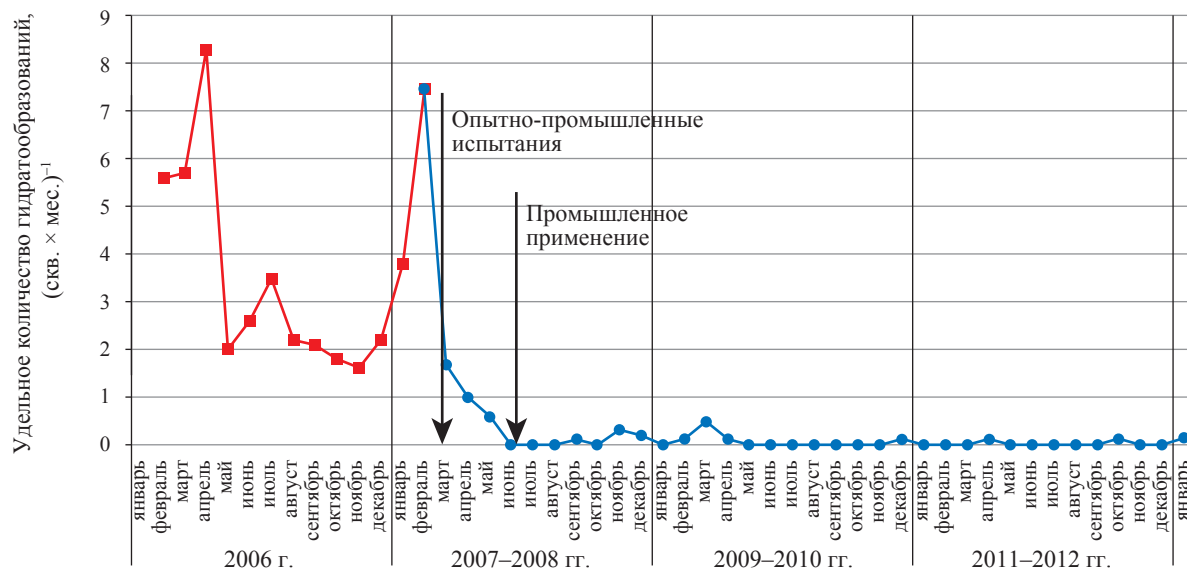


Рис. 5. Технологические результаты применения ингибиторов гидратообразований в ПАО «Оренбургнефть»

гидратообразований составило в среднем за период с июня 2007 г. по январь 2013 г. $0,025$ (скв. \times мес.)⁻¹. За счет снижения количества отказов скважин по причине гидратообразования удалось сократить внутрисменные потери нефти и газового конденсата, которые в среднем за месяц составили 130 т и 260 тыс. м³ соответственно, что свидетельствует об эффективности применения КИГ.

Благодаря внедрению проекта по применению ингибиторов низкой дозировки удельные затраты на борьбу с гидратообразованием удалось сократить со 197 до 172 тыс. руб./скв. за счет снижения объемов применяемого реагента по сравнению с метанолом, сокращения затрат на доставку реагента и оптимизации его дозирования.

Таким образом, в ходе испытаний определены значения температуры, при которых в течение 24 ч не происходит гидратообразования. Снижение температуры гидратообразования составило:

- для поликапролактама при 1%-ной концентрации – на 7 °С;
- поли-N-винилпирролидона при 1%-ной концентрации – на 8 °С;
- сополимера поли-N-винилпирролидона и поликапролактама при 1%-ной концентрации – на 14 °С;
- СОНГИДа-1801А при 1%-ной концентрации – на 19 °С;
- метанола при концентрации 32 % – на 19 °С.

Результаты испытаний показали, что протестированные кинетические ингибиторы гидратообразования СОНГИД-1801А и стереоспецифичный сополимер поли-N-винилпирролидона и поликапролактама являются эффективными реагентами, способными предотвращать гидратообразование в течение нескольких дней и снижать температуру образования гидратов до 19 °С. Установлено, что необходимая дозировка кинетических ингибиторов гидратообразования в десятки раз ниже соответствующей дозировки классического термодинамического ингибитора метанола. Это позволяет существенно снизить операционные затраты при защите трубопроводов от газогидратов.

Опыт промышленного применения ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А подтвердил его практическое преимущество по сравнению с метанолом с точки зрения технологических и экономических показателей. В период реализации проекта по замещению метанола ингибитором гидратообразования кинетического типа удельное количество гидратообразований сократилось в 180 раз с 4,6 до 0,025 (скв. \times мес.)⁻¹. При этом затраты на обработку ингибитором в расчете на одну скважину снизились в 1,15 раза.

Необходимо отметить положительный эффект замены метанола на метанолозамещающие реагенты в аспекте охраны труда и промышленной безопасности, так как переход на применение метанолозамещающих реагентов позволил упростить процедуры хранения и транспортировки реагентов, исключил риски отравлений метанолом персонала и третьих лиц.

Список литературы

1. 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.

УДК 54.056/547.269

С.Н. Шевкунов

Особенности борьбы с парафиноотложениями при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений

Основанное в 1994 г. ОАО «Новатэк» – крупнейший российский независимый производитель природного газа и вторая по объемам добычи природного газа компания России. Акционерное общество специализируется на разведке, добыче, переработке и продаже природного газа и жидких углеводородов. Дочерние и зависимые общества ОАО «Новатэк» ведут разработку сеноманских, валанжинских и ачимовских залежей газовых месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе.

Компания располагает мощностями по подготовке и переработке газа и газового конденсата. Весь газ с месторождений направляется в газотранспортную систему «Газпрома», а газовый конденсат по системе собственных конденсатопроводов – на Пуровский завод по стабилизации конденсата (Пуровский ЗПК) производительностью 11 млн т деэтанализованного газового конденсата в год. Основной продукцией Пуровского ЗПК являются сжиженные углеводородные газы, направляемые по продуктопроводу на производственные объекты компании «Сибур», и стабильный конденсат, который для дальнейшей переработки по железной дороге транспортируется на производственные объекты ООО «Новатэк – Усть-Луга» (комплекс «Усть-Луга»).

Основной поставщик газового конденсата на Пуровский ЗПК – ОАО «Арктикгаз», которое обладает лицензиями на добычу природного газа и конденсата на Уренгойском, Самбургском, Ево-Яхинском, Яро-Яхинском и Северо-Часельском месторождениях. В настоящее время добыча ведется на Самбургском, Яро-Яхинском и Уренгойском месторождениях, где используются аналогичные установки комплексной подготовки газа (УКПГ), включающие узлы арматуры, оборудование для первичной и низкотемпературной сепарации и деэтанализации конденсата.

В силу особенностей разрабатываемых залежей среди всех месторождений ОАО «Арктикгаз», да и в компании «Новатэк» в целом, выделяется Уренгойское месторождение. Ачимовские продуктивные пласты, разрабатываемые на Уренгойском месторождении, залегают на глубине 3600–3750 м по вертикали. Такие пласты характеризуются аномально высоким пластовым давлением, превышающим 600 атм. На сегодняшний день ОАО «Новатэк» – это единственная в РФ компания, поставившая строительство ачимовских скважин на безопасный конвейер: построено более 20 горизонтальных скважин, приуроченных к ачимовским отложениям, рекордная протяженность горизонтальной секции – приблизительно 1300 м, а окончательный забой превышает 5500 м.

Разработка труднодоступных ачимовских залежей позволяет извлекать дополнительные объемы газа и газового конденсата даже на месторождениях с падающей добычей. Особенностью продукции ачимовских залежей является содержание в составе добываемого газового конденсата до 0,043 % масс. асфальтенов и от 4 до 6 % масс. тугоплавких парафинов ($C_{16} - C_{35}$).

Основной негативный фактор добычи таких конденсатов – процессы парафиноотложения. Характер отложения парафинов определяется множеством причин, а последствием парафиноотложения может стать появление в трубопроводе или оборудовании слоя парафина: как незначительного, практически незаметного при

Ключевые слова:
парафины,
конденсатопровод,
газовый конденсат,
депрессорные
присадки,
диспергирующие
присадки.

Keywords:
paraffins,
condensate pipeline,
gas condensate,
pour-point
depressant additives,
dispersant additives.

эксплуатации в течение длительного времени, так и существенного, обуславливающего значительное перекрытие сечения на длинных участках трубопровода или в проточной части аппарата.

Формирование отложений парафинов из газового конденсата происходит при выполнении двух условий:

- температура жидкости ниже температуры начала кристаллизации парафинов;
- разность между температурой жидкости с парафином и температурой стенки, обусловленная теплопередачей от потока через стенку, является положительной.

Выпадение асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО) резко усложняет сбор и промысловую подготовку пластовой смеси. Процессы парафиноотложения на стенках труб могут начаться уже в стволе скважин и при сборе газожидкостной смеси от кустов скважин до УКПГ. Парафинизация оборудования вероятна во всей технологической цепи, где проходит тяжелый конденсат при пониженных температурах.

На установках низкотемпературной сепарации (НТС) эти нарушения выражаются в повышении температуры сепарации, увеличении перепада давления в теплообменниках, снижении коэффициента теплопередачи в теплообменном оборудовании и выходе целевых компонентов в жидкую фазу, ухудшении каче-

ства товарного газа и гидравлической характеристики работы магистральных газопровода и конденсатопровода. При работе в условиях образования парафина и присутствия водной фазы характерно образование стойких эмульсий типа «конденсат в воде», «вода в конденсате» и других смешанных форм. Частицы парафина служат для таких эмульсий стабилизатором, что препятствует разделению углеводородного конденсата и воды. Если условия парафинообразования в потоке возникают периодически или кратковременно, то в периоды прохождения потока с более высокой температурой возможно снижение толщины слоя отложений вплоть до полного растворения и смыва слоя парафина углеводородной жидкостью потока.

Анализ имеющихся данных эксплуатации ачимовских залежей позволяет определить в смеси концентрацию тяжелых фракций, ниже которой не происходит образования твердой фазы в системе, и сделать вывод о том, что при концентрации фракций, выкипающих при температурах 253 °С и выше, в жидкой фазе на уровне до 1,0 % масс., не происходит отложения парафинов на поверхности теплообменного оборудования.

Борьба с парафиноотложением заключается в предупреждении отложения парафинов или их ликвидации. К основным способам предупреждения парафиноотложения относятся:

- обеспечение температурного режима транспорта на уровне выше температуры начала кристаллизации парафина за счет тепловой изоляции трубопровода или предварительного подогрева транспортируемого газового конденсата;
- обеспечение температуры потока на уровне ниже температуры стенки трубопровода при транспортировании газового конденсата с парафинами;
- ввод ингибитора парафинообразования;
- ввод ингибитора парафиноотложения (рис. 1).

Первые два способа практически невозможно реализовать, так как существующие конденсатопроводы строились под «легкие» валанжинские конденсаты, а потому не имеют теплоизоляции и стабилизирующих температуру перекачиваемой среды объектов.

Ингибиторы парафинообразования – физические растворители, снижающие температуру начала образования парафина. Представляют

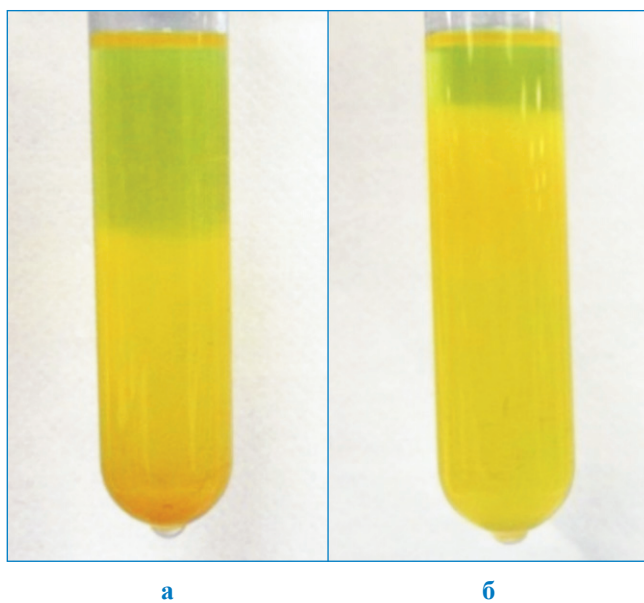


Рис. 1. Ачимовский газовый конденсат:
а – без добавления ингибитора парафиноотложения;
б – с ингибитором парафиноотложения

собой углеводородные жидкости различного состава. В зависимости от условий расход растворителя может составлять значительную долю разбавляемого потока (до 30 %). Поэтому физический растворитель применяется в случае доступности его дешевого источника. Применительно к газоконденсатным промыслам такой источник отсутствует.

Ингибиторы парафиноотложения разрабатываются и производятся различными компаниями. Для конкретных условий применения индивидуально подбирается существующий ингибитор или синтезируется новый. Подбор оптимального ингибитора требует проведения специализированных исследований в аттестованных лабораториях с образцами углеводородной жидкости. Производители ингибиторов без проведения таких исследований в своих лабораториях предпочитают заранее не предлагать определенную марку ингибитора и не назначать его удельный расход. В зависимости от многих факторов удельный расход современного эффективного ингибитора парафиноотложения на полимерной основе значительно варьируется и обычно составляет до 100–500 г/т транспортируемой жидкости.

Известны следующие основные виды ингибиторов парафиноотложения:

1) сополимеры:

- этилена с полярными мономерами (винилацетатом, эфиром акриловой кислоты);
- алкил(мет)акрилатов, полиалкил(мет)акрилатов;
- полиолефинового типа (этилен-пропилен, этилен-пропилен-диен и продукты их деструкции, сополимеры α -олефинов, модифицированные полиолефины);
- малеинового ангидрида;
- винилацетата с фумаровой кислотой;
- ароматических углеводородов, состоящие из двух или трех мономеров;

2) химические вещества неполимерного типа (алкилнафталины; эфиры многоатомных кислот и спиртов; амиды, содержащие длинные алкилы).

На основании результатов исследовательских работ, а также практического опыта можно утверждать, что наибольшую эффективность в отношении газовых конденсатов имеет первая группа ингибиторов – сополимеры этилена с полярными мономерами.

Товарные формы ингибиторов парафиноотложения реализуются под различными марками так называемых депрессорных присадок. В настоящее время для описания действия депрессорных присадок [1, 2] чаще используется механизм сокристаллизации, согласно которого молекулы депрессора и парафина вступают в сокристаллизацию. При этом молекула депрессора своей неполярной частью встраивается в кристалл парафина, а полярная часть, находящаяся снаружи, в среде, мешает новым молекулам парафина осесть на кристалле [3]. Кристаллы приобретают минимальные размеры и перестают расти.

Таким образом, добавление ингибиторов в парафинистые конденсаты не влияет на термодинамику выпадения парафинов в твердую фазу. Зависимость количества выпавшего в твердую фазу парафина от температуры остается неизменной для чистого конденсата и его смесей с ингибитором. Но ингибиторы значительно изменяют пространственную структуру выпавших парафинов. Они уменьшают размеры кристаллических образований и делают решетку менее связанной. Ее прочность снижается. Это влечет уменьшение предела прочности парафиновой структуры при ее охлаждении в покое. Чем менее прочной становится кристаллическая решетка, тем ниже значение предела прочности парафиновой структуры и эффективнее применяемый ингибитор.

Такой результат может оказаться достаточным в том случае, когда речь идет о защите от парафиноотложения технологического оборудования и трубопроводов, где газовый конденсат с парафинами находится в движении. Однако в случае транспортировки парафинистого конденсата в состоянии покоя (цистернами) эффективность таких присадок сомнительна.

Как ранее отмечено, технологическая схема компании «Новатэк» включает следующие процессы (рис. 2):

1) подготовку газового конденсата, в том числе и деэтаннизацию (осуществляется непосредственно на промысле);

2) транспортировку деэтаннизированного газового конденсата по конденсатопроводу с месторождений на Пуровский ЗПК;

3) стабилизацию газового конденсата на Пуровском ЗПК с получением сжиженных углеводородных газов и стабильного конденсата;

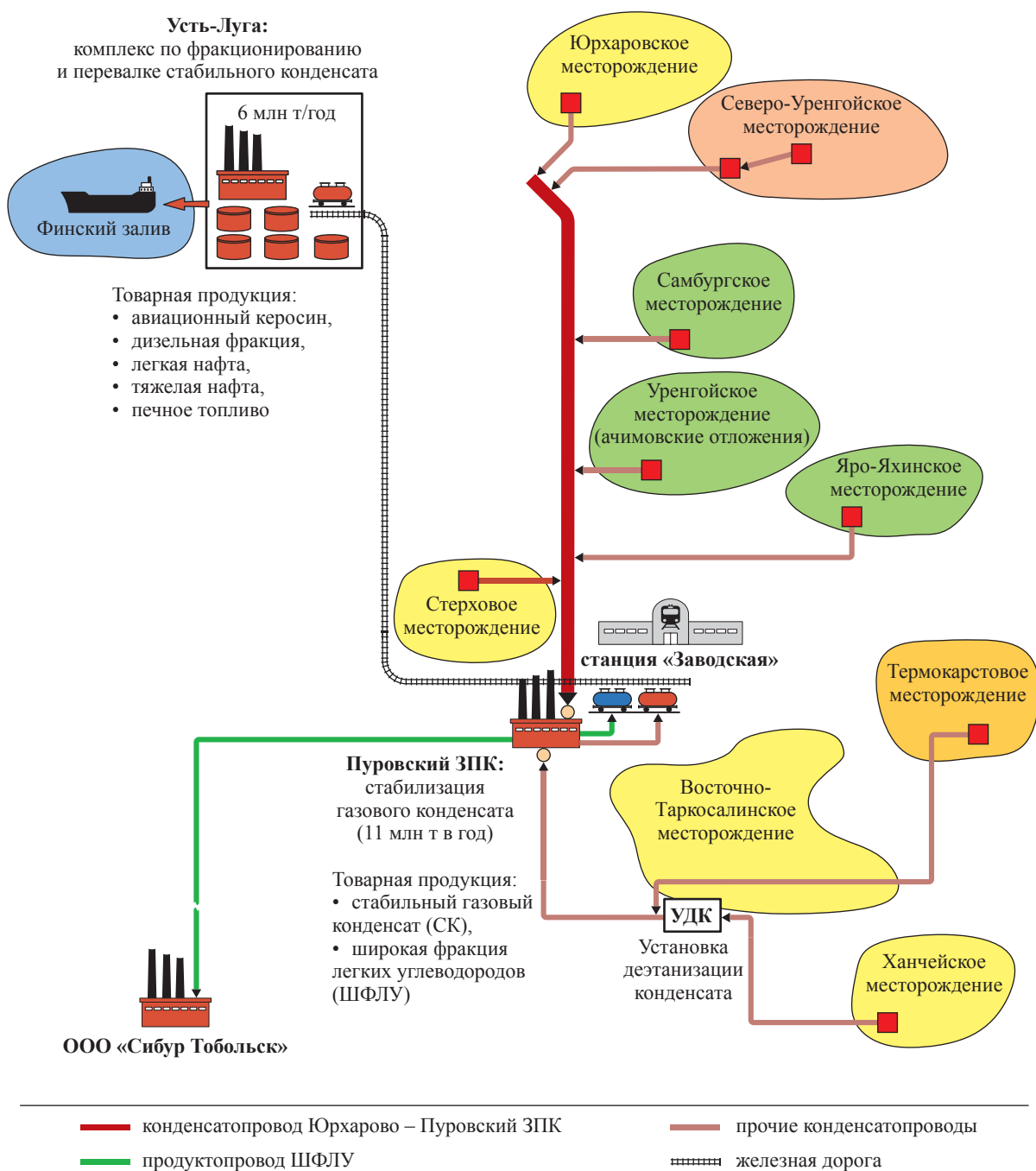


Рис. 2. Принципиальная схема транспорта углеводородного сырья и продуктов переработки ОАО «Новатэк»

4) транспортировку стабильного конденсата в железнодорожных цистернах с Пуровского ЗПК на комплекс «Усть-Луга», расположенный на берегу Финского залива;

5) фракционирование стабильного конденсата с получением легкой и тяжелой нефти, авиационного керосина, газойля и компонента судового топлива;

6) отгрузку продукции комплекса «Усть-Луга» в морские танкеры.

В части парафиноотложения наиболее критичным процессом является транспортировка парафинистого стабильного газового конденсата в железнодорожных цистернах, а точнее их опорожнение. Применение депрессорных присадок решает проблему слива лишь отчасти. Дело в том, что подвижный слой парафинистых отложений на дне цистерны ввиду своей высокой текучести позволяет начать слив цистерны через нижнее сливное устройство,

но окончание слива приводит к блокированию дальнейших сливных операций.

Слив вагона-цистерны можно сравнить со сливом ванны, в которой на дне имеются какие-либо отложения. Слив имеет характер воронки: сначала сливается верхняя прозрачная часть жидкости, и только в конце жидкость начинает подтягивать донные отложения. В результате по завершении разгрузочных операций сливные устройства остаются заполненными отложениями (парафинами). В условиях железнодорожных сливных эстакад, особенно в зимний период, это может стать причиной приостановки последующих сливных операций. Решить проблему могло бы применение технологии, позволяющей предотвратить расслоение парафинистого стабильного газового конденсата в железнодорожной цистерне. Специально для таких случаев разработаны диспергирующие присадки.

Диспергаторы парафинов (диспергирующие присадки) – сравнительно новый вид присадок. Впервые об их создании заявила фирма ExxonMobil Chemical в 1989 г. Главная задача диспергирующих присадок – предотвращение расслоения углеводородов (топлив) при холодном хранении [4, 5]. В качестве диспергаторов парафинов чаще всего выступают высокомолекулярные амиды и имиды карбоновых кислот, четвертичные аммониевые соли и амины типа полиалкиленполиаминов. Однако точные составы и технологии производства диспергаторов парафинов компаниями-производителями не раскрываются [6].

Диспергаторы могут использоваться в композиции с депрессорными присадками, при этом депрессорный компонент отвечает за понижение температуры текучести парафиновых отложений, а диспергирующий компонент предотвращает оседание кристаллизующихся парафинов при отрицательных температурах и тем самым способствует сохранению агрегативной устойчивости. Для каждого парафинистого газового конденсата существует своя наиболее оптимальная композиция «депрессор–диспергатор», приводящая к взаимному усилению функциональных свойств [7]. Состав композиции определяется производителем присадок индивидуально для каждого случая на основании результатов исследовательской работы.

Механизм действия диспергирующих присадок пока однозначно не прописан. Существует

предположение, что депрессоры совместно с диспергаторами способствуют кристаллизации и образованию поляризованных мелких кристаллов. За счет электростатических сил отталкивания кристаллы дополнительно диспергируются и равномерно распределяются по всему объему. Практические испытания смеси «депрессор–диспергатор» в условиях технологической цепочки компании «Новатэк» позволили сделать вывод, что эффективность действия депрессорной присадки в присутствии диспергатора в соотношении 2:1 значительно повышается. Наблюдается синергетический эффект, выраженный снижением необходимой рабочей концентрации депрессорной присадки в два раза. Слив вагонов-цистерн происходит практически полностью. Затруднения в сливе последующих вагонов-цистерн не возникали.

Также установлен и моющий эффект совместного использования присадок. При подаче композиции присадок в систему технологического оборудования, куда ранее подавалась только депрессорная присадка, было отмечено резкое временное увеличение содержания парафинов на выходе. Очевидно, имело место удаление имеющихся отложений парафинов.

Следует отметить, что опыт практического использования композиции присадок выявил важные ограничения ее применения. Выяснилось, что подавать диспергирующий компонент смеси следует лишь непосредственно перед наливом газового конденсата в железнодорожные цистерны. Подача диспергирующего компонента в газовый конденсат на промыслах перед транспортировкой его по конденсатопроводу нецелесообразна.

Дело в том, что диспергирующая присадка способствует стабилизации эмульсии типа «вода в газовом конденсате». Происходит это потому, что в качестве диспергирующих присадок выступают, в частности, четвертичные аммониевые соединения, которые, по сути, являются катионными поверхностно-активными веществами (КПАВ).

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – это вещества с асимметричной структурой, в которых молекулы состоят из одной или нескольких гидрофильных групп и содержат один или несколько гидрофобных радикалов. Гидрофильная группа – активная полярная составляющая молекулы ПАВ – обладает ненасыщенной вторичной валентностью и на границе раздела «нефть–вода» погружается в водную

фазу. Гидрофобная группа (радикал) – инактивная неполярная составляющая молекулы ПАВ – не имеет валентности и тяготеет к углеводородной фазе. Ее часто называют олеофильной группой. Она представляет собой цепочку углеводородных радикалов. Такая структура молекул вещества, называемая дифильной, обуславливает его поверхностную (адсорбционную) активность, т.е. способность вещества диффундировать через объем фазы и концентрироваться на поверхностях раздела фаз таким образом, что полярная (гидрофильная) часть молекулы, имеющая родственную природу с полярной фазой (например, водой), растворяется в ней, а неполярная (олеофильная) цепочка ориентируется в сторону менее полярной фазы, например газового конденсата.

Катионоактивными ПАВ называют вещества, которые диссоциируют в водных растворах с образованием поверхностно-активного катиона с гидрофобной цепью. В роли аниона чаще всего выступают галогены, но могут и анионы серной и фосфорной кислот. Исходным сырьем для синтеза КПАВ являются первичные, вторичные и третичные амины.

В результате адсорбции ПАВ происходят: диспергирование гетерогенных систем; образование защитной пленки, более гидрофобной (или гидрофильной) по сравнению с первоначальной; стабилизация (дестабилизация) дисперсной среды.

В нашем случае КПАВ понижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз «вода – газовый конденсат» и создают вокруг частиц воды прочные адсорбционные оболочки, препятствующие коалесценции капель диспергированной воды» (рис. 3). Таким образом объем газового конденсата заполняется мелко диспергированной водой, образуя эмульсию «вода / конденсат».

Вязкость такой эмульсии гораздо выше, чем у газового конденсата. В итоге появле-

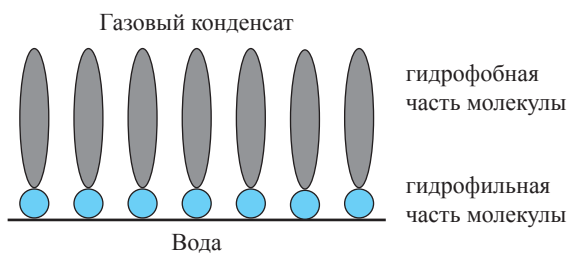


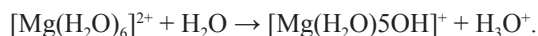
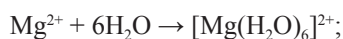
Рис. 3. Расположение молекул КПАВ на границе раздела фаз «вода – газовый конденсат»

ние эмульсии негативно сказывается на пропускной способности конденсаторов. В отдельных случаях возможна полная приостановка работы конденсатора по причине высоких перепадов давления.

Аномально высокая вязкость эмульсий «вода / конденсат (ачимовский)» объясняется образованием пространственных структурных решеток, которые состоят из кристаллов парафина и заполнены диспергированной водой. Наличие таких структурных решеток вызывает появление как динамического, так и статистического напряжения сдвига. С повышением содержания воды в газовом конденсате увеличивается вязкость эмульсии. Это явление наблюдается до перехода эмульсии из типа «вода / конденсат» в тип «конденсат / вода».

Способность диспергирующего компонента стабилизировать водяные эмульсии также оказывает негативное влияние на установки фракционирования газового конденсата. Дело в том, что диспергированная вода, поступающая в блок колонны атмосферной перегонки газового конденсата, становится причиной повышения коррозионной активности рабочей среды.

Соли соляной кислоты, присутствующие в растворенной воде, представляют серьезную коррозионную опасность. В первую очередь они, как и соли любых других кислот, влияют на кинетику протекания электрохимической реакции. С другой стороны, хлориды повышают проводимость рабочей среды, облегчая стадию переноса зарядов при электрохимической коррозии. Особенно опасная ситуация возникает, когда в рабочей среде присутствуют хлориды кальция и магния. Последствия их диссоциации приводят к снижению значения pH рабочей среды и соответствующему усилению ее коррозионности вследствие протекания следующих реакций:



Таким образом, диссоциация хлорида магния приводит к тем же последствиям, что и диссоциация соляной кислоты [8]: в растворе появляются хлорид-ионы и ионы гидроксония, которые являются активными катодными деполаризаторами. Хлориды кальция значительно

менее опасны. У иона кальция атомный радиус выше, чем у иона магния, и соответственно, способность образовывать кислоты ниже. Ион натрия как однозарядный катион практически лишен этой возможности.

Коррозия развивается главным образом в период пуска и остановки аппаратов. Коррозии подвержены в основном дефлегматоры, верхние днища, верхние тарелки, шлемовые трубы колонны атмосферной перегонки и колонны стабилизации легкой нефти. Технологические решения подобных проблем на нефтеперерабатывающих заводах закладываются в проектную документацию. На практике их реализуют в виде блоков электрообессоливающих установок (ЭЛОУ), в основу работы которых положен процесс электродегидратации. В случае заводов по переработке газового конденсата такие решения, как правило, не включены в проект, так как за основу сырья при проектировании принимался валанжинский газовый конденсат, содержание воды в котором незначительно. Поэтому как минимум установки фракционирования ачимовского газового конденсата следует дополнять блоками подачи антикоррозионных присадок (применительно к ачимовскому конденсату – смеси нейтрализатора и пленкообразователя). Использование современных марок нейтрализаторов и пленкообразователей с концентрацией 10–15 г/т позволяет уменьшить скорость коррозии оборудования в 2–3 раза до 0,3 мм в год.

Возвращаясь к комплексному действию смеси диспергирующих и депрессорных присадок, следует отметить и положительные побочные эффекты. В частности, выявлены позитивные изменения в технологическом режиме колонны атмосферной перегонки. После поступления на установку фракционирования сырья с композицией диспергирующих и депрессорных присадок отмечено резкое снижение кинематической вязкости мазутовой фракции с 9,5 до 7,5, мм²/с (при 50 °С). На практике это привело к снижению нагрузки на насосы горячей циркуляции на треть и снижению температуры в кубе колонны атмосферной перегонки с 325 до 315 °С. Произошло это потому, что при снижении вязкости кубового продукта повысилась летучесть его компонентов, образующих паровую фазу. Соответственно, количество тепла, которое необходимо подводить в куб колонны, снизилось.

Положительный эффект отразился не только на энергоэффективности установки фракциони-

рования, но и на выходе товарных продуктов. Улучшение работы куба колонны привело к более точному разделению мазута и дизельного топлива. При этом температура потери текучести мазута снизилась, и, соответственно, появилась возможность повысить выход более ценного продукта дизельного топлива, часть которого ранее тратилась на поддержание потери текучести мазута.

В настоящее время известен целый ряд торговых марок депрессорных присадок, эффективных в отношении парафиновых отложений в условиях газовых конденсатов, а именно: отечественные – ПРАЛЬТ-16, НХТ-И, СНПХ-2005, СНПХ-7920М, СНПХ-ИГГГ-11, СНПХ-7909, СНПХ-7941, ЕС6464А, ЕС6888А, ЕС6509А, ЕС5353А, ДР-3225, ДМН-2005; зарубежные – Flexoil CW288, Flexoil WM 1740, PAW-85793, PA085641, Keroflux 3501. В той или иной степени эффективность этих присадок доказана совместными исследовательскими работами компаний «Новатэк», «РН-УфаНИПИнефть» и «ТюменНИИгипрогаз». Как зарубежные, так и отечественные присадки имеют и преимущества, и недостатки.

Недостатки зарубежных присадок обусловлены 100%-ной валютной составляющей стоимости, а следовательно, постоянны изменением цен в рублевом исчислении. Усугубляют проблему длительные сроки поставки, а также риски, принятые отдельными странами политически ангажированных решений.

Отечественные присадки только отчасти можно назвать таковыми, так как в них в большинстве случаев также имеются импортные компоненты. Стоимость таких присадок более низкая и прогнозируемая. Сроки поставки могут составлять недели. Однако множество вопросов возникает при оценке их эффективности, особенно при сравнении с зарубежными аналогами.

Российские производители более склонны к изготовлению универсальных присадок, производство которых можно поставить на поток. В дальнейшем это дает возможность в процессе реализации позиционировать их как оптимальное решение для широкого круга потребителей. Иногда такой подход дает положительный результат и для поставщика, и для потребителя, но чаще всего для достижения ожидаемой эффективности потребителям приходится увеличивать концентрацию присадок. При этом ценовая привлекательность присадки в силу

избыточности объемов потребления полностью нивелируется.

Совершенно иной подход демонстрируют ведущие зарубежные производители присадок. Практически любое техническое задание на поставку присадок рассматривается ими как индивидуальный проект. Как правило, заключению договора поставки предшествует исследовательская работа, результатами которой становится уникальная композиция присадок, учитывающая все нюансы состава конкретных рабочих сред и технических особенностей производственных объектов. Возможным это становится благодаря развитой лабораторно-исследовательской базе компаний-производителей, а также наличию в свободной продаже в тех же странах Евросоюза широкого круга химических веществ – потенциальных компонентов смесей. Таким образом, у зарубежных компаний имеются как свои собственные мощные ресурсы, так как и ресурсы, обусловленные высоким уровнем развития химической промышленности в своих странах.

Внешне может показаться, что отечественные производители присадок находятся в заведомо проигрышном положении, так как в их распоряжении имеются только два варианта развития бизнеса:

1) максимальное использование собственных интеллектуальных наработок и отече-

ственных реагентов в ущерб эффективности конечного продукта;

2) использование зарубежного опыта производства присадок с применением импортных компонентов присадок в ущерб ценовой привлекательности.

Однако на российском рынке присутствуют весьма успешные компании по производству реагентов для нефтяной и газовой промышленности. Суть стратегии таких компаний заключается, во-первых, в создании лабораторно-исследовательской базы, которая одновременно служит генератором изобретательской деятельности с целью создания интеллектуальных продуктов; во-вторых, в индивидуальном подходе к техническому заданию каждого конкретного заказчика; в-третьих, в комбинировании отечественных и зарубежных компонентов композиции присадок, позволяющем сохранить разумный баланс между ценой и качеством.

В заключение следует отметить, что перечень вопросов, связанных с добычей газовых конденсатов ачимовских залежей, имеет широчайший спектр и лишь отчасти касается проблем отложения парафинов. Но даже и этот аспект требует глубокой и всесторонней проработки, основанной на результатах многочисленных исследовательских работ и промышленных испытаний.

Список литературы

1. Данилов А.М. Применение присадок в топливах / А.М. Данилов // Справочник. – СПб.: Химиздат, 2010. – 368 с.
2. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам / Р.А. Тертерян. – М.: Химия, 1990. – 238 с.
3. Иванов В.И. Депрессорные присадки / В.И. Иванов, Л.Н. Фремель и др. // Труды ВНИИ НП. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1982. – Вып. 41. – 100 с.
4. Капустин В.М. Нефтяные и альтернативные топлива с присадками и добавками / В.М. Капустин. – М.: Колос, 2008. – 232 с.
5. Гришина И.Н. Физико-химические основы и закономерности синтеза, производства и применения присадок, улучшающих качество дизельных топлив / И.Н. Гришина. – М.: Нефть и газ, 2007. – 230 с.
6. Данилов А.М. Отечественные присадки к дизельным топливам / А.М. Данилов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2010. – № 1.
7. Мухторов Н.Ш. Эффективность депрессорных и диспергирующих присадок в зависимости от фракционного состава дизельных топлив / Н.Ш. Мухторов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2012. – № 10. – С. 46.
8. Медведева М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа / М.Л. Медведева. – М.: Нефть и газ, 2005. – 130 с.

УДК 622.279

В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.В. Поляков

Особенности фазового поведения пластовых газоконденсатных систем в области прямого испарения

Общепринятое представление о фазовом поведении пластовых газожидкостных систем (ПГЖС) строится на основе обобщенной фазовой диаграммы в координатах «давление–температура» (p - T) [1, 2], на которой отображаются такие процессы, как переход газожидкостных смесей в парообразное или жидкостное состояние при изменении давления и температуры.

Фазовая p - T -диаграмма строится на основе изотерм контактной конденсации или разгазирования ПГЖС: конденсации – в области температур от криткондентермы до критической температуры, разгазирования – в области температур от критической и ниже. Исследования проводятся за счет снижения давления в PVT-камере без изменения массы заправленной ПГЖС. Изменение давления и объема производится поршнем. При полностью выдвинутом поршне в PVT-камере создается минимально возможное давление данной массы заправленной ПГЖС.

Характерные черты диаграммы:

- петлеобразный вид огибающей фазовой диаграммы, представляющей собой линии точек кипения и точек росы и ограничивающей двухфазную область;
- существование критической точки, в которой исчезает различие между жидкой и паровой фазами;
- наличие крикондентермы и крикондентермы, что предполагает существование областей ретроградных явлений;
- наличие области полного испарения жидкости, расположенной ниже точек росы.

Однако фактически фазового поведения реальных ПГЖС обобщенная фазовая диаграмма не отражает [3–5]. Рассмотрим более детально отличие фазового поведения реальной ПГЖС от фазового поведения ПГЖС, определенного на основании p - T -диаграммы [1].

Так, при сравнении характера двух изотерм контактной конденсации (рис. 1), одна из которых получена на основании реальных экспериментальных данных, а другая снята с обобщенной фазовой диаграммы, видно, что принципиальные отличия

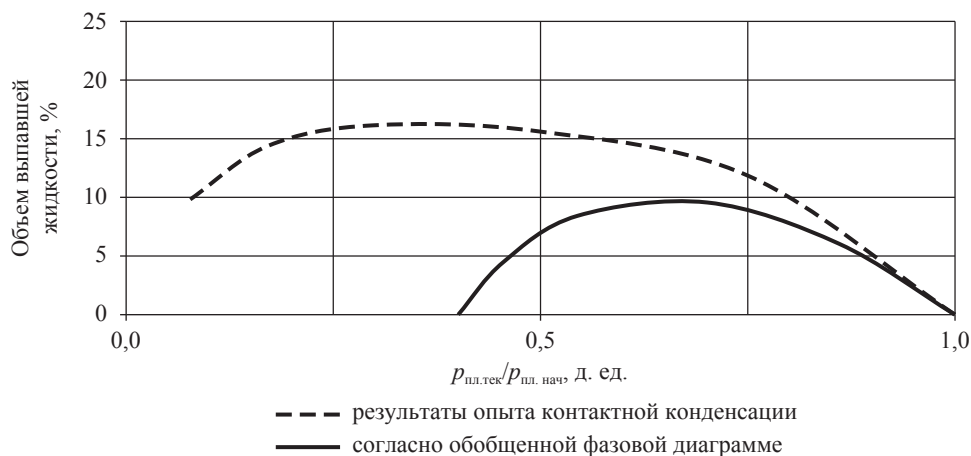


Рис. 1. Изотермы контактной конденсации для углеводородных газожидкостных систем:

$p_{\text{пл.тек}}$ – текущее пластовое давление; $p_{\text{пл.нач}}$ – начальное пластовое давление

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, поздняя стадия разработки, фазовые превращения, прямое испарение.

Keywords: gas-condensate field, late stage of development, phase transformation, direct vaporization.

заканчиваются в отсутствие полного испарения жидкой фазы при давлениях, близких к 0,1013 МПа.

Следует отметить, что изменение фазовых характеристик пластовой газоконденсатной системы при снижении пластового давления в процессе разработки происходит за счет изменения начальной массы системы в процессе извлечения углеводородов (УВ). Поэтому особенности фазового поведения газоконденсатной системы в процессе снижения давления определяются на основе экспериментальных данных, полученных в ходе проведения опытов дифференциальной конденсации, которые моделируют разработку газоконденсатной залежи на режиме истощения. Эксперименты проводятся с использованием установок фазового равновесия при постоянной температуре, соответствующей пластовой [2]. Снижение давления осуществляется ступенчато, путем выпуска порции газа. На каждой ступени снижения давления определяются объем выпавшего насыщенного конденсата в PVT-ячейке, объем выпущенного газа и его состав. Для изучения состава выпавшего конденсата после каждой ступени производится новая рекомбинация пластовой УВ-системы. Выпущенный

из PVT-ячейки газ соответствует в разработке добываемому пластовому газу, а выпавший насыщенный конденсат – ретроградному конденсату.

Результаты полных PVT-исследований рекомбинированной пластовой системы скв. 774 ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), которые включают исследование контактных и дифференциальных процессов, отображены в табл. 1 и на рис. 2. Следует отметить существенное отличие количества выпавшего при давлении максимальной конденсации нестабильного и стабильного конденсатов за счет присутствия в нестабильном конденсате газообразных компонентов C_1 – C_4 и других.

Полные PVT-исследования проводятся обычно в процессе разведки и начала разработки месторождения, когда из пласта добывается начальная пластовая газоконденсатная смесь. Следовательно, в рекомбинации пластовой системы используется конденсат начальных свойств и состава. Испарение ретроградного конденсата можно оценить интенсивностью испарения (И.И.) в %, определяемой как разность пластовых потерь (П.П.) в $см^3/м^3$ или $г/см^3$ при давлении максимальной конденсации

Таблица 1

Результаты экспериментальных исследований пластовой системы ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

Характеристика пласта / флюида	Скв. 774, Ач ₃₋₄ , Ач ₅	Скв. 716, Ач ₃₋₄	Скв. 732, Ач ₃₋₄	Скв. 778, Ач ₃₋₄
Пластовое давление, $p_{пл}$, МПа	60,8	58,8	60	57,8
Пластовая температура, $T_{пл}$, К	378	378	376	375
Компонентный состав флюида, %:				
• CH_4	82,7	86,37	83,5	83,44
• C_2 – C_4	11,22	9,49	11,6	11,45
• C_{5+}	6,08	4,14	4,9	5,11
Содержание C_{5+} , q , $г/м^3$	327	167	223	242
Плотность C_{5+} , $г/см^3$	0,7852	0,788	0,7809	0,789
Молярная масса флюида, $г/моль$	135	142	137	141
Фракционный состав, °С:				
• начало кипения (н.к.)	50	36	32	43
• 50 % объем.	185	172	178	178
• 80 % объем.	350	325	331	330
Групповой УВ-состав, % масс.:				
• ароматические	15,69	13,95	–	18,22
• нафthenовые	37,04	44,13	–	33,51
• метановые	47,04	41,92	–	48,27
Давление начала конденсации, $p_{н.к.}$, МПа	50	47,5	48	48
Коэффициент извлечения, $K_{извл}$ при 0,1013 МПа	0,57	0,7	0,62	0,63
Интенсивность испарения ретроградного конденсата, %:				
• насыщенного	19,6	24,3	23,5	27,6
• стабильного	6,1	7,0	8,0	5,0
Плотность ретроградного конденсата, $г/см^3$	0,829	0,845	0,819	0,833

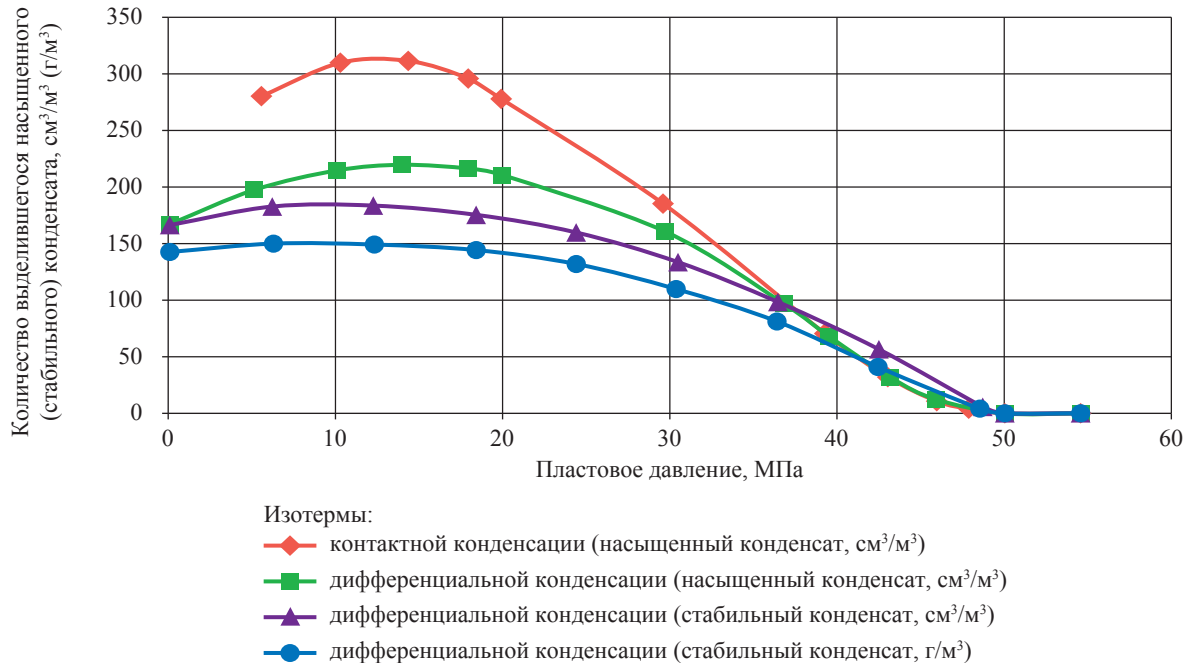


Рис. 2. Результаты PVT-исследований ачимовских отложений Уренгойского НГКМ (скв. 774) при $T_{пл} = 378 \text{ K}$

(p_{max}) и давлении 0,1 МПа, поделенная на пластовые потери при давлении максимальной конденсации:

$$И.И. = \frac{П.П.(p_{max}) - П.П.(0,1 \text{ МПа})}{П.П.(p_{max})} 100 \% \quad (1)$$

На рис. 3 проиллюстрированы результаты экспериментальных исследований и изобра-

жены изотермы дифференциальной конденсации, показывающие изменение насыщенности в процессе снижения давления для различных объектов ачимовской залежи Уренгойского НГКМ. Полученные данные свидетельствуют, что увеличение содержания УВ C_{5+} в системе приводит к значительному росту потерь насыщенного конденсата, максимум

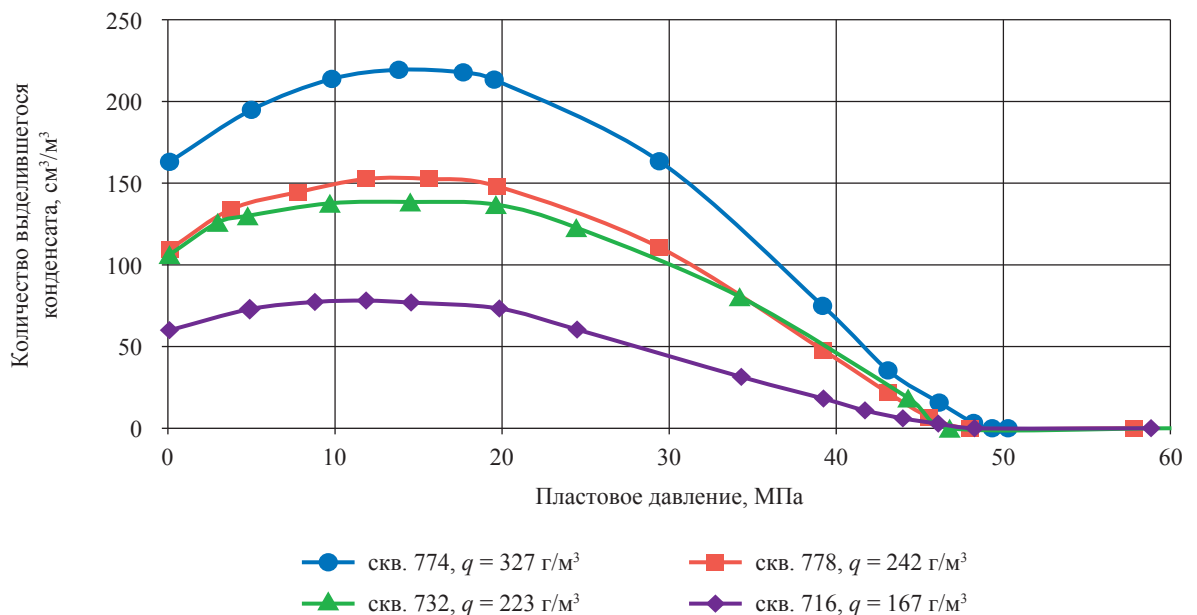


Рис. 3. Изотермы дифференциальной конденсации газоконденсатной смеси ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

которых приходится на область давления максимальной конденсации. Количество выделившегося насыщенного конденсата при давлении максимальной конденсации и содержании C_{5+} 327 г/м³ достигает 220 см³/м³. При рассмотрении области давлений, близких к 0,1013 МПа, видно, что полного испарения выпавшего насыщенного ретроградного конденсата не происходит (см. рис. 3, табл. 1). Этот вывод подтверждается результатами подобных PVT-исследований, проведенных с использо-

ванием пластовых смесей различных нефтегазо- и газоконденстных (ГКМ) месторождений независимо от состава и свойств пластовой газоконденсатной системы и начальных термобарических условий (табл. 2, рис. 4).

Стоит отметить, что с увеличением начального содержания C_{5+} в пластовом газе насыщенность при давлении максимальной конденсации растет интенсивнее. На рис. 4 в области прямого испарения по характеру изменения насыщенности (разница между насыщен-

Таблица 2

Характеристика исследованных пластовых систем

Показатель	Ен-Яхинское ГКМ, пласт БУ ₈₍₁₋₂₎ *	Астраханское ГКМ	Уренгойское НГКМ ачимовские залежи**	Печорогородское ГКМ	Северо-Восточное ГКМ***	Пеляткинское ГКМ	
						СД-IX	СД-VI
Глубина залегания, м	2914–3250	3870–4100	3570–3780	3466–3349	2565–2594	2600–2650	2450–2500
Начальное пластовое давление, МПа	28,3	61,2	57,8	36,5	22,7	23	20
Пластовая температура, К	352	383	375	343	355	328	328
Начальное содержание C_{5+} на «сухой» газ, г/м ³	290	262	242	397	196	76,5	29,4
Содержание C_2-C_4 , % мол.	8,9	8,0	11,45	15,4	12,0	6,2	3,9

* Скв. 133.

** Скв. 778.

*** Данные на момент проведения исследований.

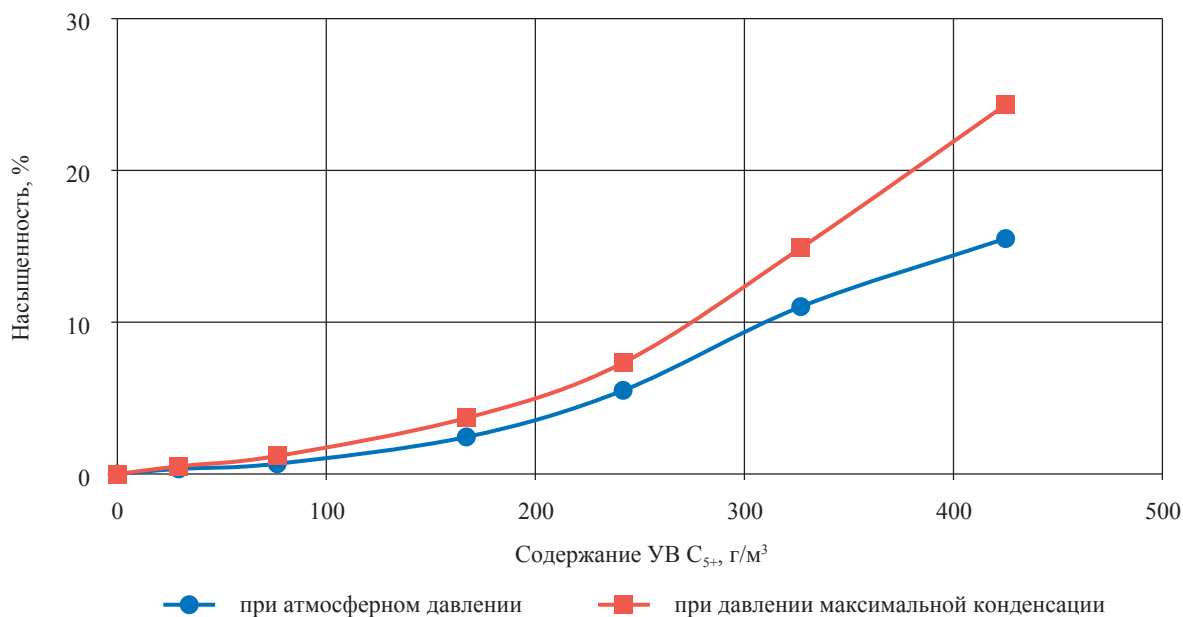


Рис. 4. Зависимость насыщенности жидкой фазы от содержания C_{5+} в пластовой системе (по результатам опыта дифференциальной конденсации для пластовых систем Пеляткинского ГКМ и ачимовских отложений Уренгойского НГКМ)

ностями при давлении максимальной конденсации и атмосферном давлении) можно выделить три подобласти:

1) УВ-системы с содержанием C_{5+} до 50 г/м^3 – изменение насыщенности незначительное;

2) УВ-системы с содержанием C_{5+} от 50 до 200 г/м^3 – изменение насыщенности плавно снижается, и разность соответствующих показателей для $q = 200 \text{ г/м}^3$ достигает примерно 1,8 %;

3) УВ-системы с содержанием C_{5+} от 200 г/м^3 и выше – изменение насыщенности активно снижается, и разность соответствующих показателей для $q = 400 \text{ г/м}^3$ достигает около 7 %.

Сравнение свойств стабильного ретроградного конденсата и стабильного конденсата, извлекаемого из пласта, на начало разработки месторождения показывает, что стабильный ретроградный конденсат имеет более высокие плотность и молярную массу (табл. 3, см. табл. 2).

Молярная масса ретроградного конденсата Ен-Яхинского и Северо-Васюганского месторождений в сравнении со стабильным конденсатом увеличилась более чем на 20 %; Астраханского, Уренгойского и Печорогородского месторождений – на 9–10 %. Применительно к рассматриваемым месторождениям увеличение плотности конденсата составляет 2–8 %, интенсивность испарения достигает

17 % для стабильного конденсата и 40 % для нестабильного (насыщенного). Более легкий конденсат испаряется интенсивнее, т.е. низкомолекулярные фракции активнее вовлекаются в процесс прямого испарения.

Согласно данным экспериментальных исследований газоконденсатной системы Берямбинского месторождения (табл. 4), молярная масса и плотность ретроградного конденсата уменьшаются в процессе снижения давления за счет выпадения все более легких УВ-компонентов. А после прохождения давления максимальной конденсации происходит утяжеление этих свойств в связи с испарением легких УВ.

Для изучения характера испарения УВ-компонентов в составе ретроградного конденсата проведены экспериментальные исследования искусственной газоконденсатной системы, составленной из чистых компонентов. По составу искусственная смесь представлена (% мол.): метаном – 80,20; этаном – 9,83; пропаном – 3,08; бутаном – 0,89; высококипящими УВ C_{5+} – 3,94; неуглеводородными компонентами (азот и углекислый газ) – 2,06. Содержание C_{5+} составляет $231,2 \text{ г/м}^3$, молярная масса – $135,5 \text{ г/моль}$. По результатам эксперимента дифференциальной конденсации при температуре 353 К рассчитаны потери высококипящих УВ в процессе снижения давления (рис. 5). Согласно полученным данным установлено, что в процесс прямого испарения

Таблица 3

Результаты исследования ретроградного процесса пластовых газоконденсатных смесей

Месторождение	Интенсивность испарения ретроградного конденсата, %		Свойства конденсата			
	нестабильного (насыщенного)	стабильного	стабильного (на начало разработки)		ретроградного (выпавшего в камере PVT)	
			плотность, г/см^3	молярная масса, г/моль	плотность, г/см^3	молярная масса, г/моль
Ен-Яхинское	38	12	0,736	109	0,778	138
Астраханское	30	10	0,805	151	0,851	168
Уренгойское (ачимовская залежь)	23,7	6,3	0,775	139	0,831	153
Печорогородское	32,8	–	0,753	133	0,770	146
Северо-Васюганское	39,6	17	0,712	106	0,769	130

Таблица 4

Изменение свойств ретроградного конденсата Берямбинского месторождения

Давление на ступени, МПа	20	16	12	8	4	0,1
Плотность, г/см^3	0,7721	0,7568	0,7474	0,7418	0,7392	0,7692
Молярная масса, г/моль	139	125	106	100,5	103	130

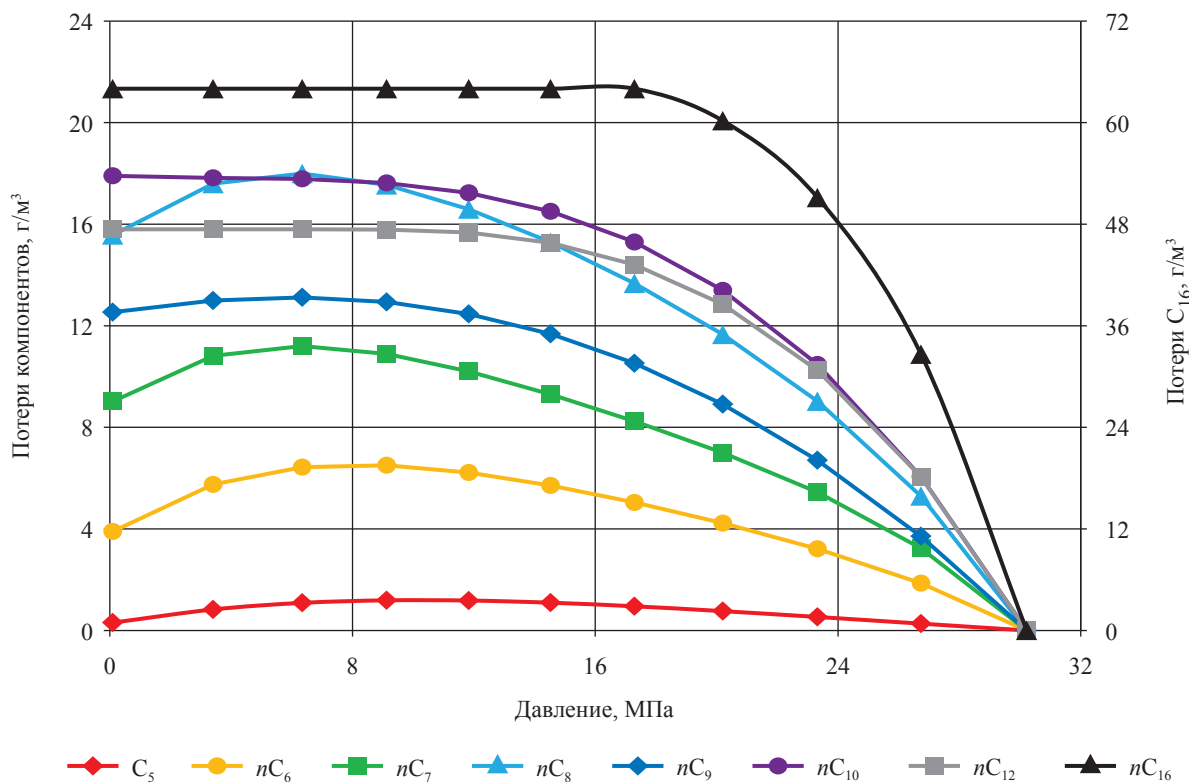


Рис. 5. Потери высококипящих УВ по результатам исследований искусственной газоконденсатной смеси

вовлекаются компоненты C_5 – C_9 , со снижением молярной массы процесс испарения протекает более интенсивно. УВ выше C_{10} не вовлекаются в процесс прямого испарения.

Из полученных данных следует, что наиболее высокомолекулярные УВ-компоненты, характеризующиеся первоочередным

выпадением при снижении давления ниже $p_{н.к.}$, имеют низкую активность к испарению в области низких давлений. Эти особенности проиллюстрированы на примере изменения компонентного состава конденсата Печорогородского месторождения (рис. 6). В процессе прямого испарения в основном участвует бензиновая

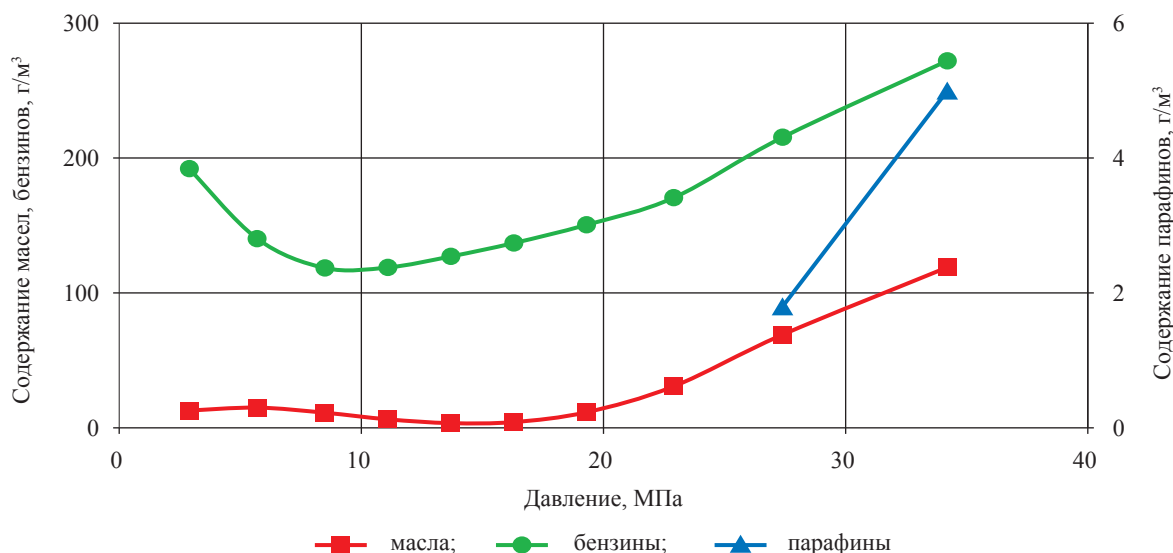


Рис. 6. Содержание компонентов в пластиковом газе Печорогородского ГКМ

фракция, тогда как масла практически не испаряются, а парафины при снижении давления ниже $p_{н.к.}$ практически сразу полностью выпадают из пластового газа в ретроградный конденсат.

Таким образом, на основании результатов проделанной работы показаны отличительные особенности фазового поведения реальных пластовых газоконденсатных систем в области низких давлений. Рассмотрены факторы, обуславливающие характер протекания ретроградных процессов, изучена интенсивность испарения компонентов ретроградного конденсата. С точки зрения разработки наибольший интерес представляют УВ-системы с содержанием УВ C_{5+} выше 200 г/м^3 , где достигается наибольшее изменение насыщенности за счет процесса прямого испарения нестабильного (насыщенного) конденсата. При этом интенсивность прямого испарения стабильного конденсата существенно ниже (см. табл. 3).

Список литературы

1. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте / С.Д. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
2. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. / разработ. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев и др.; утв. ОАО «Газпром» 05.08.2010, введ. 29.04.2011. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. 1. – 234 с.; Ч. 2. – 319 с.
3. Газоконденсатные системы и методы их изучения. – М.: Недра, 1984. – 152 с.
4. Волков А.Н. Физическое моделирование состава и фазового поведения углеводородных систем глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений: дис. ... канд. техн. наук / А.Н. Волков. – М., 2004. – 180 с.
5. Лапшин В.И. Фазовые превращения ретроградных газоконденсатных систем при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В.И. Лапшин // Разработка месторождений углеводородов. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 201–211.

УДК: 665.7.035.6

**И.А. Прудников, А.Н. Нестеренко, О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, А.Г. Касперович,
С.В. Бакустина**

Экспериментально адаптированный метод расчета вязкости по составу нестабильных жидких углеводородов

Ключевые слова:

метод расчета,
вязкость,
нестабильные
жидкие
углеводороды,
компонентно-
фракционный
состав.

Keywords:

method
of calculation,
viscosity,
unstable liquid
hydrocarbons,
fractional analysis.

Вязкость является одним из важнейших физико-химических свойств широкого спектра жидких углеводородов (ЖУ), в частности сырьевых потоков газового конденсата, нефти и продуктов их промышленной подготовки и переработки. От вязкости соответствующих ЖУ зависят фильтрационные характеристики пластовых флюидов, гидравлические сопротивления промышленных и магистральных трубопроводов, гидродинамические характеристики массообменных и теплообменных технологических процессов, параметры средств измерений объемов и масс потоков и пр. Поэтому расчетные методы определения вязкости ЖУ весьма востребованы при решении задач проектирования и эксплуатации месторождений, сбора, промышленной подготовки, транспорта и переработки добываемого сырья.

Современные алгоритмы расчета вязкости ЖУ [1, 2] с точки зрения методологии можно разделить на следующие группы:

- 1) термодинамические, базирующиеся на использовании уравнений состояния;
- 2) эмпирические, основанные на использовании установленных корреляций между динамической вязкостью и другими свойствами смеси – преимущественно плотностью;
- 3) аддитивные, использующие для вычислений параметры состава смесей и вязкости их компонентов.

Методики первой группы достаточно сложны для широкой практики. Эмпирические корреляции имеют ограниченную область применения. Аддитивный расчет вязкости ЖУ по их составам и свойствам компонентов представляется наиболее доступным, надежным в реализации и, как показывает практика, вполне приемлемым по точности вычислений.

Преимущества аддитивных алгоритмов особенно значимы при расчете вязкости газонасыщенных, или нестабильных – согласно сложившейся терминологии, жидких углеводородов (НЖУ). Поэтому с учетом экспериментальных исследований, методических разработок и практического опыта ведущего в Западной Сибири Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (СибНИИ НП) для расчета вязкости газонасыщенной нефти стандартизован аддитивный метод [3], базирующийся на использовании уравнения Кэндэла и Монро. В стандарте [3] состав нефти для расчета вязкости представлен азотом, углекислотой, легкими углеводородами до пентана включительно и обобщенным жидким псевдокомпонентом C_{6+} , вязкость которого рассчитывается по тому же уравнению Кэндэла и Монро исходя из состава и вязкости разгазированной нефти и стандартизованных значений кажущейся вязкости перечисленных выше легких компонентов.

Данный метод был успешно адаптирован в ООО «ТюменНИИгипрогаз» для расчетов вязкости углеводородных потоков на основе их более детализированных компонентно-фракционных составов (КФС) [4], в которых кроме индивидуальных легких углеводородов (до пентанов включительно), неуглеводородных и серо-содержащих газов подробно представлена и жидкая часть в виде псевдокомпонентов – узких фракций, ранжированных по интервалам температур кипения или по числу атомов углерода, для которых экспериментально определены значения базовых

физико-химических свойств, в том числе вязкости при стандартных условиях. Это позволило повысить точность расчетов вязкости за счет детализации исходного состава и включить данный метод в комплекс моделей транспорта и переработки углеводородных потоков северных газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений Западной Сибири как наиболее концептуально приемлемый для расчета вязкости ЖУ.

В указанной интерпретации [4] уравнение Кэндэла и Монро имеет следующий вид:

$$\mu_{\text{ЖУ}}^{\text{СУ}} = \left(\sum \left(\left(\frac{z_i}{100} \right) \mu_i^{\frac{1}{3}} \right) \right)^3, \quad (1)$$

где $\mu_{\text{ЖУ}}^{\text{СУ}}$ – динамическая вязкость ЖУ в СУ, мПа·с; z_i – молярная масса i -го компонента (псевдокомпонента); μ_i – динамическая вязкость i -го компонента (псевдокомпонента) ЖУ в СУ, мПа·с.

Для расчета динамической вязкости в других термобарических условиях используются вычисляемые в зависимости от молярной массы ЖУ поправочные коэффициенты вязкости [3, 4]:

- термический

$$\tau_t = 1,02 \cdot 10^{-6} \cdot M_{\text{ЖУ}}^{1,87} + 5,48 \cdot 10^{-3}; \quad (2)$$

- барический

$$\tau_p = 4,24 \cdot 10^{-5} \cdot M_{\text{ЖУ}} + 6,82 \cdot 10^{-3}; \quad (3)$$

где $M_{\text{ЖУ}}$ – молярная масса ЖУ, вычисляемая по правилу аддитивности исходя из КФС ЖУ и молярных масс компонентов.

Соответственно, вязкость ЖУ при заданных давлении P , МПа, и температуре t , °С, рассчитывается по формуле:

$$\mu_{\text{ЖУ}}^{P,t} = \mu_{\text{ЖУ}}^{\text{СУ}} \frac{\exp[\tau_p (P - 0,101)]}{\exp[\tau_t (t - 20)]}. \quad (4)$$

Необходимые для расчетов по приведенным уравнениям значения вязкости индивидуальных компонентов представлены в стандарте [3], молярные массы для них являются справочными величинами. Для псевдокомпонентов различных ГКМ и НГКМ северной части Западной Сибири установлены статистически достоверные, усредненные по типам пластовых флюидов (валанжин, ачим, нефть) значения вязкости, наработанные в процессе многолетних экспериментальных

исследований физико-химических свойств узких фракций, в процессе которых определялись также величины плотности и температуры застывания. Молярные массы псевдокомпонентов наиболее корректно определяются расчетным методом по корреляции API¹ [5]. Оптимальное применение данного метода проверено сопоставлением расчетных и справочных молярных масс для широкой гаммы углеводородов различного строения. Уравнение определения молярной массы псевдокомпонентов M_i , кг/моль, имеет вид:

$$M_i = 20,486 e^{1,165 \cdot 10^{-4} \cdot TR_{b_i} - 7,78712 \gamma_i + 1,1582 \cdot 10^{-3} \cdot TR_{b_i} \gamma_i} + TR_{b_i}^{1,26007} \gamma_i^{4,98308}, \quad (5)$$

где $TR_{b_i} = 1,8 \cdot T_{b_i}$ – температурный параметр, К; T_{b_i} – температура кипения псевдокомпонента при давлении 0,101325 МПа, К;

$$\gamma_i = \frac{0,99345 \rho_i}{1000} + 0,00907$$
 – относительная плотность псевдокомпонента по воде при 15,5 °С;

ρ_i – плотность i -го псевдокомпонента, кг/м³.

Методика расчета вязкости ЖУ в данной интерпретации почти 30 лет успешно использовалась при балансовых и теплогидравлических расчетах в моделях промышленной подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья северных ГКМ и НГКМ Западной Сибири. При этом результаты расчетов вязкости, как правило, приемлемо соответствовали результатам измерений соответствующих ЖУ. Однако такое сравнение до недавнего времени было доступно лишь для разгазированных, или стабильных – согласно сложившейся терминологии, жидких углеводородов (СЖУ) ввиду отсутствия средств измерений и экспериментальных данных для НЖУ. При этом для СЖУ (в частности, стабильного конденсата, дизельного топлива, авиакеросина) сравнения проводились преимущественно в СУ, поскольку именно в них нормируется вязкость и, соответственно, проводятся ее измерения для перечисленных продуктов.

¹ API (англ. American Petroleum Institute) – Американский институт нефти, национальная неправительственная организация США, занимающаяся исследованиями и техническим регулированием в области нефтяной и газовой промышленности. Одним из основных направлений деятельности этой организации является разработка стандартов.

В 2012 г. в ООО «ТюменНИИгипрогаз» появилась возможность измерений вязкости не только СЖУ, но и НЖУ в различных термобарических условиях с помощью вискозиметра высокого давления электромагнитного типа EV 1000. Его использование позволило выполнить комплекс исследований КФС и динамической вязкости для 13 проб НЖУ – нестабильных конденсатов различных валанжинских месторождений и ачимовских отложений, деэтанализованного конденсата и широкой фракции легких углеводородов с целью наработки экспериментальных данных для проверки и корректировки методики расчета вязкости ЖУ. Измерения вязкости выполнены в диапазонах температур 0–50 °С и давлений 5–20 МПа. Предварительно для сверки новой методики с постоянно действующей метрологически аттестованной проведено сопоставление нескольких значений динамической вязкости СЖУ, полученных при стандартных условиях с применением вискозиметра высокого давления E1000 и вискозиметра Штабингера,

регулярно используемого при стандартных измерениях вязкости. Относительное отклонение результатов измерений вискозиметров составило не более 3 %.

Посредством изложенной в статье методики для экспериментально полученных КФС перечисленных проб НЖУ по уравнениям (1)–(4) были рассчитаны значения вязкости, которые в дальнейшем сравнили с соответствующими экспериментальными величинами, полученными при соответствующих давлениях и температурах, с определением абсолютных и относительных отклонений (рис. 1). Среднее отклонение составило –11,8 %.

Анализ полученных результатов выявил практически монотонный рост отклонений по мере снижения температуры, что свидетельствует о превышении расчетных величин вязкости относительно экспериментальных и необходимости коррекции уравнения для расчета термического коэффициента. При этом подобных тенденций зависимости отклонений от давления не обнаружено (рис. 2).

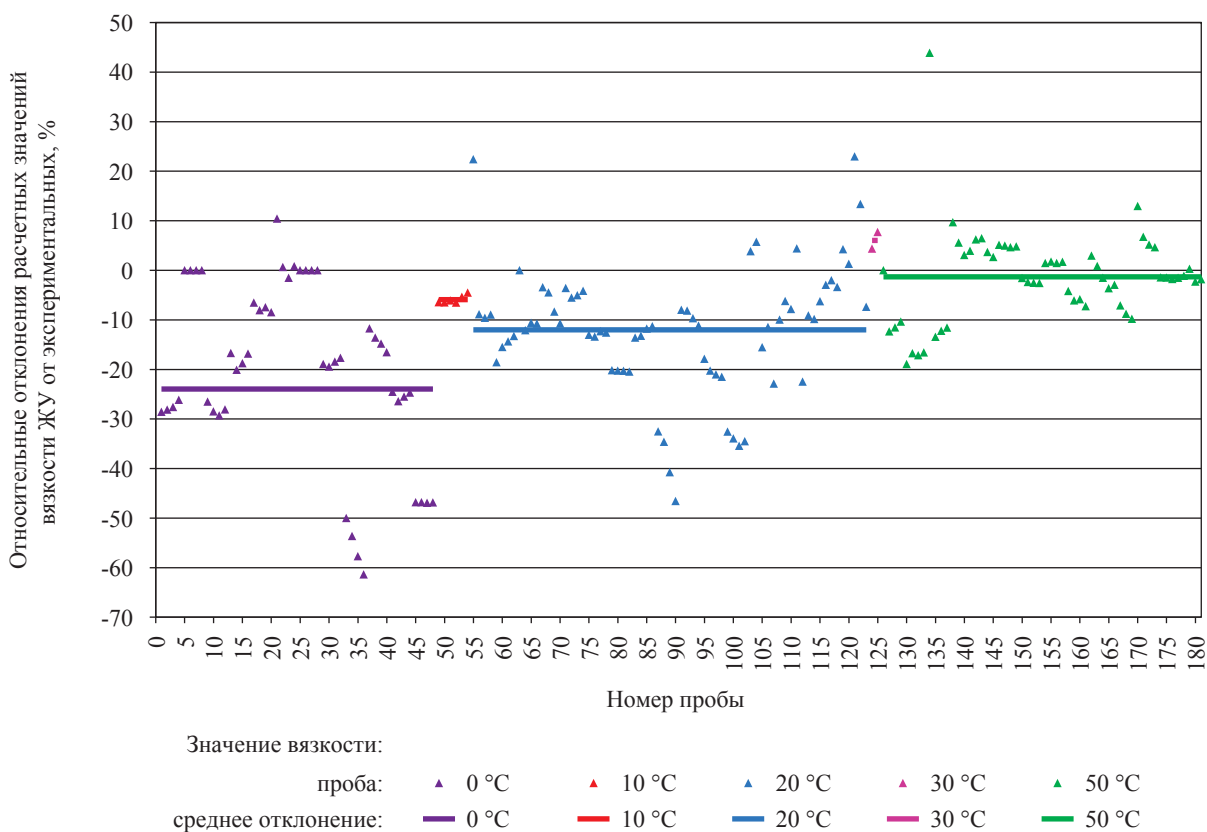


Рис. 1. Относительные отклонения расчетных значений вязкости (см. уравнения (1)–(4)) от экспериментальных величин, сгруппированные по температурам исследований¹

¹ Здесь и далее на последующих рисунках под номером пробы следует понимать конкретное сочетание одного из составов ЖУ (всего исследовано 13 составов) и тех или иных термобарических условий определения вязкости.

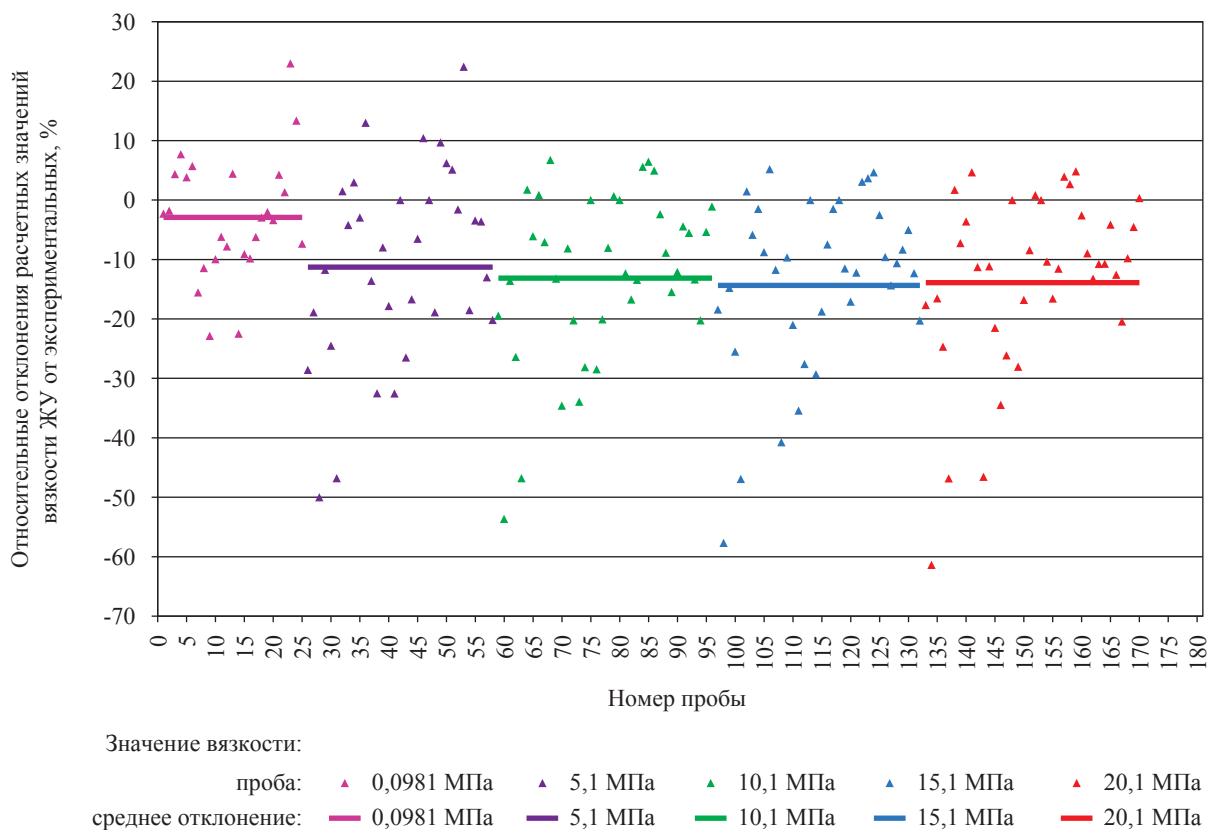


Рис. 2. Относительные отклонения расчетных значений вязкости (см. уравнения (1)–(4)) от экспериментальных величин, сгруппированные по давлениям исследований

Следовательно, в целом изложенная методика приемлема для расчетов вязкости ЖУ, однако нуждается в корректировке путем адаптации по результатам выполненных исследований. При этом для минимизации отклонений требуется скорректировать базовый расчет вязкости по уравнению (1) и расчет термического коэффициента по уравнению (2).

Исходя из вида уравнения (1) расчетная динамическая вязкость ЖУ зависит от динамической вязкости всех входящих в состав потока компонентов. Логично предположить, что в первую очередь нужно проводить корректировку обнаруженных в научной литературе величин кажущейся вязкости газовых компонентов, растворенных в жидкой фазе, поскольку они существенно менее надежны, чем экспериментально полученные величины вязкости жидких компонентов и псевдокомпонентов. Поэтому для адаптации уравнения (1) по экспериментальным данным предприняты попытки уточнения кажущейся вязкости легких газообразных компонентов, растворенных в ЖУ, путем определения поправок на их сжимаемость. Наилучший результат достигнут с помощью линейной кор-

рекции путем умножения разности вязкостей изопентана и *i*-го газового компонента на постоянный подбираемый коэффициент. При этом установить какую-либо достаточно определенную статистически достоверную зависимость этого коэффициента от состава НЖУ не удалось, поэтому остановились на его усредненной величине, при которой получены минимальные разности средних значений расчетной и экспериментальной вязкости. Значение коэффициента, отвечающее указанному критерию, составило 0,342. Соответственно, для коррекции кажущейся вязкости легких газообразных компонентов получено уравнение:

$$\mu_i = \mu_i^0 + (\mu_{iC_5}^{ср} - \mu_i^0)0,342, \tag{6}$$

где μ_i – скорректированная кажущаяся вязкость *i*-го легкого компонента, мПа·с; μ_i^0 – стандартизованная в [3] кажущаяся вязкость *i*-го легкого компонента; $\mu_{iC_5}^{ср}$ – справочное значение вязкости изопентана, мПа·с. Рассчитанные значения кажущейся вязкости компонентов, полученные с учетом коррекции на сжимаемость, приведены в таблице.

Значения кажущейся вязкости растворенных в ЖУ газообразных компонентов

Компонент	Динамическая вязкость при СУ*, мПа·с	
	по СТО 51.00.021-84	скорректированная на сжимаемость
Азот	0,120	0,156
Углекислота	0,260	0,248
Метан	0,044	0,106
Этан	0,085	0,133
Пропан	0,120	0,156
Изобутан	0,179	0,194
Нормальный бутан	0,171	0,189

* СУ – стандартные термобарические условия (20 °С и 0,1 МПа).

Для устранения зависимости от температуры отклонения расчетной вязкости от экспериментальной проведена коррекция констант уравнения расчета поправочного термического коэффициента. Подбор новых значений констант осуществлялся для всего массива выполненных экспериментальных исследований НЖУ, а также дополнительно для нескольких проб СЖУ по критерию минимизации расхождений средних относительных отклонений расчетных значений вязкости от экспериментальных в целом и для данных, сгруппированных отдельно при каждой из исследованных температур. По результатам такой обработки

изменены константы уравнения (2) для расчета термического коэффициента:

$$\tau_t = 1,37 \cdot 10^{-6} \cdot M_{\text{ЖУ}}^{1,87} + 8,7 \cdot 10^{-3}. \quad (7)$$

Среднее отклонение по 172 экспериментальным точкам в диапазоне температур для НЖУ и СЖУ после вышеизложенной коррекции уравнения составило $-1,1\%$, при этом максимальное среднее отклонение по модулю при различных температурах не превышает $2,2\%$, что свидетельствует о хорошей адаптации скорректированной методики к экспериментальным данным (рис. 3, 4).

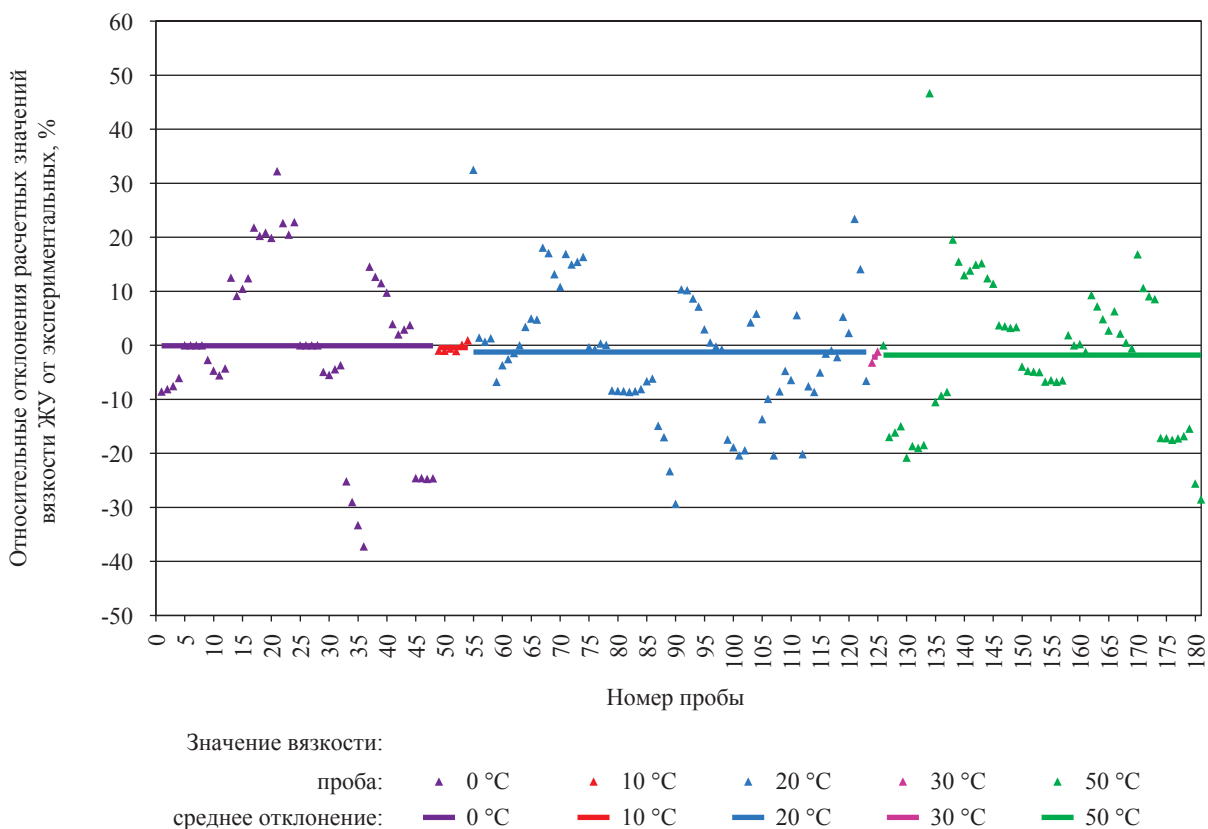


Рис. 3. Отклонения расчетных значений вязкости по адаптированной методике от экспериментальных величин при различных температурах

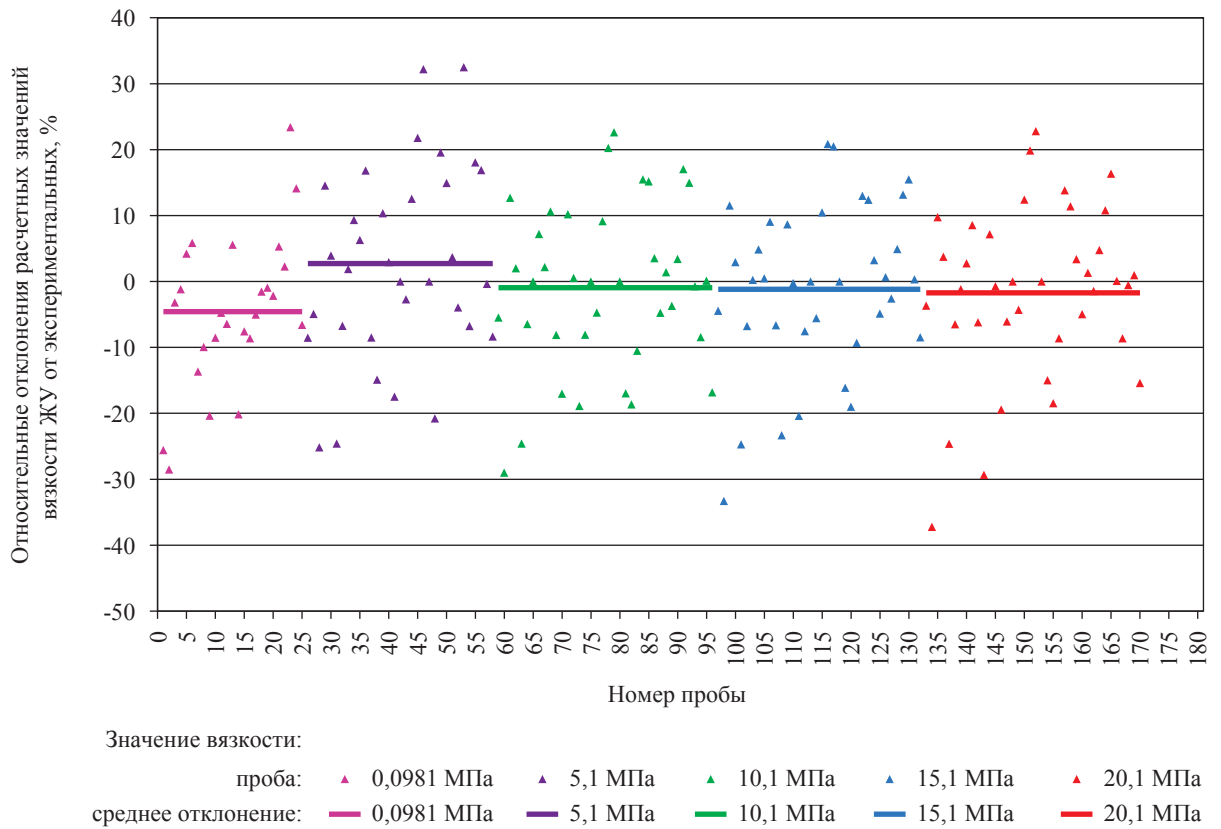


Рис. 4. Отклонения расчетных значений вязкости по адаптированной методике от экспериментальных величин при различных давлениях

Для сравнения предлагаемой методики с другими наиболее известными – стандартизованными и используемыми в популярных системах технологического моделирования – проведено сопоставление выполненных по ним результатов расчетов динамической вязкости с экспериментальными данными во всем диапазоне ранее охарактеризованных исследований (для всех составов и термобарических параметров).

Сравнительный анализ результатов расчетов динамической вязкости разными методами показал, что наименьшее среднее отклонение от экспериментальных данных демонстрирует разработанная авторами адаптированная методика расчета динамической вязкости на базе уравнения Кэндела и Монро (рис. 5, см. «АдаптМетод»).

На основании изложенного разработанная методика рекомендуется к использованию

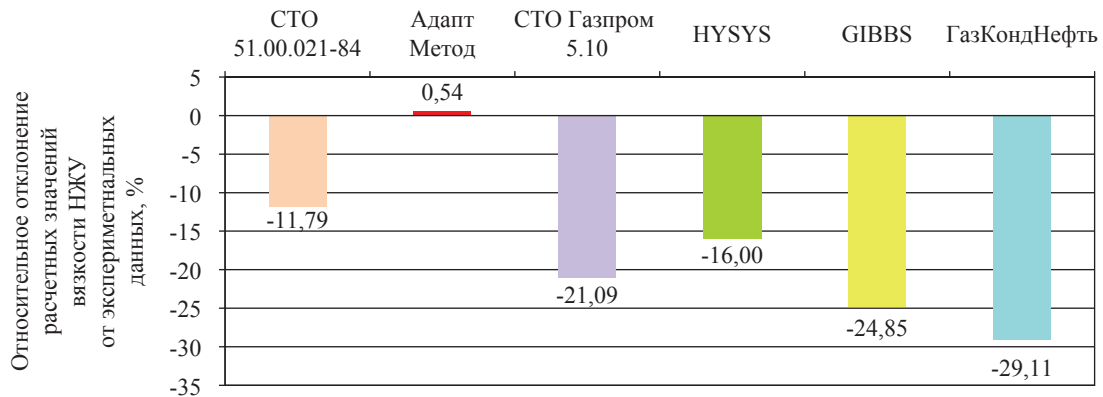


Рис. 5. Сравнительный анализ результатов расчета динамической вязкости НЖУ с применением различных методов

для расчетов вязкости нестабильных и стабильных жидких углеводородных потоков газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений – газового конденсата, нефти и продуктов их промышленной подготовки и переработки. В настоящее время ведется работа по включению ее в нормативный документ СТО Газпром 5.XX-2016. Методика прошла

метрологическую аттестацию ВНИИМ, согласно которой установлена ее относительная неопределенность от 7 до 15 % (при коэффициенте охвата 2 и доверительной вероятности 0,95) в диапазонах давлений 0,1–15,0 МПа и температур 10–50 °С. Общий диапазон устойчивой работы гарантируется при давлениях 0,1–30,0 МПа и температурах от –100 до 100 °С.

Список литературы

1. Рамазанова Э.Э. Прикладная термодинамика нефтегазоконденсатных месторождений / Э.Э. Рамазанова, Ф.Г. Велиев. – М.: Недра, 1986. – 223 с.
2. Калашников О.В. Инженерные расчетные модели технологических сред газопереработки. Ч. 4: Вязкость, теплопроводность и поверхностное натяжение / О.В. Калашников // Химическая технология. – 1991. – № 3. – С. 28–34.
3. СТО 51.00.021-84. Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений Главтюменнефтегаза. – Тюмень: СибНИИ НП, 1985. – 39 с.
4. Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: КДУ, 2008. – 412 с.
5. API Technical data book. Petroleum refining, Fig. 2B2.1. – 1980.

УДК 665.7.033.2

О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, А.Г. Касперович, С.В. Бакустина

Экспресс-расчет фракционного состава по Энглеру с использованием корреляций API

Фракционный состав по Энглеру (ASTM D86-15 [1], ГОСТ 2177-99 [2]) является одной из базовых стандартных физико-химических характеристик стабильных жидких углеводородов (СЖУ) – стабильного конденсата, товарной нефти, дистиллятных и отчасти даже остаточных продуктов их переработки. Фракционная разгонка по Энглеру широко используется при аналитическом контроле качества потоков СЖУ в процессах производства и при контроле качества товарных продуктов на соответствие требованиям нормативных документов. Популярность этого метода объясняется относительной простотой и достаточно высокой скоростью экспериментального определения, что дает возможность его реализации практически во всех аналитических лабораториях.

Ввиду распространенности, важности и нормирования требований к фракционному составу по Энглеру существует также необходимость и его расчетного определения при моделировании технологических процессов для прогноза качества потоков СЖУ. Такой расчет востребован при решении перспективных задач проектирования разработки и обустройства месторождений, планирования и проработки вариантов перспективного развития добычи и переработки углеводородного сырья [3]. Расчетное определение фракционного состава по Энглеру целесообразно использовать также для адаптации моделей путем достижения соответствия расчетных значений экспериментальным. В статье предлагается достаточно простой для реализации метод его расчета.

В настоящее время применительно к расчетному определению фракционных составов широкое распространение получили эмпирические методики, основанные на взаимозависимости фракционного состава СЖУ по Энглеру и фракционного состава, определяемого методом ректификации (ASTM D 2892-13 [4], ГОСТ 11011-85 [5]), который исторически принято называть «истинными температурами кипения» (ИТК). В частности, такая методика изложена в процедуре 3A1.1, разработанной Риизи и Даубертом в 1986 г. и рекомендованной 5-м изданием Справочника API¹ [6]. В результате преобразования базового уравнения этой процедуры (перевода градусов Фаренгейта в градусы Цельсия) для пересчета температур долей отгона по Энглеру в температуры кипения фракционного состава в формате ИТК получена следующая формула:

$$T_{\text{кип},V} = A \frac{[(T_V + 273,15)1,8]^B}{1,8} - 273,15, \quad (1)$$

где $T_{\text{кип},V}$ – температура кипения, соответствующая объемной доле отгона V , %, в формате ИТК, °С; T_V – температура, соответствующая объемной доле отгона V , %, по Энглеру, °С; A и B – эмпирические константы, зависящие от значений V (таблица).

Для обратного пересчета $T_{\text{кип},V}$ в T_V уравнение (1) преобразуется в уравнение (2):

$$T_V = \exp \left\{ \frac{\ln(1,8(T_{\text{кип},V} + 273,15)) - \ln A}{B} \right\} - 273,15. \quad (2)$$

Данное уравнение позволяет выполнять корректные расчеты отдельных приведенных в таблице точек фракционного состава по Энглеру для достаточно широкого спектра СЖУ. Однако расчет температуры, соответствующей $V = 100$ % (см. таблицу),

Ключевые слова:
моделирование, компонентно-фракционный состав, физико-химические свойства компонентов, разгонка по Энглеру.

Keywords:
simulation, fractional analysis, physical and chemical properties of components, Engler distillation.

¹ API – Американский институт нефти (англ. American Petroleum Institute).

Константы уравнения (1) для расчета фракционного состава по Энглеру

$V, \% \text{ об.}$	A	B
0	0,9167	1,0019
10	0,5277	1,0900
30	0,7429	1,0425
50	0,8920	1,0176
70	0,8705	1,0226
90	0,9490	1,0110
100	0,8008	1,0355

физически не имеет смысла вследствие недостижимости полной перегонки из-за наличия остатка и потерь, расчетное определение которых по корреляциям API не предусмотрено. Также расчетные температуры начала кипения (доля отгона – 0 % об., см. таблицу) легких СЖУ с относительно высокой остаточной газонасыщенностью могут значительно отличаться от экспериментальных. Это объясняется выделением большого количества неконденсирующихся паров в начале перегонки, для которых характерны достаточно высокие потери.

Кроме того, для расчета фракционного состава по Энглеру по уравнению (2) необходимо иметь фракционный состав СЖУ в формате ИТК, который определяется экспериментально в результате фракционной разгонки по ГОСТ 11011-85 [5] или ASTM D 2892-13 [4]. Однако при моделировании технологических процессов в настоящее время с целью повышения точности расчетов преимущественно используется более подробный компонентно-фракционный формат составов (КФС) [3], для приведения которого в форму ИТК требуются специальные преобразования.

В соответствии с изложенным представленным корреляций API недостаточно для расчета по КФС СЖУ полноценного фракционного состава по Энглеру. Для решения этой задачи на основе комплексной обработки массивов экспериментальных данных по КФС и фракционных составов по Энглеру для одних и тех же СЖУ авторами разработана полуэмпирическая расчетная экспресс-методика с использованием указанных ранее корреляций API и ряда приведенных далее преобразований. Исходными данными для расчета являются КФС СЖУ, получаемые экспериментально хроматографическими методами или вычисляемые при моделировании технологических процессов. В формате КФС в составе СЖУ приводятся массовые доли, %, легких индивидуальных углеводородных и неуглеводородных компонентов до пентана включительно и далее

псевдокомпонентов – узких фракций, ранжированных по диапазонам температур кипения или по числу атомов углерода (ЧАУ). Расчет требует также знания температур кипения и плотности индивидуальных компонентов и узких фракций. Для индивидуальных веществ их величины являются справочными данными. Для узких фракций первого формата КФС температуры начала и конца кипения заданы при их формировании. Для узких фракций по ЧАУ они определяются по температурам кипения нормальных парафинов, являющихся граничными компонентами узких фракций во втором варианте формата КФС. Плотности узких фракций можно получить интерполяцией их зависимости от температуры кипения. Такие зависимости, как правило, определяются статистической обработкой экспериментальных данных для отдельных месторождений и систематизируются по типам добываемого сырья.

Первым этапом экспресс-расчета служит преобразование КФС в *интегральный объемный фракционный состав* (ИФС) СЖУ, который по форме является полным аналогом ИТК и с некоторой долей приближения может считаться и их физическим аналогом. Такое преобразование необходимо для последующего расчета фракционного состава по Энглеру с помощью приведенных ранее корреляций API. Для упрощения выкладок и описания расчетных процедур создаем модель физического процесса перегонки посредством покомпонентного отбора СЖУ из исходной пробы в продукт отбора. При этом предполагаем, что на каждом шаге модели разделения один наиболее низкокипящий компонент СЖУ полностью переводится из исходной пробы в продукт отбора. Тогда на каждом шаге имеем покомпонентно пополняемый набор условно отбираемых компонентов, перешедших из исходной пробы СЖУ в продукт отбора. Естественно, в этой упрощенной модели физически имеющее место фазовое распределение компонентов между паровой и жидкой фазами

не учитывается – считается, что на каждом шаге отбора каждый последовательно отбираемый компонент полностью переходит из СЖУ в продукт отбора.

Как видим, преобразование КФС в ИФС заключается в последовательном определении суммарного массового процентного содержания условно отбираемых компонентов (индивидуальных и псевдо) по мере повышения их температуры кипения. При этом устанавливается однозначное соответствие между суммарными долями и температурами конца кипения их наиболее высококипящего компонента. Пересчет суммарного массового содержания условно отбираемых на каждом шаге компонентов производится через расчет их плотности. Существенным моментом модели является реализация расчета таким образом, что отбор в ИФС начинается не с низкокипящих компонентов, представленных в составе многих СЖУ газами (например, метаном или азотом), а с первого жидкого компонента – изопентана. Все более низкокипящие компоненты условно приняты неконденсирующимися, переходящими в потери при перегонке.

Для упрощения вычислений принимаем массу СЖУ равной 100 г, приравнивая процентные доли компонентов в СЖУ к их массам в граммах. На первом этапе исходя из КФС СЖУ пошагово вычисляем суммарные массы $G_{\text{инт.}i}$ г, условно отбираемых компонентов: суммируются массы всех жидких компонентов, начиная с изопентана до наиболее высококипящего компонента в каждом наборе (фракции) условно отбираемых компонентов. Затем полученные интегральные массы условно отбираемых компонентов пересчитываем в их интегральные объемные доли, %, по формуле

$$v_{\text{инт.}i} = 100 \frac{G_{\text{инт.}i}}{\rho_{\text{инт.}i}} \frac{1}{V_{\text{СЖУ}}}, \% \quad (3)$$

где $\rho_{\text{инт.}i}$ – плотность интегральной фракции условно отбираемых компонентов от изопентана до текущего i -го компонента включительно, г/м³; $V_{\text{СЖУ}}$ – общий объем СЖУ при стандартных условиях (СУ: температура 20 °С, давление 1 атм), см³.

$V_{\text{СЖУ}}$ с условной массой 100 г рассчитывается по формуле

$$V_{\text{СЖУ}} = \frac{100}{\rho_{\text{СЖУ}}}, \text{ см}^3, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{СЖУ}}$ – плотность СЖУ при СУ, г/см³.

Плотности $\rho_{\text{инт.}i}$ отбираемых на каждом шаге компонентов и $\rho_{\text{СЖУ}}$ находятся, соответственно, исходя из КФС этих фракций (вычисляемых по массам входящих в них компонентов) и СЖУ (заданного для расчета). Наиболее корректным способом расчета плотности жидкой фазы является методика COSTALD [7]. Однако в данном случае можно применять расчет плотности жидкой фазы по простейшему аддитивному методу, изложенному, например, в работе [3], который для СЖУ при СУ не уступает по точности более сложным процедурам, обеспечивает хорошую сходимость с экспериментальными данными и характеризуется наибольшей устойчивостью вычислений.

В результате выполнения расчета по описанной ранее процедуре получаем ИФС (аналог ИТК) – исходный массив объемных долей условно отбираемых интегральных наборов компонентов (фракций), соотношенных с температурами конца кипения наиболее высококипящих компонентов каждой фракции. При этом для индивидуальных компонентов за температуру конца кипения условно принимается температура кипения следующего компонента или температура начала кипения следующего псевдокомпонента. Например, для изопентана температура конца кипения принимается равной температуре кипения нормального пентана, а для нормального пентана – температуре начала кипения 1-й узкой фракции 45–60 °С. Соответственно в ИФС под температурами начала кипения индивидуальных компонентов понимаются их истинные температуры.

По объемной доле последней интегральной фракции (завершающей условный отбор компонентов в режиме «полной перегонки до сухого остатка») определяются потери при перегонке. Они рассчитываются как разность 100 % общего объема СЖУ и объемной доли последней интегральной фракции по формуле:

$$v_{\text{пот}} = 100 - v_{\text{инт.}n}, \% \text{ об.}, \quad (5)$$

где n – число компонентов в СЖУ; $v_{\text{инт.}n}$ – объемная доля n -й интегральной фракции, завершающей условный отбор компонентов в режиме «полной перегонки до сухого остатка», %.

После этого переходим к переработке ИФС – формированию рабочего интерполяционного массива зависимости объемных долей от температур конца кипения интегральных фракций условно отбираемых компонентов,

непосредственно используемого для пересчета во фракционный состав по Энглеру. Суть этой переработки заключается в корректировке объемных долей для части интегральных фракций исходного ИФС с целью включения их в рабочий интерполяционный массив для корректных вычислений температур начала и конца кипения СЖУ и последующего определения потерь при перегонке.

Для определения значения температуры начала кипения, адекватного физическому процессу перегонки, задаемся объемом 1-й капли, по падению которой физически фиксируется температура начала кипения СЖУ. Для упрощения задаем его в единицах объемной доли как минимально необходимую для падения 1-й капли величину интегральной объемной доли отобранных компонентов. Усредненное на базе обработки экспериментальных данных и рекомендуемое для использования в расчетах значение объема 1-й капли составляет 0,5 %.

После этого в ранее полученном ИФС находим наиболее легкокипящую интегральную фракцию, объемная доля которой превышает принятое значение (0,5 %) объема 1-й капли, и обнуляем в рабочем интерполяционном массиве объемные доли всех более легких фракций, присутствующих в ИФС. Основанием такого преобразования является недостаточность выделенного при их отборе объема жидкой фазы для падения 1-й капли в процессе перегонки. Кроме этого, в рабочий интерполяционный массив искусственно вводятся: начальная точка – объемная доля отбора, равная нулю, и температура начала кипения первого (наиболее легкокипящего жидкого) компонента ИФС.

Для корректного определения температуры конца кипения и остатка перегонки необходимо иметь в виду, что завершение перегонки физически может происходить при выполнении одного из условий:

1) уменьшение объема выделяющихся паров до минимального граничного значения, при котором происходит падение фиксируемой температуры конденсирующихся паров;

1) превышение предельно допустимой температуры перегонки, выше которой начинается термический крекинг углеводородов.

Для учета этих условий задаемся минимально допустимой величиной прироста объемной доли интегральной фракции на отбираемый компонент и максимально допустимой температурой кипения последнего отбира-

емого компонента. После этого в полученном ранее ИФС СЖУ проводим проверку всех интегральных фракций на соответствие этим двум условиям. По результатам этой проверки устанавливаем наиболее легкокипящую интегральную фракцию, для которой или прирост объемной доли становится ниже заданного минимума, или температура конца кипения становится выше заданного максимума, и принимаем ее в качестве конечной наиболее высококипящей фракции, на которой завершается условный отбор компонентов в перегоняемый продукт. После этого в рабочем интерполяционном массиве ИФС объемные доли всех более высококипящих фракций приравниваются к объемной доле установленной изложенным способом конечной фракции.

После проведения такого преобразования появляется возможность определить величину остатка перегонки $V_{ост}$, % об. Она равна разности $v_{инт.л}$ и объемной доли конечной интегральной фракции $V_{кон}$, % , на которой завершается условный отбор компонентов в продукт перегонки:

$$V_{ост} = v_{инт.л} - V_{кон} \quad (6)$$

На этом подготовка рабочего интерполяционного массива завершается. Фактически в нем относительно исходного ИФС для полноценной интерполяции добавлена 1-я нулевая точка начала кипения, обнулены объемные доли интегральных фракций, значения которых ниже заданного объема 1-й капли, и объемные доли наиболее тяжелых интегральных фракций, исключенных из модельного отбора по критериям завершения перегонки, приравнены объемной доле конечной фракции условного отбора компонентов. Далее с помощью интерполяции полученного рабочего массива определяются значения температур кипения, соответствующие приведенным в таблице базисным значениям долей отгона. Интерполяцию можно проводить с помощью кубического сплайна или кусочно-линейным методом. Первый априори показывает более точные результаты для нелинейных зависимостей, однако в некоторых случаях может давать сбои. Второй способ более грубый, но более устойчивый при вычислениях и гарантирует отсутствие серьезных ошибок. Поэтому рекомендуется по умолчанию использовать интерполяцию с помощью кубического сплайна, но в случае возник-

новения сомнений или проблем переходить на использование линейного метода.

Полученные в результате интерполяции рабочего массива ИФС значения температур кипения для приведенных в таблице базисных V пересчитываются в соответствующие T_V по уравнению (2) и приведенным в таблице коэффициентам. При этом полученная в результате интерполяции температура кипения, соответствующая доле отгона 0 %, принимается за температуру начала кипения.

Необходимо отметить, что, поскольку максимальная доля отгона в абсолютном большинстве случаев не достигает приведенного в таблице значения 100 %, пересчет температуры конца кипения рабочего массива ИФС (аналога ИТК) в температуру конца кипения фракционного состава по Энглеру производится несколько иначе. Вначале с помощью интерполяции приведенных в таблице значений коэффициентов A и B находим их величины, соответствующие максимальной доле отгона рабочего массива – доле отгона конечной интегральной фракции. После этого по найденным таким образом значениям коэффициентов A и B с помощью уравнения (2) проводим пересчет полученной температуры конца кипения рабочего массива ИФС в температуру конца кипения фракционного состава по Энглеру.

Таким образом, в результате предложенных расчетных процедур получаем базовый фракционный состав по Энглеру, включающий: температуру начала кипения, температуры отгона для значений V , равных 10, 30, 50, 70 и 90 % об. (см. таблицу), температуру конца кипения, потери $v_{\text{пот}}$ и остаток перегонки $V_{\text{ост}}$. С помощью интерполяции полученного массива значений V и температур кипения базового фракционного состава можно также найти значения температур кипения для любых промежуточных V . На этом основная часть экспресс-расчета фракционного состава по Энглеру завершается.

Однако для некоторых СЖУ с очень узкими фракционными составами (например, для жидких продуктов фракционирования широкой фракции легких углеводородов) изложенная методика приводит к искажениям, выражающимся немонотонностью расчетных температур кипения фракционного состава по Энглеру в его легкой части (до $V = 50$ % об.). Во избежание этого в алгоритм расчета необходимо внести проверку полученного базового фракционного состава по Энглеру на монотонность,

например по условию положительного значения прироста температур кипения по мере увеличения V . При нарушении монотонности (фиксации хотя бы одного отрицательного значения прироста температуры кипения) корректный расчет температур кипения фракционного состава по Энглеру до $V = 50$ % об. по корреляциям API невозможен. Для таких ситуаций предлагается метод непосредственного преобразования полученного указанным ранее способом рабочего массива ИФС во фракционный состав по Энглеру по правилу отрезков исходя из допущения пропорциональности отношения разности температур кипения при одних и тех же V для фракционного состава по Энглеру и для рабочего интерполяционного массива ИФС. Расчет выполняется для значений $V < 50$ % об. по формуле

$$T_{\text{Энг},i} = T_{\text{Энг},50} - 0,755(T_{\text{ИФС},50} - T_{\text{ИФС},i}), \quad (7)$$

где $T_{\text{Энг},i}$ – температура кипения i -й доли отгона по Энглеру, °С; $T_{\text{Энг},50}$ – температура выкипания 50 % об. по Энглеру, °С; 0,755 – адаптационный коэффициент (отношение разности динамики изменения температур кипения фракционного состава по Энглеру и рабочего интерполяционного массива ИФС), полученный на основе обработки экспериментальных данных; $T_{\text{ИФС},50}$ – температура кипения 50 % об. рабочего интерполяционного массива ИФС, °С; $T_{\text{ИФС},i}$ – температура кипения i -й доли отгона рабочего интерполяционного массива ИФС, °С.

Разработанная методика реализована в виде итерационной расчетной процедуры в среде электронных таблиц Microsoft Excel. Сравнение результатов выполненных по ней расчетов с экспериментальными данными ООО «ТюменНИИгипрогаз» для 24 составов СЖУ и расчетами по другим методикам и программным продуктам представлено на рис. 1 и 2.

Анализ этого сравнения показывает, что описанный в статье экспресс-расчет по точности лишь незначительно уступает расчету по ранее разработанной детальной термодинамической модели [8], но превосходит расчеты по ряду весьма популярных систем технологического моделирования. Учитывая, что предлагаемый метод является вполне простым с точки зрения реализации, в том числе в среде электронных таблиц, он может быть рекомендован для достаточно широкого практического применения.

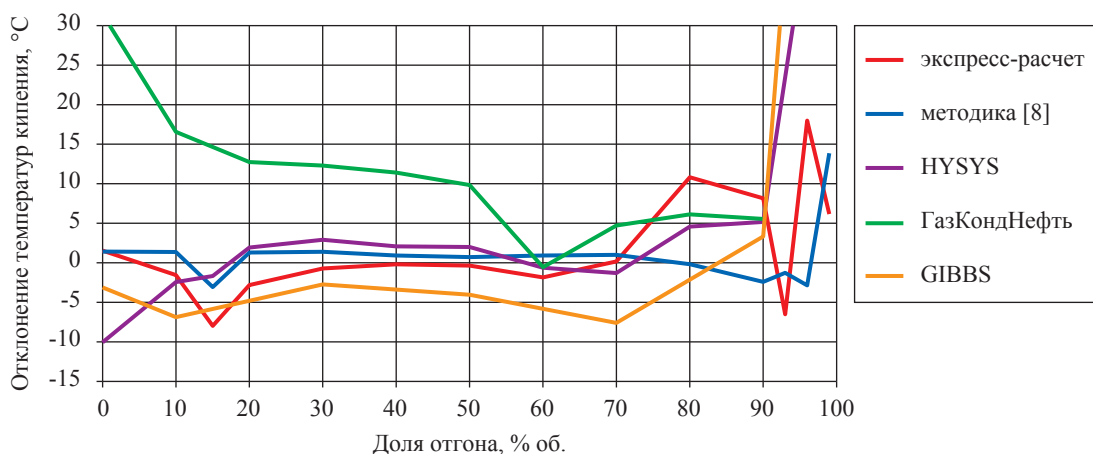


Рис. 1. Распределение средних отклонений расчетных и экспериментальных температур кипения по долям отгона

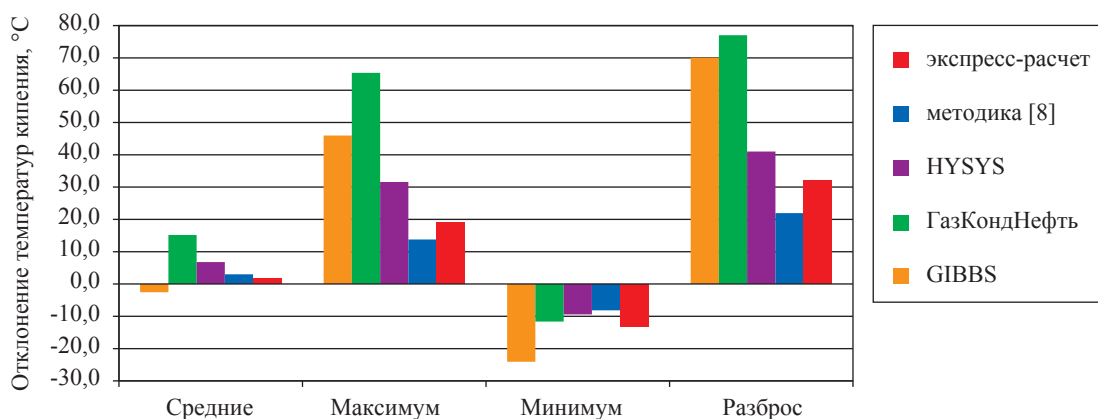


Рис. 2. Обобщенная характеристика отклонений расчетных температур кипения фракционных составов по Энглеру от экспериментальных значений

Список литературы

1. ASTM D86-15. Standard test method for distillation of petroleum products and liquid fuels at atmospheric pressure. – West Conshohocken, PA: ASTM International, 2015. – <http://www.astm.org/>
2. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Стандартинформ, 2006.
3. Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: КДУ, 2008. – 412 с.
4. ASTM D 2892-13. Стандартный метод перегонки сырой нефти (ректификационная колонна с 15 теоретическими тарелками). – М.: ФБУ КВФ «Интерстандарт», 2013.
5. ГОСТ 11011-85. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2. – М.: Стандартинформ, 2006.
6. API technical data book (Procedure 3A1.1). – 5th ed. – API, 1992.
7. Hankinson R.W. Get accurate LNG densities with COSTALD / R.W. Hankinson, T.A. Coker, G.H. Thomson // Hydrocarbon process (United States). – 1982. – V. 62. – P. 207–208.
8. Прытков В.В. Моделирование фракционной разгонки по Энглеру / В.В. Прытков, А.Г. Касперович, О.А. Омельченко и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 96–100.

УДК 665.62

С.Н. Шевкунов

Способы получения метанола и моторных топлив в промышленных условиях газовых месторождений

Работа системы обустройства газовых месторождений в течение всего периода разработки характеризуется жестким гидратным режимом. Газовые гидраты могут образовываться в призабойной зоне пласта, стволе скважин и системах обустройства газового месторождения – везде, где имеются газ и вода. В призабойной зоне пласта гидраты образуются при условиях:

- снижения температуры в результате большого отбора газа;
- закачки в пласт воды при бурении или ремонте скважины;
- закачки охлажденного газа в ПХГ;
- охлаждения в результате воздействия высоколетучих реагентов.

В скважине во время ее работы либо простоя гидраты могут образовываться непосредственно в фонтанных трубках и кольцевом пространстве в любом интервале глубин с соответствующими термодинамическими параметрами [1]. Если в призабойной зоне пласта либо стволе скважин пластовая температура газа составляет несколько десятков градусов, гидратов там, как правило, нет. Однако при значительном дросселировании газа и большой протяженности газосборных линий гидраты могут появиться в системе сбора и промышленной подготовки газа к магистральному транспорту [2].

Для борьбы с гидратообразованием на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) чаще всего применяется метанол [3]. Введение метанола в поток влажного газа изменяет энергию взаимодействия между молекулами воды. Вследствие этого снижается давление паров воды, что приводит к уменьшению равновесной температуры гидратообразования. Кроме того, непосредственное воздействие метанола вызывает постепенное разложение отложений гидратов.

Метанол вводится в поток газа перед участками возможного гидратообразования. Ввод осуществляется либо централизованно, т.е. от одной установки на сборном пункте в группу скважин, промышленные коммуникации и технологические аппараты (с помощью дозировочного насоса), либо индивидуально в каждый объект (насосом или самотеком). Максимальный эффект достигается при постоянном поступлении метанола (независимо от схемы ввода) с помощью форсунок (в распыленном состоянии). С учетом этого фактора объемы потребления метанола в среднем составляют 1–1,5 кг на 1 тыс. м³ добытого газа. В общем численном выражении это составляет десятки и даже сотни тонн метанола в сутки по месторождению.

Большинство газодобывающих предприятий практикуют схему доставки метанола специализирующимися в этой области транспортными компаниями, основным показателем эффективности работы которых в первую очередь считается их собственная прибыль. Такая организация транспортного обеспечения газодобычи приводит к значительному возрастанию доли транспортных затрат в стоимости готовой продукции и увеличению себестоимости добычи углеводородного сырья. Следует также учитывать и сезонный фактор районов Крайнего Севера, значительно ограничивающий возможности оперативной доставки материалов на месторождения.

Альтернативой для удаленных от транспортной инфраструктуры месторождений является создание собственных производств метанола, как это было сделано на Юрхаровском месторождении ОАО «Новатэк» (в настоящее время месторождение располагает двумя установками производства метанола (УМП)).

Ключевые слова:

синтез метанола, синтез Фишера–Тропша, синтетические углеводороды.

Keywords:

methanol synthesis, Fisher–Tropsh synthesis, synthetic hydrocarbons.

На рис. 1 приведена принципиальная схема действующей УМП, интегрированной в объекты промышленной подготовки газа. Часть поступающего на установку природного газа, предназначенная для технологического процесса конверсии, попадает в подогреватель природного газа 6 блока теплоиспользующей аппаратуры (БТА) конвективной зоны печи риформинга 1, где нагревается до температуры 350–450 °С. Затем природный газ смешивается с перегретым водяным паром. Перегрев насыщенного водяного пара осуществляется в пароперегревателе БТА 5.

Полученная парогазовая смесь подается на подогрев в теплообменник БТА 4. Нагретая за счет тепла дымовых газов до 500–580 °С парогазовая смесь поступает в реакционные трубы печи 1, где на никелевом катализаторе при температуре 780–850 °С и давлении 2,0–2,5 МПа протекает реакция конверсии природного газа с водяным паром с образованием конвертированного газа [4]. В качестве топливного газа в реакторе риформинга используется часть поступающего на установку природного газа. Технологической схемой предусматривается последовательная рекуперация тепла конвертированного газа в котле-утилизаторе 14 и подогревателе подготовленной воды 9.

Затем в кипятыльнике ректификационной колонны 12 благодаря охлаждению конвертированного газа генерируется тепло, необходимое для процесса ректификации метанола-сырца. После кипятыльника конвертированный газ проходит сепаратор 16. Выделившийся водяной конденсат используется в системе парообразования установки.

После сепаратора 16 газ направляется в холодильник-конденсатор 10, где в качестве промежуточного теплоносителя используется тосол. За счет охлаждения газа происходит конденсация остаточной влаги, которая отделяется в сепараторе 17. Выделившийся конденсат также направляется в систему парообразования установки, а осушенный конвертированный газ поступает на прием компрессорного агрегата 20. После линии нагнетания компрессорного агрегата 20 сжатый до 5,0 МПа газ поступает в теплообменник БТА 8, затем – в теплообменник-рекуператор 11, где нагревается продуктами реакции синтеза метанола, далее – в реактор синтеза метанола 2.

На полках реактора размещается низкотемпературный медьсодержащий катализатор, использование которого определяет параметры процесса синтеза: сравнительно низкие температуры 200–280 °С и низкое давле-

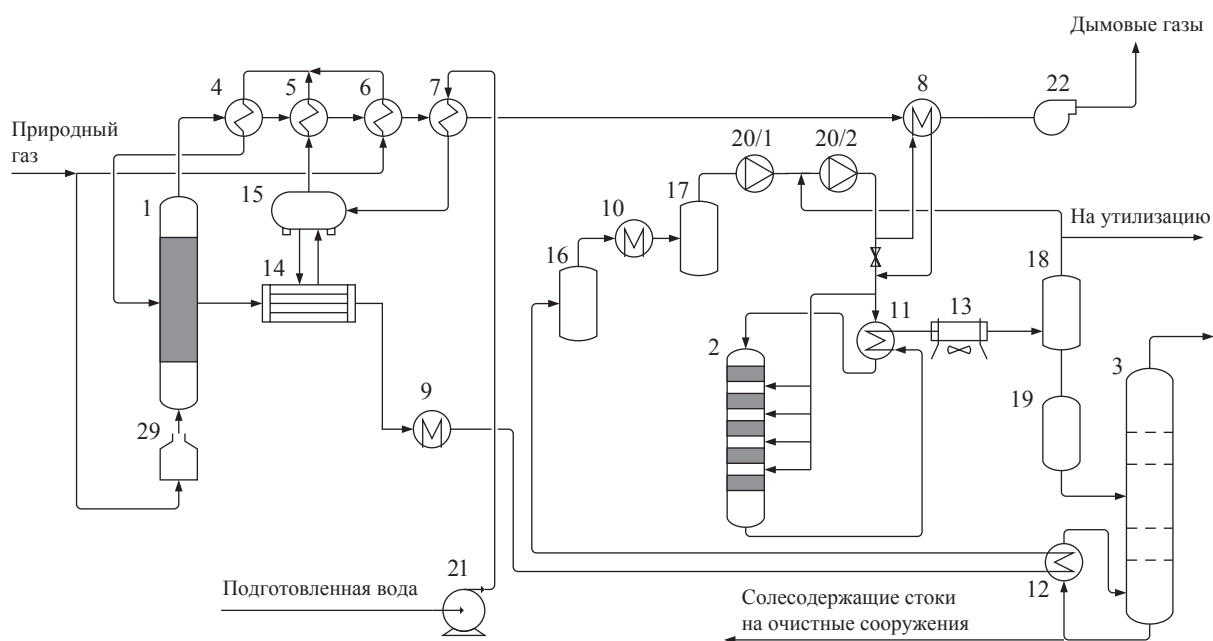


Рис. 1. Принципиальная схема УМП, интегрированной в объекты промышленной подготовки газа:
 1 – печь риформинга; 2 – реактор синтеза; 3 – ректификационная колонна; 4–12 – теплообменники-рекуператоры; 13 – аппарат воздушного охлаждения; 14 – котел-утилизатор; 15–19 – сепараторы; 20 – компрессор; 21 – насос; 22 – дымосос

ние около 4,5–5,5 МПа. Регулирование температуры в зоне катализа реактора 2 осуществляется автоматически подачей холодной смеси конвертированного и циркуляционного газа по байпасным линиям. Поток холодного газа отбирается на линии нагнетания агрегата 20.

Охлажденный в теплообменнике 11 синтез-газ поступает на конденсацию метанола в аппараты воздушного охлаждения 13, а затем – в сепаратор 18, предназначенный для отделения метанола-конденсата из газожидкостной смеси. Выделившийся в сепараторе метанол-конденсат подается в емкость 19, откуда после сброса давления направляется на ректификацию в ректификационную колонну 3.

По итогам пяти лет эксплуатации УПМ можно утверждать, что проект состоялся, а в связи с резким ростом стоимости метанола окупился раньше установленных сроков. Однако технический прогресс не стоит на месте, и уже сейчас в целях более комплексного решения промышленных задач изучается возможность усовершенствования отработанной технологии. Новый проект в первую очередь рассматривается применительно к месторождениям, расположенным на Гыданском п-ове.

Суть проекта заключается в том, чтобы на базе технологии малотоннажного производства метанола с минимальными затратами создать комбинированную установку производства дизельного топлива, синтетического метанола, а также регенерированного метанола, выделенного из низкоконцентрированного отработанного водометанольного раствора с высоким содержанием солей и механических примесей (рис. 2). Такое производство должно управляться централизованно из единой операторной, а технологические решения – обеспечивать гибкость выработки объемов товарной продукции.

Исходное сырье – углеводородный газ, в качестве которого могут быть использованы товарный осушенный природный газ или газы дезтанизации конденсата, поступает в блок риформинга, где конвертируется в синтез-газ. Последний в свою очередь служит сырьем для получения метанола и синтетических углеводородов, на основе которых производится дизельное топливо. Кроме того, синтез-газ является основным источником водорода, используемого в дальнейшем в блоке гидрокрекинга (облагораживания дизельного топлива).

Для конвертации углеводородного газа применяются никельсодержащие катализаторы

с комбинациями различных добавок, корректирующих скорость реакции и состав синтез-газа. Конкретный тип катализатора подбирается индивидуально с учетом состава исходного сырья, технологии и требований к компонентам получаемого продукта. В настоящее время в России достаточно свободно можно приобрести и российские, и импортные катализаторы. Однако катализаторы таких зарубежных производителей, как Johnson Matthey и Haldor Topsoe, считаются более долговечными и универсальными.

В состав синтез-газа, полученного на катализаторе Johnson Matthey, входят монооксид углерода (CO – 14 % об.), диоксид углерода (CO₂ – 7 % об.) и водород (H₂ – 70 % об.) [4]. Такой газ идеально подходит для синтеза метанола, когда все перечисленные компоненты участвуют в реакции, однако использовать его для получения дизельного топлива гораздо сложнее. Дело в том, что диоксид углерода, не участвующий в реакции, более активно сорбируется на поверхности катализатора, тем самым дезактивируя его. Поэтому блок извлечения диоксида углерода – неотъемлемая часть любой установки на базе реакции Фишера–Тропша [5].

Одна из ключевых идей проекта заключается в том, что источником сырья как для производства метанола, так и для производства моторного топлива служит синтез-газ, поэтому блок риформинга является для них общим элементом. Учитывая различные требования к параметрам сырья, предъявляемые катализатором синтеза метанола и реакцией Фишера–Тропша, синтез-газ на выходе из блока риформинга разделяется на два потока, направленных:

- 1) на установку производства моторных топлив (очищается от диоксида углерода на молекулярных ситах блока подготовки синтез-газа);

- 2) установку производства метанола.

Мощность установки производства дизельного топлива, выполненной в виде отдельного технологического блока, должна быть в 4 раза ниже мощности установки производства метанола, что позволяет позиционировать первую как второстепенного потребителя синтез-газа. Таким образом, в случае отсутствия необходимости в дизельном топливе или выхода из строя установки для его производства блок риформинга (диапазоном производительности – 70–110 % оптимальной) будет работать только на установку производства метанола.

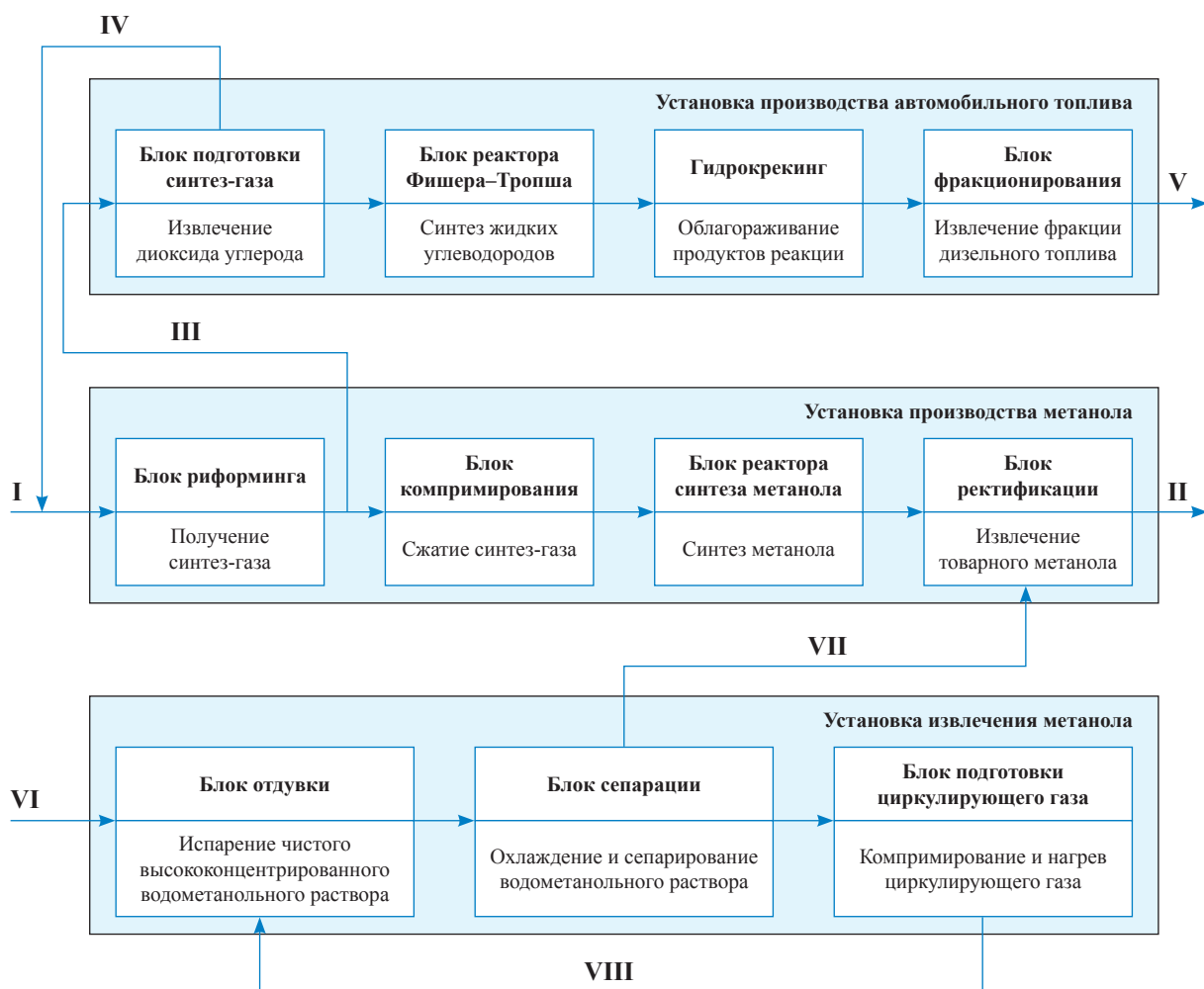


Рис. 2. Принципиальная схема комбинированной установки производства метанола и дизельного топлива: I – исходный углеводородный газ; II – товарный метанол; III – синтез-газ; IV – диоксид углерода; V – дизельное топливо; VI – отработанный водометанольный раствор; VII – концентрированный водометанольный раствор; VIII – природный газ

Обычно для получения синтез-газа применяют технологии парокислородной, паровой либо высокотемпературной конверсии. Подбор типа конверсии, как правило, определяется технико-экономическими факторами. Однако применительно к газовой промышленности на первый план выходят параметры, скорее, организационного характера. Несмотря на всю сложность процессов добычи и подготовки газа, вполне квалифицированный персонал газовых промыслов не готов решать задачи, связанные с процессами газохимии. Набор в штат предприятия специалистов-химиков узкого профиля также можно считать полумерой, так как в этом случае производство на основе синтез-газа искусственно самоизолируется, хотя всю ответственность за происходящее на промысле при этом все равно несет его руководство. Кроме того, проблему усугубляет

необходимость предусматривать в штатном расписании особую группу электриков, механиков и прочих специалистов. Решить этот вопрос возможно путем максимального упрощения технологии. Конечно, производительность таких установок будет ниже производительности их промышленных аналогов, однако интеграция установки в объекты промышленной инфраструктуры однозначно даст положительный экономический эффект.

Паровой риформинг, положенный в основу проекта комбинированной установки производства метанола и дизельного топлива, – наиболее простая и отработанная технология получения синтез-газа. Однократный проход смеси водяного пара и углеводородного газа через несколько десятков реакционных труб со стационарным слоем катализатора не может вызывать каких-либо вопросов у специалиста.

Единственным риском здесь является неравномерная загрузка катализатора в реакционные трубы. Поскольку процесс риформинга идет с поглощением тепла, реакционные трубы с повышенной плотностью катализатора, а соответственно, и пониженной проходимостью, будут перегреваться (наблюдаются местные перегревы). В результате в целом по реактору придется держать более низкую температуру. Производительность реактора при этом снизится.

Значительным преимуществом данной технологии является возможность перегрузки катализатора в условиях промысла, которая позволит оперативно осуществлять замену катализатора в случае его дезактивации, а также не зависеть от поставок катализатора определенного производителя.

Все чаще со стороны иностранных инженеринговых компаний поступают предложения использовать для получения синтез-газа комбинированные генераторы, с тем чтобы одновременно получать синтез-газ и электроэнергию. Суть такой технологии заключается в следующем: в камеру подготовки исходной смеси для смешения подаются исходный углеводородный газ и обогащенный кислородом воздух; далее смесь поступает в камеры сгорания ректора, где под давлением происходит окисление смеси с получением синтез-газа, который, покидая камеру сгорания, воздействует на лопатки вала генератора. Вращательный момент вала передается непосредственно на электрический генератор.

Несмотря на кажущуюся новизну предложения, подобные генераторы уже используются в промышленном масштабе на предприятиях, наиболее крупные из которых расположены в США. Большинство вполне зарекомендовавших себя производителей таких генераторов – также американские компании. В составе соответствующих технологических линий, как правило, имеются испытательные установки, на которых выполняется обкатка генераторов. Испытательная установка содержит блок подготовки исходного газа, позволяющий моделировать состав газа, и газоанализатор получаемого синтез-газа. Таким образом, приобретая такой генератор, заказчик может убедиться в его пригодности еще до получения по месту назначения.

Тем не менее существует целый ряд трудностей, в большинстве связанных с синхро-

низацией работы электрогенератора и внешней сети электроснабжения. Кроме того, стоимость генератора в полтора раза выше стоимости классического ректора парового риформинга. Однако главные недостатки таких генераторов – отсутствие возможности тонкого регулирования состава синтез-газа и высокое содержание в нем (до 30 % об.) диоксида углерода. Необходимое в этом случае увеличение рабочей поверхности молекулярных сит блока подготовки синтез-газа для извлечения диоксида углерода еще более снизит экономическую эффективность установки.

Следует отметить, что корректировка состава синтез-газа при помощи молекулярных сит является необходимым и одним из наиболее эффективных и надежных процессов, однако известны и такие установки, на которых требования к составу синтез-газа гораздо ниже. В американском городе Ралли (*англ.* Ralley) действует установка получения высокопарафинистой углеводородной смеси, отличительной чертой которой является использование обычной древесной стружки в качестве сырья для получения синтез-газа. Процесс получения синтез-газа происходит в печи под давлением 25 атм. Синтез-газ из печи (по сути, это дымовые газы) содержит большое количество вредных для процесса Фишера–Тропша примесей, к которым относятся азотистые соединения, соли металлов, соединения серы. Для удаления указанных примесей используется двухступенчатый блок скрубберов, где поток синтез-газа орошается обычной водой. Очищенный синтез-газ направляется на компримирование и далее в реактор Фишера–Тропша.

Данный вариант производства является наименее подходящим для работы катализаторов Фишера–Тропша, так как поступающий синтез-газ содержит значительное остаточное количество вредных примесей, включая диоксид углерода. В принципе, в таких жестких условиях катализатор работать не должен. Однако установка работает и выдает продукцию согласно требованиям.

Переходя непосредственно к технологии производства дизельного топлива, следует отметить, что проект не ставит целью создание какой-либо новой технологии или даже новых конструктивных решений. Установка производства дизельного топлива планируется как отдельное сооружение в блочном исполнении, по крайней мере на 1-м этапе обслуживаемое

производителем. Связь блока с объектами инфраструктуры промысла должна ограничиваться подачей сырья, воздуха, азота, воды и электроэнергии. Заниматься проектированием и созданием такой установки должны отдельные подрядные организации, располагающие необходимыми ресурсами, в том числе лицензиями и патентами.

Наибольшим количеством патентов и других профильных нематериальных активов в области получения синтетических углеводородов обладают компании ExxonMobil, ConocoPhillips, Shell, BP, StatOil, Syntroleum и пр. Но большинство из них – крупные транснациональные корпорации, «интересы» которых равны их масштабам. Соответствующие консультации показали, что проект переработки газа мощностью менее 12 млрд м³ в год не имеет для таких лицензиаров коммерческого смысла. Малотоннажное производство требует сотрудничества с лицензиарами, непосредственно не занятыми в нефтегазовом бизнесе [6]. При этом предоставление лицензий от них напрямую, к сожалению, практически невозможно, так как, соблюдая собственные интересы, такие компании действуют через посредников – инжиниринговые компании. В свою очередь, инжиниринговые компании могут представлять интересы как одного, так и целой группы лицензиаров.

При выборе инжиниринговой компании предлагается в первую очередь руководствоваться следующими критериями:

- 1) наличием у компании собственной проектной и производственной базы;
- 2) юридически оформленных прав на предлагаемую технологию;
- 3) практического опыта в создании аналогичных промышленных установок;
- 4) возможность достижения договоренности о поэтапной оплате с последним платежом после выхода установки на режим;
- 5) участие в реализации проекта специалистов компании-заказчика.

Первый, второй и четвертый пункты в настоящее время уже не вызывают особых затруднений, в том числе и у отечественных инжиниринговых компаний.

Практическим опытом могут похвастаться только зарубежные компании, поскольку, несмотря на актуальность установок на основе процесса Фишера–Тропша, реализация таких проектов в России находится лишь на уровне

опытно-промышленных испытаний. Как результат, отсутствие опыта промышленной эксплуатации значительно снижает уверенность в успешной реализации проекта. В свою очередь отсутствие у зарубежных компаний русскоговорящих специалистов с опытом адаптации технических и конструктивных решений к требованиям российской нормативной документации снижает привлекательность иностранных компаний. Учитывая все риски, решение о выборе партнера по реализации проекта должно приниматься индивидуально, но, главное, с учетом того, что вероятность простоев, связанных с налаживанием технологического процесса в блоке получения дизельного топлива, никак не отразится на выработке метанола.

В состав установки синтеза моторных масел помимо элементов блока подготовки синтез-газа (см. рис. 2) и реактора Фишера–Тропша входят блоки гидрокрекинга синтетических углеводородов и ректификации продуктов реакции с получением товарного дизельного топлива (рис. 3). Гидрокрекинг необходим для облагораживания (депарафинизации) смеси синтетических углеводородов. В противном случае получаемое из этой смеси дизельное топливо не будет соответствовать требованиям к температуре помутнения. Сама по себе технология гидрокрекинга давно известна и достаточно отработана, в связи с чем реализация соответствующих технических решений не составит особого труда. Ректификация, осуществляемая в обычных колонных аппаратах, необходима для выделения целевой фракции дизельного топлива.

Возвращаясь к метанолу, следует отметить, что наличие собственной установки для производства синтетического метанола значительно упрощает обеспечение функциональности промысловых объектов. Несмотря на это, реализация технических решений, направленных на снижение потерь метанола, остается актуальной. На большинстве газовых месторождений для снижения затрат на приобретение метанола реализована схема использования высококонцентрированного (60–70 %) отработанного водометанольного раствора. При этом отработанный раствор метанола с низкотемпературной ступени сепарации установки комплексной подготовки газа направляется в поток пластовой смеси на входе в пробкоуловитель.

Основными недостатками такой схемы являются потери метанола с отводимым из тех-

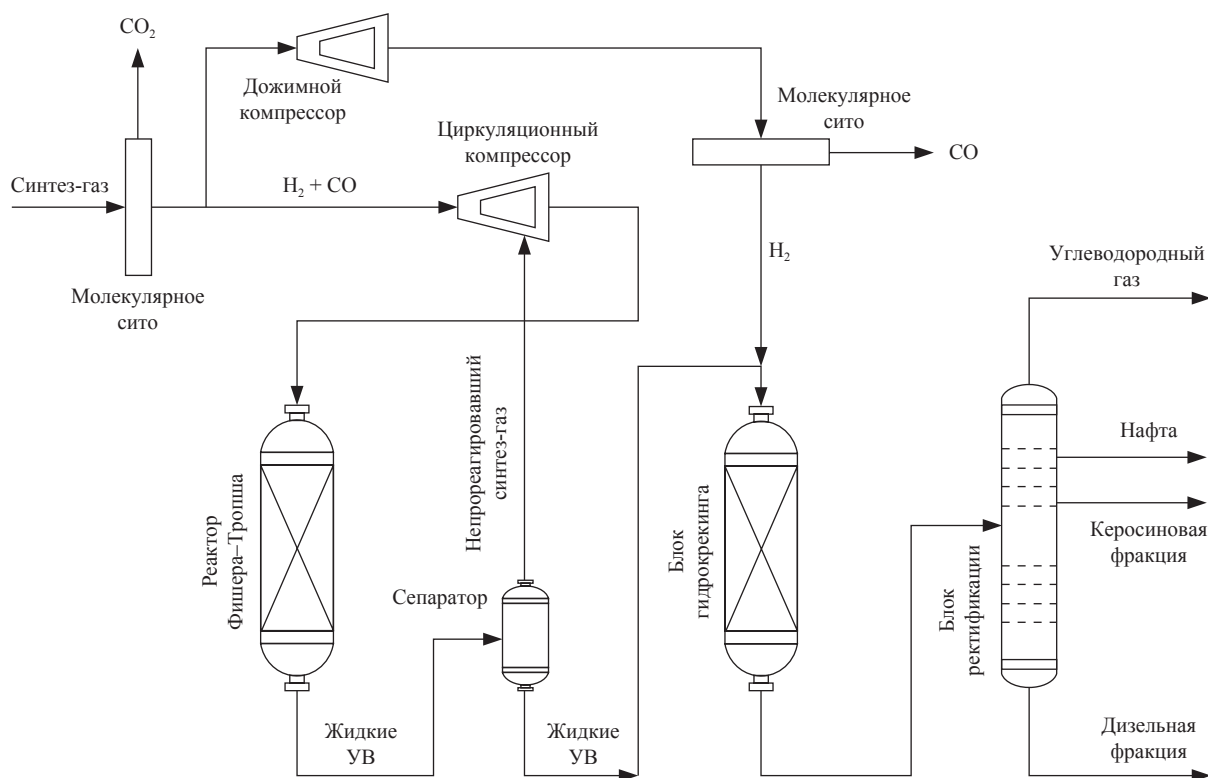


Рис. 3. Принципиальная схема установки производства дизельного топлива

нологической схемы низкоконцентрированным (10–25 % масс.) водометанольным раствором и отсутствие контроля норм расхода высококонцентрированного водометанольного раствора при вторичном использовании. Возможность регенерировать метанол из его низко концентрированного раствора с применением обычной ректификации практически отсутствует, поскольку в растворе содержится значительное количество минеральных солей и механических примесей, которые за короткий срок выводят оборудование из строя. Снизить количество простоев оборудования можно применением ряда физических методов, таких как акустическая или магнитогидродинамическая обработка, а также использованием ингибиторов солеотложения.

Однако практика показывает, что методы акустической и магнитогидродинамической обработки недостаточно эффективны при значительном содержании солей и механических примесей в исходном растворе. Тогда как приобретение, транспортировка и хранение ингибитора предполагают значительные дополнительные затраты.

Эффективно могла бы использоваться, например, технология выпаривания концен-

трированного водометанольного раствора водяным паром (рис. 4). Однако для получения водяного пара необходима подготовленная вода. В состав установки для подготовки такой воды, как правило, входят блоки коагуляции, ультрафильтрации и обратного осмоса. При этом стоимость только одного комплекта мембран обратного осмоса составляет несколько миллионов рублей. Срок эксплуатации таких мембран не превышает года. Если добавить к этому расходы на реагенты, сервисное обслуживание парового котла и содержание обслуживающего персонала, становится ясно, что экономическая целесообразность использования такой технологии, по крайней мере в промышленных условиях, является очень низкой.

Упростить технологическую схему и, как следствие, повысить экономическую эффективность проекта возможно заменой водяного пара циркулирующим природным газом (рис. 5). Согласно такой схеме водометанольный раствор с концентрацией 10–25 % масс. после грубой очистки на механических фильтрах поступает в приемную емкость для отстаивания. Далее раствор подогревается до температуры 35–40 °С и поступает в отпарную

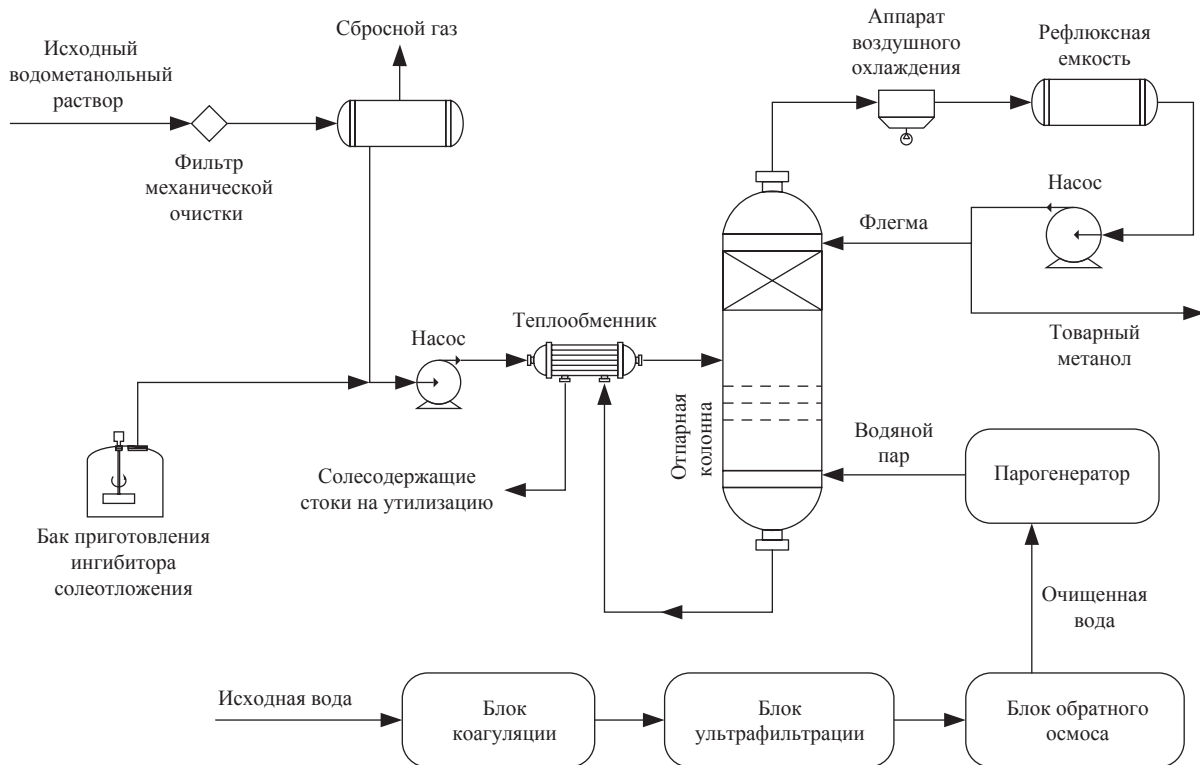


Рис. 4. Принципиальная схема установки регенерации метанола с использованием водяного пара

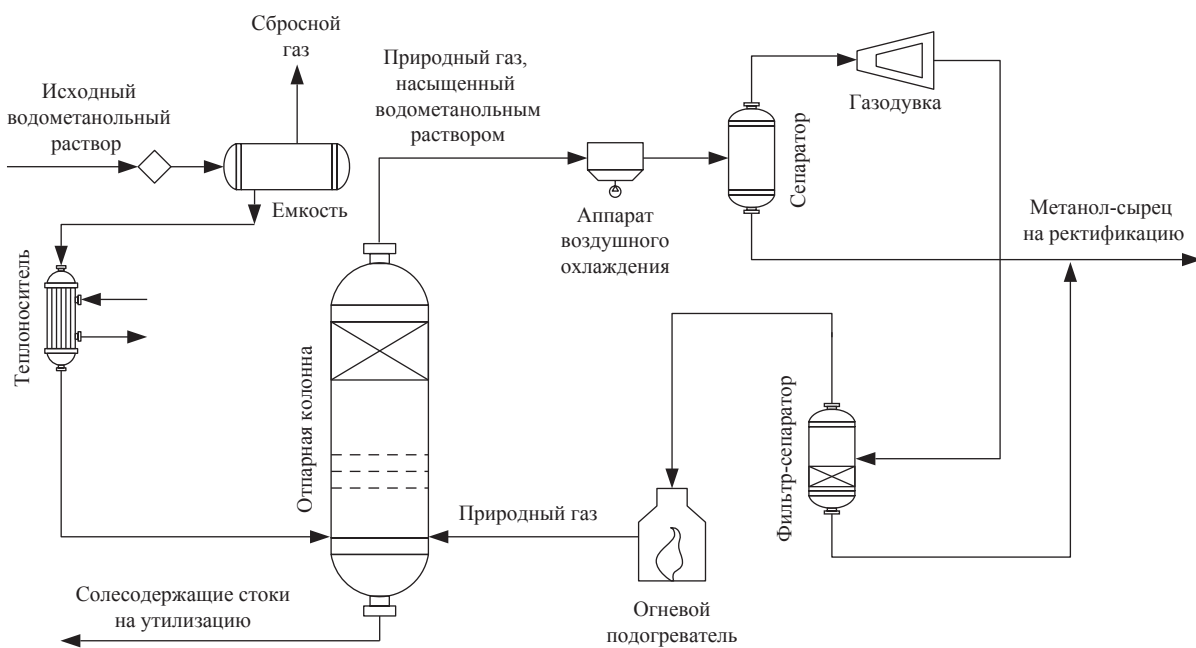


Рис. 5. Принципиальная схема установки регенерации метанола с использованием циркулирующего природного газа

колонну, работающую под избыточным давлением (0,1–0,3 МПа). В нижнюю часть колонны подводится нагретый до 80–110 °С природный газ. Паровая фаза, включающая природный газ и «обессоленный» водометанольный раствор, отводится вверху колонны. Благодаря отсутствию массообменных устройств и поверхностей нагрева, контактирующих с «грязными» средами, отложение минеральных солей в отпарной колонне незначительно.

Пройдя через аппарат воздушного охлаждения в верхней части колонны, паровая фаза поступает в сепаратор, где происходит отделение части водометанольного раствора. Далее влажный природный газ по нагнетательной линии газодувки поступает в фильтр-сепаратор, где дополнительно осушается, нагревается в огневом подогревателе и возвращается в отпарную колонну. Обессоленный водометанольный раствор отводится в блок обычной ректификации установки производства синтетического метанола для извлечения товарного метанола.

В заключение следует отметить, что создание комбинированных установок, интегрированных в объекты промышленной подготовки газа, весьма привлекательно с точки зрения решения целого ряда задач. Однако чтобы гарантировать бесперебойную эксплуатацию такой установки в дальнейшем, на стадии разработки основных технических решений необходимо в большом объеме изучать опыт аналогичных проектов, а также внедрять собственные наработки. В совокупности с общей неопределенностью в плане надежности установки этот фактор является сдерживающим и не способствует реализации проектов такого рода.

Тем не менее необходимо учитывать, что подобные экспериментальные установки помимо выполнения своей основной функции служат полигоном для испытания новых технических решений, которые в дальнейшем способны повысить эффективность работы основного производства газового промысла. Это увеличивает значимость и перспективность соответствующих проектов.

Список литературы

1. Андреев О.Ф. Методические указания по расчету фазовых равновесий газовых гидратов и предупреждению гидратообразования / О.Ф. Андреев. – М.: ВНИИГАЗ, 1985, – 125 с.
2. Николаев В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / В.В. Николаев, Н.В. Бусыгина, И.Г. Бусыгин. – М.: Недра, 1993. – 135 с.
3. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1985. – 95 с.
4. Караваяев М.М. Технология синтеза метанола / М.М. Караваяев, В.Е. Леонов, И.Г. Попов и др. – М.: Химия, 1984. – 72 с.
5. Лapidус А.Л. Газохимия / А.Л. Лapidус, И.А. Голубева, Ф.Г. Жагфаров. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 357 с. – (Высшее нефтегазовое образование).
6. Наука, новая техника и экология в газовой промышленности: инф.-аналит. сб. / Н.Х. Халлыев. – М.: Газпром, 2008. – 48 с.

УДК 622.324.5

В.И. Богоявленский, М.К. Тупысев, А.Л. Титовский, В.А. Пушкарев

Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза

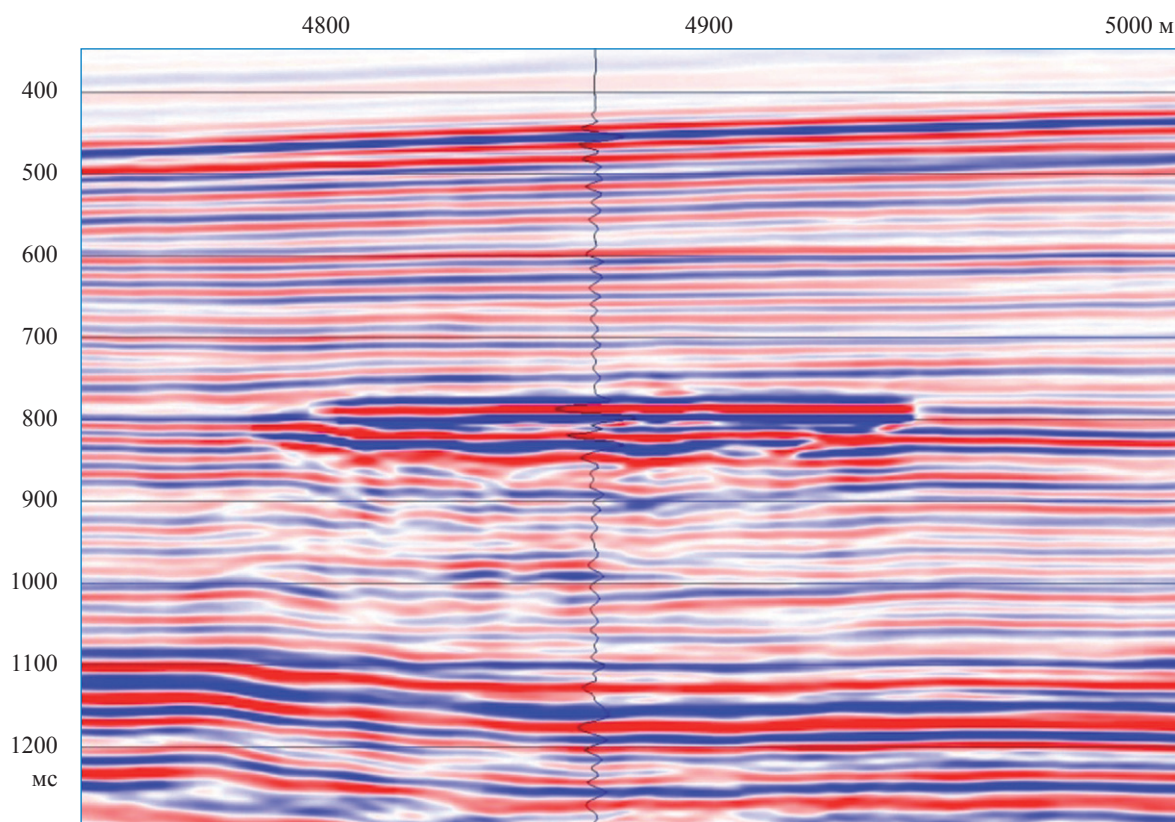
Ключевые слова:
рациональное
природопользование,
нефтегазовые
месторождения,
газовый карман,
пилотная скважина.

Keywords:
rational
environmental
management,
oil-and-gas deposits,
gas pocket,
pilot production well.

В Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ) и других субарктических регионах большую проблему представляет энергообеспечение небольших населенных пунктов, предприятий разного назначения, военных баз с ограниченными воинскими контингентами и буровых платформ, ведущих поисково-разведочные работы на суше и в акваториях. При этом основным источником электроэнергии являются дизельные электрогенераторы. Согласно данным экспертов Военной академии материально-технического обеспечения им. генерала армии А.В. Хрулёва [1], «северный завоз» нефтепродуктов и угля поднимает их стоимость в 5–6 раз. В частности, дизельное топливо дорожает до 12–15 тыс. руб. за тонну, а вырабатываемая с его использованием электроэнергия – до 6 руб./кВт·ч. Использование сжиженного природного газа (СПГ) вместо нефтепродуктов и угля снижает общие затраты на энергообеспечение в 1,5–2,2 раза, и, что особенно важно, при этом выбросы в атмосферу вредных веществ (оксидов углерода, азота, серы и др.) снижаются в 2–10 раз, а выбросы сажи – до нуля. Однако выработка и доставка СПГ также стоит недешево. При этом возможные экстремальные природно-климатические ситуации порождают риск вынужденной реализации «северного завоза».

Для решения задачи повышения надежности и экономической эффективности энергообеспечения вышеперечисленных объектов в Арктике можно использовать местные источники природной энергии, к которым в первую очередь относятся небольшие залежи свободного газа и газовых гидратов в верхней части разреза (ВЧР – глубины до 600–800 м), не представляющие интереса для промышленной газодобычи. Небольшие залежи свободного газа (сингенетичные или эпигенетичные) в ВЧР, получившие название «газовых карманов» (*англ.* gas pockets), широко распространены во многих регионах мира на суше и в акваториях [2–4]. Газовые карманы в ряде случаев могут быть выявлены при переработке архивных материалов стандартных сейсмических исследований методом общей глубинной точки (МОГТ). Об этом свидетельствуют результаты интерпретации материалов сеймопрофилей МОГТ объемом свыше 4 тыс. пог. км в Охотском море, выявившей более 200 зон распространения газовых карманов (в 92,5 % случаев существуют два и более газовых кармана, разнесенных по вертикали) (рисунок) [5]. При статистическом анализе этих объектов было установлено: среднее расстояние между газовыми карманами – около 20 км, средняя глубина залегания верхнего кармана – 345 м, средний размер по горизонтали – 1370 м [5].

Оценим потенциальные запасы газа в газовых карманах с указанными средними размерами: если принять толщину коллектора в 5 м, а его пористость как 0,3 (30 %), то объем порового пространства залежи составит около 2,2 млн м³. Запасы природного газа в данной залежи (при нормальных условиях) будут увеличиваться кратно пластовому давлению: например, при пластовом давлении 4,5 МПа (давление, близкое к гидростатическому) запасы газа могут составить около 100 млн м³. Таким образом, залежи газа в ВЧР из-за гидродинамической связи с глубинными интервалами могут содержать существенные запасы природного газа с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Совокупные запасы этих залежей для отдельных



Фрагмент временного разреза с двумя газовыми карманами на шельфе Магадана

районов могут измеряться многими миллиардами, а в масштабах шельфовых акваторий и суши АЗРФ, видимо, триллионами кубических метров.

Особенно широкое распространение газовые карманы имеют в арктических и субарктических регионах, где существуют многолетнемерзлые породы (ММП), являющиеся хорошим флюидоупором на пути субвертикальной миграции газа. Кроме того, на суше и акваториях Арктики в низкотемпературных интервалах ВЧР (в том числе в коллекторах внутри и под ММП) существуют залежи газовых гидратов, которые являются хранилищем газа и одновременно хорошим экраном для нижележащих залежей свободного газа. При их вскрытии бурением изменяются термобарические условия существования газогидратов (главным образом повышается температура), нередко приводящие к неожиданным газопроявлениям и выбросам метанового газа. В частности, при бурении ряда инженерно-геологических и разведочных скважин в районе Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения зарегистрированы многочисленные выбросы газа

из ВЧР дебитом до 10–14 тыс. м³/сут, особенно часто – из ММП на глубине 60–70 м в четвертичных отложениях ямальской серии (суглинки, супеси, прослойки песков) [6]. Из-за глобального потепления климата в Арктической зоне усилилась деградация ММП и активизировались процессы дегазации недр, в ряде случаев имеющие характер катастрофических выбросов с образованием гигантских кратеров, обнаруженных в 2014–2015 гг. на п-овах Ямал и Гыданский [2–4]. Увеличение эмиссии метана усиливает парниковый эффект и оказывает дополнительное воздействие на потепление климата, что вызывает «цепную реакцию». Поэтому добыча газа из ВЧР и его использование для решения местных нужд выполняют не только важную народохозяйственную задачу, но и оберегают локальную и глобальную экосистемы.

Согласно действующим правилам разработки нефтяных и газовых месторождений [7], в процессе их разведки проводят сейсмические исследования разреза горных пород, по результатам которых определяют места заложения разведочных и эксплуатационных

скважин и интервалы наиболее вероятного залегания продуктивных залежей для их вскрытия. В том случае, когда детали строения продуктивных залежей малоизвестны, предусматривают бурение так называемых пилотных стволов [8]. Пилотные (предварительно проходимые) стволы в последние годы стали особенно актуальны при освоении морских нефтегазовых месторождений и необходимости бурения дорогостоящих разведочно-эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием там, где нужны более точные данные о глубинах залегания и конфигурации продуктивных залежей. В ВЧР при наличии пластов-коллекторов и покрышек в результате перетоков высоконапорного природного газа из глубинных интервалов (например, по разломам горных пород) могут скапливаться небольшие залежи газа с АВПД [2, 4, 5, 9]. Например, по данным сейсмических исследований площади Штокмановского газоконденсатного месторождения обнаружены потенциальные залежи газа (газовые карманы) на глубине 300–400 м от дна моря [10]. Вскрытие таких газовых карманов в процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения неоднократно приводило к аварийным и даже катастрофическим ситуациям с потерей буровых установок («Mr. Louie», «Petromar-5», «West Vanguard», «60 лет Азербайджана» и др.) [2–4].

Для исключения негативных ситуаций при бурении ВЧР освоение нефтегазоперспективной площади предлагается осуществлять способом подготовки месторождения углеводородов к освоению, изложенным в патенте [11]. При этом в процессе обработки данных сейморазведки МОГТ (2D и 3D) обращают особое внимание на возможные залежи высоконапорного природного газа (газовые карманы) в ВЧР. Перед заложением первоочередных разведочных скважин, особенно на малоизученных площадях и при высокой стоимости разведочного бурения, для уточнения строения исследуемого разреза проектируют и бурят пилотный ствол. Это, как правило, скважина небольшого диаметра, которую бурят с отбором кернового материала и проведением комплексных исследований околоскважинного пространства. Если по каким-либо причинам пилотным стволом, проектируемым для доразведки площади, не удастся вскрыть газовый карман,

то для этого проектируется специальная скважина, которая может быть пробурена также с минимальным диаметром. При бурении такой скважины принимаются все необходимые меры для предотвращения возможных осложнений при вскрытии газонасыщенных зон с АВПД. После вскрытия газовой залежи скважина оборудуется таким образом, чтобы стать фактически эксплуатационной для отбора природного газа. Добываемый газ предпочтительнее использовать для выработки электроэнергии на месте добычи [12, 13], транспортировки трубопроводами малого диаметра и давления на небольшие расстояния или после сепарационной очистки для заправки баллонов с последующим использованием для собственных нужд добывающего предприятия или в социальной сфере.

Добыча газа из газового кармана осуществляется до значения пластового давления около гидростатического. Это делается для того, чтобы при последующем вскрытии интервалов газовых карманов в процессе разведочного и эксплуатационного бурения не было осложнений (выброса или поглощения бурового раствора). После такой разработки газовых залежей в газовых карманах разведываемую площадь можно считать подготовленной для безопасного разбуривания поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами. Сама пилотная скважина, выполнившая задачи добычи газа из газового кармана, в дальнейшем может быть использована для бурения (углубления) пилотного ствола или в качестве наблюдательной для контроля за возможными перетоками газа из нижних горизонтов в процессе освоения месторождения. Очевидно, что если запроектированные пилотные или разведочные скважины располагаются вне выявленного газового кармана, то их проводка может быть реализована без привязки по срокам бурения скважины для вскрытия и извлечения газа из газового кармана.

Оценим эффективность предлагаемой технологии вскрытия и добычи газа из газового кармана на гипотетическом примере. Допустим, что в процессе сейсмических исследований нефтегазоперспективной площади в ВЧР на глубине 450 м выявлена структура с возможным скоплением природного газа. После вскрытия выявленной структуры была обнаружена залежь метанового газа (газовый карман)

с пластовым давлением 8 МПа, что превышает гидростатическое давление (4,5 МПа) на 3,5 МПа. Предположим, что запасы газа в выявленном газовом кармане составляют 2,5 млн м³ (в 40 раз меньше, чем рассчитанные возможные запасы газа). При разработке залежи и снижении пластового давления до гидростатического можно отобрать примерно $2,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \cdot 3,5 \text{ МПа} / 8 \text{ МПа} = 1,09 \text{ млн м}^3$ природного газа.

Реализацию добываемого газа возможно организовать тремя путями, выбор одного из которых определяется экономическими соображениями:

1) строительство трубопровода малого диаметра и низкого давления (параметры определяются с учетом планируемых объемов потребления) рационально при небольших расстояниях от залежи газа до места его потребления;

2) выработка электроэнергии на турбинных установках. Допустим, что для утилизации добываемого газа использована микротурбинная электроустановка Capstone 200, позволяющая получать 200 кВт электроэнергии при расходе топлива (метанового газа) 65 м³. Принимая указанные характеристики за часовую нагрузку энергоустановки, получаем время утилизации добываемого газа $1,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / (65 \text{ м}^3 \cdot 24 \text{ ч}) = 700 \text{ сут}$, за которые вырабатывается $200 \text{ кВт} \times 24 \text{ ч} \cdot 700 \text{ сут} = 3,36 \text{ МВт}$ электроэнергии;

3) заправка газовых баллонов для последующего использования на транспорте или в быту. Рассмотрим этот вариант использования газа на примере метановых баллонов емкостью 50 л (ГОСТ 948-73) с рабочим давлением 19,6 МПа (200 кгс/см²). Весь объем добываемого газа (1,09 млн м³) позволяет заправить 109 тыс. баллонов ($1,09 \cdot 10^6 / 10$), при этом $0,05 \cdot 200 = 10 \text{ м}^3$ – объем газа в баллоне при нормальном давлении. Использование газа в баллонах на транспорте позволяет заменить около 1 тыс. т жидкого топлива (бензина, дизельного топлива). Баллоны с природным газом применимы в бытовых условиях для обогрева помещений, что особенно важно для арктических и субарктических условий. Для этих целей широко используются газовые горелки различных конструкций, в том числе с инфракрасным излучением, которые характеризуются высоким коэффициентом полезного действия и повышенной пожаробезопасностью благодаря отсутствию открытого пламени.

В последние годы организовано производство металлокомпозитных баллонов, имеющих по сравнению с традиционными металлическими значительно меньший вес. В частности, компанией «Реал шторм» (Ижевск) серийно (ТУ 4591-010-13055988-2006) изготавливаются следующие типы баллонов:

- для автотранспорта вместимостью от 47 до 185 л, рассчитанные на рабочее давление 20 МПа, в том числе баллоны для автотранспорта «Реал-Арктик» в условиях экстремальных температур от –60 до +65 °С;

- стационарных и передвижных модулей вместимостью от 80 до 185 л, рассчитанные на рабочее давление 24,5 МПа.

Закачка метанового газа в баллоны порождает потребность в его дополнительном компримировании до рабочего давления 19,6 МПа. Известные центробежные компрессоры не пригодны для этого из-за малой развиваемой степени сжатия, а высоконапорные плунжерные (поршневые) компрессоры отличаются большим весом, меньшей производительностью и высокой стоимостью. Многие недостатки указанных компрессоров снимаются при использовании насосно-компрессорных установок [14, 15]. В таких установках за счет применения жидкостного поршня и поршневых (плунжерных) насосов в качестве сжимающего устройства могут быть достигнуты необходимые конечные давления газа.

Как показали оценочные расчеты, предварительная разработка газовых карманов на осваиваемой площади месторождения позволяет не только подготавливать данную площадь к безопасному поисково-разведочному и эксплуатационному бурению, но и получать значительные объемы собственной электроэнергии и природного газа, необходимые самой разведочной компании на ранней стадии поисково-разведочных работ. Учитывая возможные значительные запасы газа в газовых карманах, такие карманы становятся самостоятельными объектами поиска и разработки в целях решения важных задач местного энергоснабжения. В частности, в Арктике сменными баллонами с газом могут быть обеспечены не только небольшие поселения коренного населения, но и кочующие семьи оленеводов, что облегчит их непростой быт и улучшит экологическую обстановку в регионе.

Список литературы

1. Кириллов Н.Г. Развитие инфраструктуры производства СПГ шельфовых месторождений – задача экономической и национальной безопасности России / Н.Г. Кириллов, А.Н. Лазарев, С.В. Ивановский // Газовая промышленность. – 2014. – № 12. – С. 42–46.
2. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: монография / В.И. Богоявленский // Труды Вольного экономического общества России. – М.: Изд. ВЭО России, 2014. – Т. 182. – № 3. – С. 12–175.
3. Богоявленский В.И. Выбросы газа из криолитозоны Ямало-Ненецкого автономного округа / В.И. Богоявленский, А.В. Мажаров, А.Л. Титовский и др. // Арктические ведомости. – 2014. – № 4 (12). – С. 60–67.
4. Лаверов Н.П. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы / Н.П. Лаверов, В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Арктика: экология, экономика. – 2016. – № 2 (22). – С. 4–13.
5. Богоявленский В.И. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Арктики и других морей России / В.И. Богоявленский, В.Ю. Керимов, О.О. Ольховская // Сб. м-лов Всерос. конф. с международным участием «Арктика – нефть и газ 2015». – DVD.
6. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне / В.С. Якушев. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.
7. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.
8. Мильничук И.П. Бурение направленных скважин малого диаметра / И.П. Мильничук. – М.: Недра, 1978. – 231 с.
9. Чурсина Н.В. Особенности инженерно-геологических условий Штокмановского газоконденсатного месторождения / Н.В. Чурсина, В.Н. Бондарев // Труды III Межд. конф. «Освоение шельфа арктических морей России». – СПб.: НИИ им. А.М. Крылова, 1997. – С. 77–78.
10. Большакова М.А. Газоконденсаты Штокмановского месторождения / М.А. Большакова, Т.А. Кирюхина // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 39–48.
11. Патент 2579089 РФ, МПК E21B 43/00. Способ подготовки месторождения углеводородов к освоению / В.И. Богоявленский, В.М. Максимов, М.К. Тупысев; патентообладатель ИПНГ РАН; № 201451131/03; заявл. 17.12.2014; опубл. 02.03.2016, Бюл. № 9.
12. Пат. 2484245 РФ, МПК E 21 B 47/00. Способ исследования газовой скважины / А.И. Никонов, А.М. Тупысев, М.К. Тупысев; заявитель и патентообладатель ИПНГ РАН; № 2012101345/03; заявл. 17.01.2012; опубл. 10.06.2013, Бюл. № 16.
13. Книжников А.Ю. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России / А.Ю. Книжников, Е.А. Кутепова. – М.: WWF России, 2010. – 40 с.
14. Св-во на полезную модель 13398 РФ, МПК E21B 43/25, P04B 23/04. Газодожимная установка / В.И. Вяхирев, П.А. Гереш, Н.М. Добрынин и др.; заявитель и патентообладатель «Бургаз» ОАО «Газпром»; № 99119456/20; заявл. 05.02.1998; опубл. 10,04,2000, Бюл. № 2.
15. Патент на полезную модель 67655 РФ, МПК E21B 43/25, P04B 23/04. Газодожимная установка / А.В. Афанасьев, А.В. Кустышев, Д.Д. Пляшев и др.; заявитель и патентообладатель ООО «НПФ «Нитпо»; № 2007123649/22; заявл. 22.06.2007; опубл. 27.10.2007, Бюл. № 30.

УДК 622.279.8

А.В. Прокопов, В.А. Истомин

Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов

Природные газоконденсатные газы можно разделить на две группы: попутные нефтяные газы (ПНГ) и газы газоконденсатных месторождений. Эти газы различаются по составу углеводородных компонентов.

Переработка нефтяных газов преимущественно осуществляется на газоперерабатывающих заводах, где максимально полно извлекают углеводороды (УВ) C_{3+B} . Основные товарные продукты переработки ПНГ – сжиженный углеводородный газ, сухой отбензиненный газ (метан-этан), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и бензиновая фракция (C_{5+B}). В технологической цепочке переработки ПНГ абсорбционные технологии заняли определенную нишу. На текущем технологическом уровне развития в заводских условиях они позволяют практически полностью извлекать УВ C_{3+B} из сырьевого потока.

Промысловая подготовка газов газоконденсатных месторождений в России осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации газа (НТС). Эффективность работы установок НТС прежде всего определяется степенью извлечения УВ C_{5+B} . В зависимости от сложившейся транспортной и производственной инфраструктуры степень извлечения пропан-бутановой фракции может варьироваться.

В пластовых газах газоконденсатных месторождений УВ C_{5+B} содержится в широком диапазоне концентраций: от 2 г/м³ («тощие» сеноман-аптские залежи Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ)) до 100–350 г/м³ («жирные» валанжинские и ачимовские залежи Уренгойского месторождения). Текущие термобарические параметры концевой ступени сепарации установок НТС: температура – около –30 °С, давление – 5–7 МПа [1]. Для тощих газоконденсатных газов степень извлечения УВ C_{5+B} не превышает 60 % [2]. Для жирных газов степень извлечения C_{5+B} составляет 90–98 % [3–5], при этом содержание УВ C_{5+B} в газе концевой ступени сепарации (товарном газе) варьируется в диапазоне от 2 до 6 г/м³. По расчетным оценкам для месторождений с содержанием УВ C_{5+B} в пластовом газе 30–50 г/м³ степень извлечения УВ C_{5+B} находится на уровне 70 %. В то же время степени извлечения пропана и бутанов на установках НТС составляют, соответственно, 20–30 % и 60–50 % и меняются в зависимости от содержания этих компонентов в пластовом газе.

Таким образом, в процессе подготовки газов газоконденсатных месторождений имеет место недостаточно полное извлечение УВ C_{5+B} и C_3-C_4 . Поэтому с целью более полного извлечения тяжелых углеводородов целесообразно проводить оптимизацию существующих и разработку новых технологических решений. В этой связи проанализируем имеющийся опыт применения абсорбционных технологий для подготовки ПНГ и газов газоконденсатных месторождений.

Абсорбционные установки подготовки попутного нефтяного газа

Первоначально абсорбционные технологии использовались для подготовки ПНГ с целью выделения пропан-бутановой фракции и УВ C_{5+B} . Содержание УВ C_{3+B} в попутных нефтяных газах: пропан-бутанов ~30 % масс. и C_{5+B} ~3 % масс. [6]. Одним из способов подготовки нефтяных и природных газов как на отечественных, так и на зарубежных газоперерабатывающих заводах остается масляная абсорбция [7]. Этот способ подготовки ПНГ впервые был применен в США в 20-х гг. прошлого века для

Ключевые слова:

низкотемпературная абсорбция, масляная абсорбция, природные газы, промышленная подготовка газа, абсорбент, углеводородные фракции, бифункциональный абсорбент, этиленгликоль, диэтиленгликоль, N-метилпирролидон.

Keywords:

low-temperature absorption, oil absorption, natural gases, field treatment of gas, absorbent, hydrocarbon fractions, bifunctional absorbent, ethylene glycol, diethylene glycol, N-methylpyrrolidone.

извлечения газового бензина. Маслоабсорбционные установки (МАУ) состояли из двух колонн – абсорбера и десорбера [8]. Процесс абсорбции осуществлялся при температуре окружающей среды, давление процесса составляло от 1,4 до 4,0 МПа. Абсорбер, как правило, содержал 30 тарелок колпачкового типа. В качестве абсорбента применялись тяжелые нефтяные фракции, по консистенции напоминающие масла. Доля извлекаемых на этих установках УВ C_{5+B} составляла 60–70 % от потенциального содержания в обрабатываемом газе.

В России подготовка ПНГ также использовалась на начальном этапе разработки нефтяных месторождений, например, с применением мобильных малогабаритных абсорбционных установок (месторождения северо-западной части Башкирии [8]) (рис. 1). Установка монтировалась на платформе длиной 7,5 и шириной 2,5 м. Крупногабаритные аппараты – абсорбер, десорбер и др. – транспортировались отдельно. Объем газа, подготавливаемого непосредственно на месте сбора или очистки нефти от воды, составлял от нескольких десятков тысяч до 600 м³/сут, давление абсорбции – 1,0 МПа, температура – плюс 30 °С, удельный рас-

ход абсорбента находился на уровне 0,8 кг/м³. В качестве абсорбента на таких установках, как правило, использовался керосин. Степень извлечения УВ C_{5+B} достигала 90 %.

МАУ имеют ряд недостатков:

- высокий расход абсорбента (~0,8 кг/м³);
- существенные потери абсорбента с газовой фазой (в составе обработанного газа);
- невозможность применения данного способа подготовки попутного нефтяного газа на месторождениях с недостаточным количеством УВ-фракции, используемой для восполнения потерь абсорбента;
- газ, подготовленный по этой технологии, не отвечает требованиям СТО 089-2010, т.е. перед подачей в магистральный газопровод требуются дополнительные технологические операции.

Таким образом, технологии масляной абсорбции заняли определенную нишу в подготовке ПНГ. Дальнейшее развитие этих технологий пошло по пути снижения температуры абсорбции, что позволило увеличить извлечение пропан-бутановой фракции и УВ C_{5+B} .

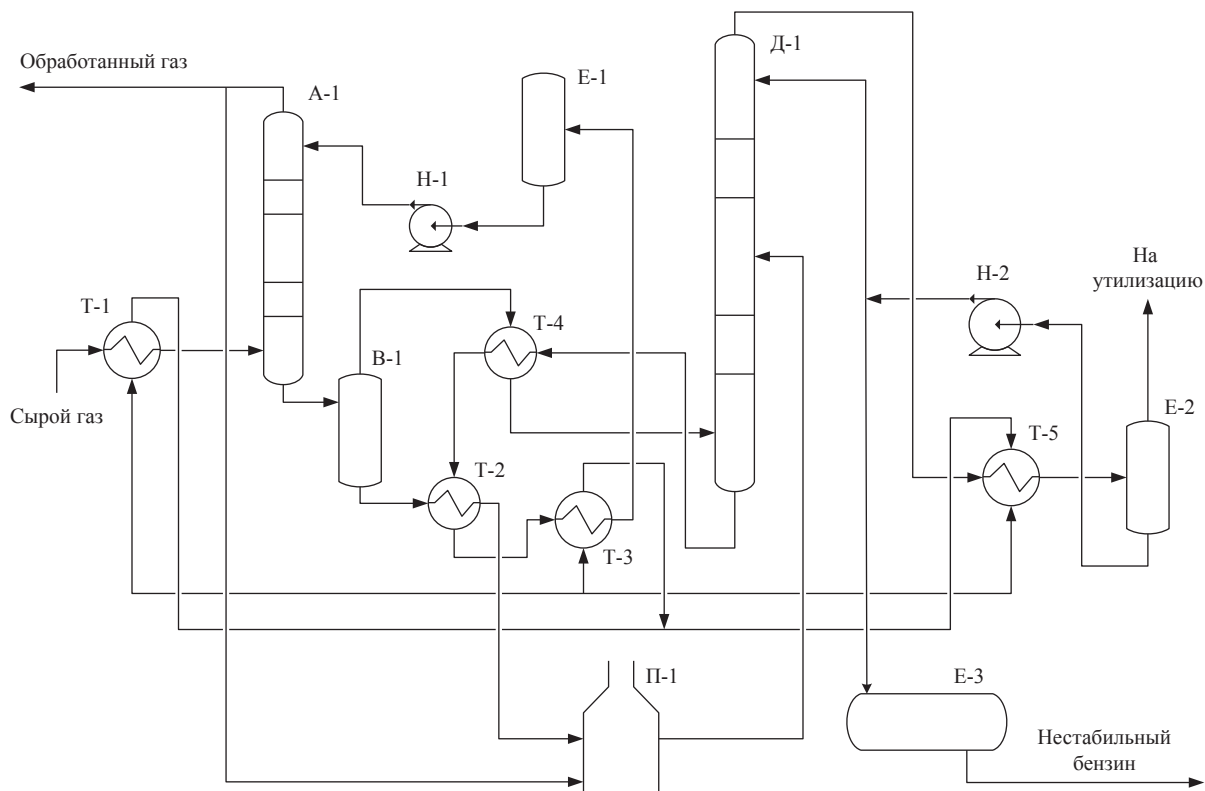


Рис. 1. Технологическая схема подготовки ПНГ:

А-1 – абсорбер; В-1 – выветриватель; Д-1 – десорбер; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости абсорбента; Н-1, Н-2 – насосы; П-1 – печь насыщенного абсорбента; Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 – теплообменники

Применительно к газоконденсатным месторождениям МАУ планировалось использовать на начальном этапе разработки. Газ после абсорбции предполагалось компримировать и закачивать в продуктивный горизонт для поддержания пластового давления [9]. При этом на определенном этапе освоения месторождения должна осуществляться реконструкция установки комплексной подготовки газа (УКПГ) с переводом ее на низкотемпературный процесс.

Абсорбционные установки подготовки газа газоконденсатных месторождений

Абсорбционные установки подготовки пластового газа, в которых массообмен между абсорбентом и подготавливаемым газом осуществляется при отрицательных по Цельсию температурах, получили название установок низкотемпературной абсорбции (НТА).

Наиболее простой абсорбционный процесс, по эффективности абсорбции не превышающий одной теоретической ступени контакта, – впрыск абсорбента в трубопровод перед низкотемпературным сепаратором. Инжекторное устройство в таких установках, как правило, располагается перед редуцирующим элементом – дросселем, эжектором, турбодетандером [10] и др. – или теплообменником [11]. В качестве абсорбента применяется конденсат с первой или промежуточной ступени сепарации, либо УВ-фракция. Перед подачей УВ-жидкости на вход в низкотемпературный сепаратор ее дополнительно охлаждают. Это позволяет уменьшить влияние теплого абсорбента на повышение температуры сепарации. Для предупреждения образования гидратов в процессе охлаждения абсорбента подают метанол. Расчетные исследования по влиянию впрыска нестабильного конденсата на выход товарной продукции были проведены для УКПГ-11В Уренгойского НГКМ. Дополнительный выход деэтанализованного конденсата составил $14,3 \text{ г/м}^3$ [12].

На Щебелинском промысле в качестве абсорбента использовались продукты переработки конденсата: стабильный конденсат и углеводородная фракция с температурой начала кипения $170\text{--}180 \text{ }^\circ\text{C}$ (УФ-170) [13]. Результаты промышленного эксперимента показали, что УФ-170 обладает наилучшими абсорбционными свойствами. Абсорбент подавался перед дросселем и теплообменником за $35\text{--}40 \text{ м}$ до низкотемпературного сепаратора. При вводе в

поток фракции конденсата (УФ-170) в количестве $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ выход конденсата существенно увеличился.

Эффективность извлечения УВ $\text{C}_{3+\text{В}}$ впрыском абсорбента на вход в низкотемпературный сепаратор приблизительно соответствует 0,7 теоретической ступени контакта. Увеличение степени извлечения может быть достигнуто применением массообменных аппаратов (абсорберов), оптимизацией температуры процесса НТС и другими технологическими приемами. Абсорберы применяют в технологиях заводской и промышленной НТА. Рассмотрим каждую из технологий более подробно.

Один из вариантов технологии НТА заводского типа реализован на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. Установка НТА предназначена для извлечения УВ $\text{C}_{3+\text{В}}$ из газов деэтанализации конденсата. Абсорбция осуществляется при давлении $1,36 \text{ МПа}$ и температуре $-30 \text{ }^\circ\text{C}$. Регенерация абсорбента подразумевает следующие операции: предварительную десорбцию пропан-бутановой фракции в отдельной колонне, регенерацию абсорбента совместно с УВ-жидкостью с установки НТС на установке получения стабильного конденсата и отвод абсорбента из колонны получения стабильного конденсата. Поддержание поглощательной способности абсорбента осуществляется посредством постоянной подпитки УВ-жидкостью с температурой начала кипения $130\text{--}140 \text{ }^\circ\text{C}$. Для выделения из абсорбента продуктов осмоления, механических примесей и других производится фильтрация части регенерируемого абсорбента с последующим возвратом в технологический цикл.

Проведены специальные исследования по определению влияния состава абсорбента на степень извлечения целевых компонентов [9]. Было установлено, что наибольший выход целевых компонентов обеспечивает абсорбент с температурой начала кипения $125\text{--}130 \text{ }^\circ\text{C}$. В процессе разработки месторождения происходило «облегчение» состава пластового газа и снижение количества подпитывающего абсорбент потока. Удельный расход абсорбента снижался, поэтому для восполнения потерь состав абсорбента был изменен: температура начала кипения абсорбента снижена со $130\text{--}140 \text{ }^\circ\text{C}$ до $125\text{--}130 \text{ }^\circ\text{C}$.

В отечественной газовой отрасли промышленные низкотемпературные абсорбционные технологии (ПНТА) подготовки природного газа

были реализованы на УКПГ-1В Ямбургского (рис. 2) и на отдельной линии УКПГ-8В Уренгойского НГКМ. Товарной жидкой продукцией УКПГ является нестабильный конденсат. Месторождения расположены недалеко от завода по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) в Новом Уренгое, что позволяет использовать жидкую продукцию в качестве сырья для газохимического комплекса.

При разработке и адаптации абсорбционных технологий применительно к промышленным условиям ставилась задача упростить подготовку абсорбента и повысить извлечение компонентов $C_{3+В}$ по сравнению с технологией низкотемпературной сепарации. В качестве абсорбента использовался частично дегазированный и охлажденный конденсат с первой ступени сепарации.

В зимний период работа технологической схемы УКПГ-1В (см. рис. 2) осуществляется по технологии НТС с эжектором. Поддержание температуры абсорбции в летний период осуществляется применением турбодетандеров, которые расположены параллельно эжекторам. Входным потоком компрессора ТДА служит газ из А-1. Скомпримированный газ после-

довательно охлаждается в АВО и Т-1, сепарируется в С-3 и поступает на вход в турбодетандер. Расширение газа в детандере осуществляется до давления, несколько превышающего давление в магистральном газопроводе. Далее газ поступает на вход в абсорбер А-2.

Проектная технологическая схема подготовки газа и конденсата на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ существенно отличалась от фактически реализованной впоследствии. В проектной схеме предусматривалась гликолевая осушка сырого газа в аппарате А-1 высококонцентрированным водным раствором диэтиленгликоля. В дальнейшем от гликолевой осушки отказались, а абсорбер А-1 стали использовать как аппарат для отдувки метанола из водно-метанольного раствора разделителя Р-2 [14–16]. Организована дополнительная подача метанола в конденсат с первой ступени сепарации – в теплообменники Т-2 и Т-3.

В процессе эксплуатации УКПГ-1В было обнаружено, что технологическая схема ПНТА чувствительна к наличию тяжелых углеводородов парафинового ряда в составе пластового газа [17]. При температурах ниже $-(28-33)^\circ\text{C}$ происходило отложение парафинов в низко-

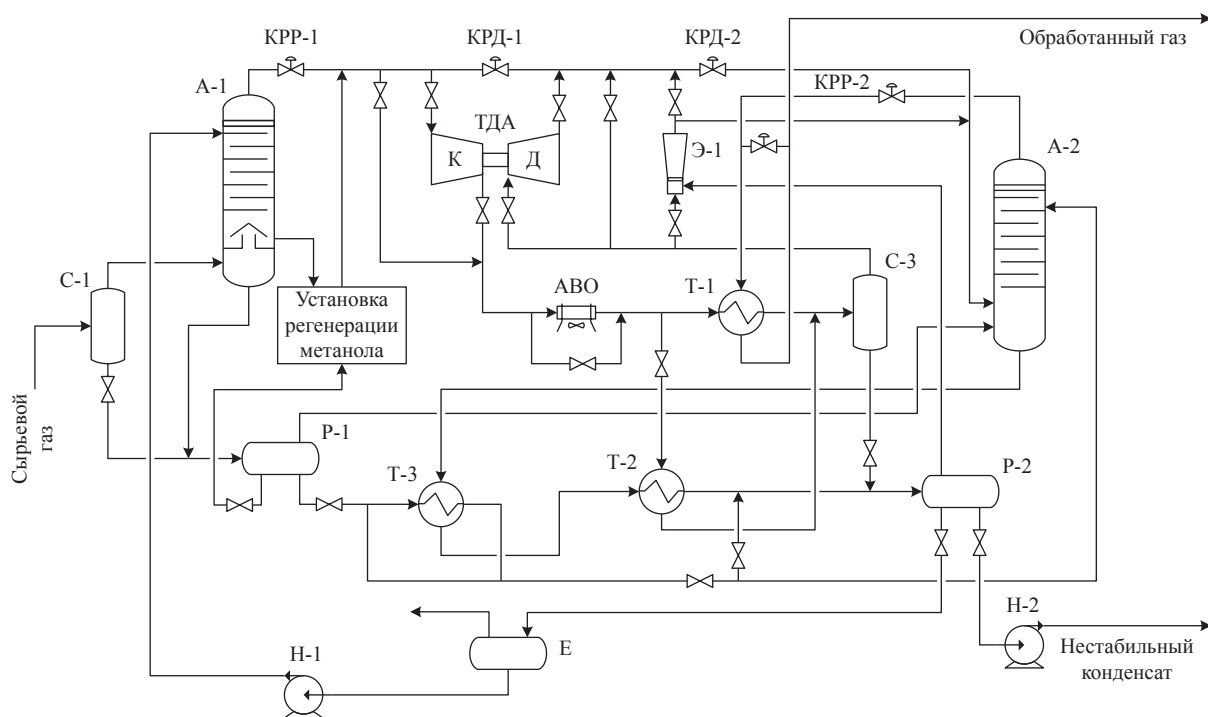


Рис. 2. Технологическая схема УКПГ-1В Ямбургского НГКМ (факт.):

А-1, А-2 – абсорберы; АВО – аппарат воздушного охлаждения; КРД-1, КРД-2 – краны-регуляторы давления; КРР-1, КРР-2 – краны-регуляторы расхода; КРТ-3 – кран-регулятор температуры; Н – насос; Р-1, Р-2 – разделители; С-1, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; ТДА – турбодетандерный агрегат (К – компрессор, Д – детандер); Э-1 – эжектор

температурном абсорбере. Для борьбы с парафиноотложением абсорбер периодически останавливали, прогревали и промывали высококонцентрированным раствором метанола. В настоящее время эта проблема отсутствует в связи со снижением содержания парафинов в пластовом газе.

Еще одна особенность – высокие значения показателей точки россы товарного газа по углеводородам, которые не удовлетворяют требованиям СТО Газпром 089-2010. Согласно технологической схеме финальная подготовка товарного газа осуществляется в аппарате А-2, где газ контактирует с абсорбентом. Наличие уносов абсорбента с верхней части колонны в подготовленный газ приводит к увеличению температуры точки росы газа по углеводородам. Для снижения уноса абсорбента его подачу осуществляли в середину колонны, увеличив таким образом фильтрационную секцию абсорбера. Это повысило качество подготовленного товарного газа.

В технологической схеме ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ отсутствует возможность регулировать количество абсорбента и его состав. Расход абсорбента зависит от

потенциального содержания УВ C_{5+B} в составе пластового газа. В процессе эксплуатации месторождения расход абсорбента снизился со 150 до 65 г/м³. При постоянном расходе пластового газа уменьшение количества абсорбента более чем в 2 раза снизило извлечение УВ C_{5+B} приблизительно на 0,5 г/м³.

Расчетное сравнение технологических схем ПНТА и НТС на температурном уровне сепарации $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ показало, что дополнительное количество нестабильного конденсата за 1991–1998 гг. составило 760 тыс. т. Это соответствует увеличению выхода товарного продукта на 13,6 %. В составе дополнительно извлеченного конденсата содержится 5 % масс. этана, 64 % масс. пропан-бутанов и 19 % масс. пентанов и более тяжелых углеводородов, из которых пентаны составляют $\sim 70\%$. Таким образом, селективность абсорбента в технологии ПНТА на УКПГ-1В преимущественно ориентирована на извлечение пропан-пентановой фракции. В то же время увеличение выхода нестабильного конденсата уменьшило количество товарного газа за указанный период на 0,87 % по сравнению с объемом товарного газа по схеме НТС.

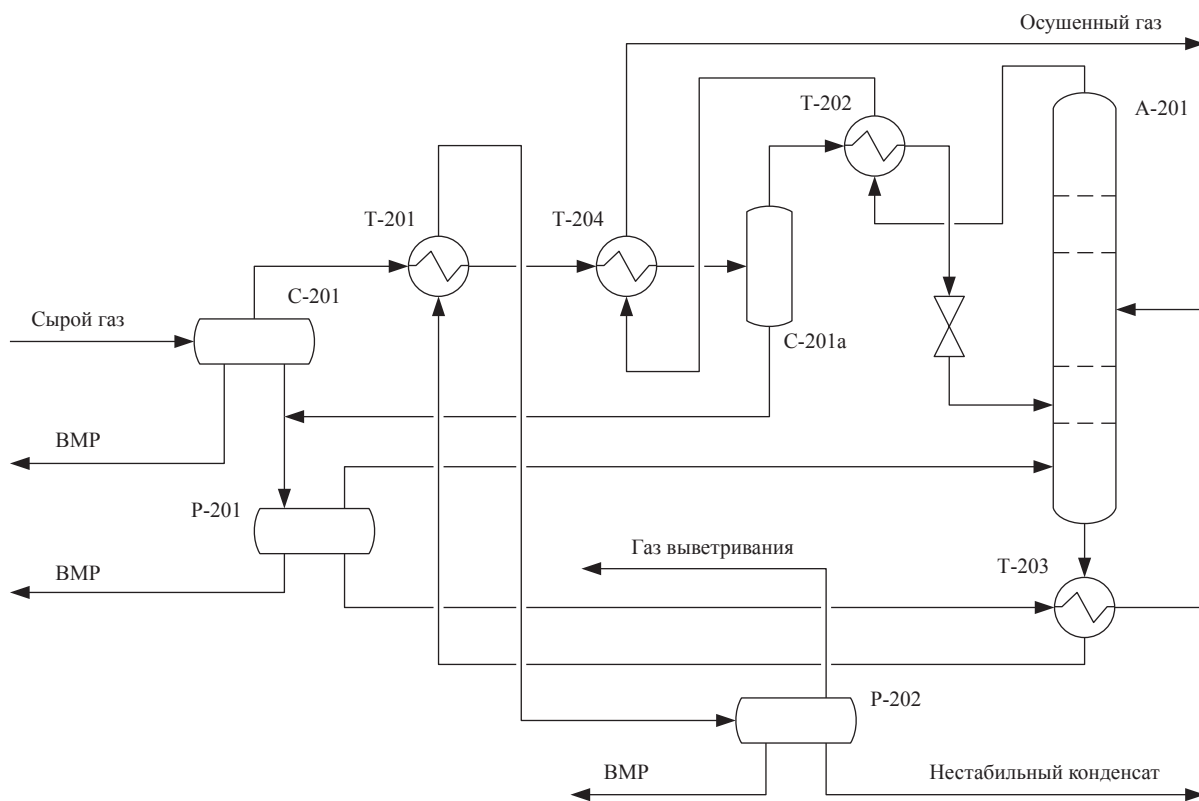


Рис. 3. Технологическая схема подготовки газа на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ:

А-201 – абсорбер; Р-201, Р-202 – разделители; С-201, С-201а – сепараторы; Т-201, Т-202, Т-203, Т-204 – теплообменники; ВМР – водометанольный раствор

Опытно-экспериментальная технологическая линия подготовки газа по технологии ПНТА была реализована на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ [18] (рис. 3). Производительность линии составляла 5 млн м³/сут. Схема ПНТА на УКПГ-8В имеет ряд конструктивных отличий от УКПГ-1В Ямбургского НГКМ:

- в схему включен многофункциональный абсорбер-сепаратор (А-201), состоящий из сепарационной, массообменной и фильтрующей секций;
- газ выветривания конденсата первой ступени используется в качестве газа отдувки в абсорбер-сепараторе (А-201).

Комбинированная колонна-сепаратор состоит из 10 ситчатых и одной полуглухой тарелки, расположенной между 4-й и 5-й тарелками. Для уменьшения уноса капельной жидкости с газом установлены два ситчатых фильтра.

Экспериментально исследовались три режима работы установки ПНТА:

- работа по схеме НТС с подачей части конденсата первой ступени разделения в поток сырого газа, поступающего в абсорбер-сепаратор;
- работа по схеме ПНТА с подачей части конденсата первой ступени разделения на 5-ю тарелку колонны-сепаратора (три теоретические ступени контакта);
- работа по схеме ПНТА с подачей части конденсата первой ступени разделения на 1-ю тарелку колонны-сепаратора (пять теоретических ступеней контакта).

Промысловые испытания проводились при давлении 5,9–6,0 МПа и температурах –(30–22) °С. Исследовалось влияние температуры, давления и количества орошения подаваемого на вход в НТС или абсорбер на степень извлечения тяжелых углеводородов из газа.

В целом преимущество абсорбционной технологии по сравнению с технологией НТС

экспериментально подтверждено. В таблице приведены результаты исследований остаточного содержания УВ C_{5+В} в подготовленном газе для рассматриваемых вариантов работы технологических схем.

Согласно представленным данным, наиболее низкие значения содержания УВ C_{5+В} – в подготовленном газе для технологии ПНТА с пятью теоретическими тарелками. При увеличении количества орошения остаточное содержание УВ C_{5+В} в газе снижается. Таким образом, оптимальным с точки зрения количества подаваемого абсорбента является режим с подачей всего количества нестабильного конденсата с первой ступени сепарации. Результаты эксперимента показали, что максимальное дополнительное извлечение УВ C_{5+В} из газа сепарации составляет 50 % и количество УВ C_{5+В} в газе сепарации снижается с 7,0 до 3,2 г/м³.

Бифункциональные абсорбенты

Параллельно развитию абсорбционных установок с использованием в качестве абсорбента УВ конденсата первой ступени сепарации исследовались абсорбенты, позволяющие одновременно извлекать воду и углеводороды C_{5+В}. Такие абсорбенты получили название бифункциональных.

В процессе исследований определены три основные группы абсорбентов:

- ЭТ-1 (смесь диэтиленгликоля и моноэтилового эфира триэтиленгликоля);
- N-метилпирролидон (N-МП);
- смесь диэтиленгликоля с соляровым маслом.

Рассмотрим каждый из этих абсорбентов и проанализируем результаты лабораторных и опытно-промышленных испытаний.

Абсорбент ЭТ-1 (разработка Донецкого политехнического института) состоит из диэтиленгликоля и моноэтилового эфира

Остаточное содержание УВ C_{5+В} в подготовленном газе для вариантов работы технологических схем подготовки газа

Количество орошения (доля нестабильного конденсата с 1-й ступени), %	Остаточное содержание УВ C _{5+В} в подготовленном газе для технологических схем, г/м ³			
	НТС	НТС с впрыском	ПНТА с тремя теоретическими тарелками	ПНТА с пятью теоретическими тарелками
0	7,0	–	–	–
25	–	5,93	3,94	3,91
50	–	5,48	3,96	3,23
75	–	5,24	–	4,24
100	–	5,09	–	4,13

триэтиленгликоля. Это внешне прозрачная, бесцветная или слегка желтоватая гигроскопичная жидкость, обладающая слабым гликолевым запахом. ЭТ-1 хорошо растворим в воде, ацетоне, этаноле, метаноле и этиленгликоле, предназначен для осушки и частичного извлечения из природного газа примесей, а также предотвращения гидратообразования.

ЭТ-1 разработан как альтернатива диэтиленгликолю с возможностью частичного извлечения углеводородов C_{5+B} , а также других неуглеводородных примесей (меркаптанов). Рекомендовался к применению на установках НТС. В отличие от диэтиленгликоля обладает малой вязкостью и низкой температурой замерзания (ниже -50 °С). Как и диэтиленгликоль, осушитель ЭТ-1 термически устойчив. Водные растворы ЭТ-1 с массовой долей 60–80 % имеют температуру замерзания -57 и -62 °С соответственно. Это позволяет осуществлять обработку природного газа при отрицательных температурах контакта газ–абсорбент.

Процесс осушки и извлечения тяжелых углеводородов из природного газа поглотителем ЭТ-1 испытан в промышленных условиях на Шебелинском газоконденсатном месторождении (ГКМ), сеноманской залежи Медвежьего месторождения и установке НТС УКПГ-9 Оренбургского ГКМ.

Испытания осуществлялись при следующих условиях:

- температура контакта – от $+15$ до -15 °С;
- регенерация осушителя ЭТ-1 осуществлялась до массовой доли 96–96 %;
- удельный массовый расход ЭТ-1, впрыскиваемого в газовый поток, – 10 – 12 г/м³.

При этих условиях точка росы по влаге составляет минус $(30$ – $25)$ °С, а по углеводородам – минус $(5$ – $3)$ °С, степень извлечения меркаптанов – до 22 %.

Как показали испытания, замена диэтиленгликоля на ЭТ-1 не требует реконструкции УКПГ. Извлечение УВ C_{5+B} с применением в качестве абсорбента ЭТ-1 на порядок эффективнее, количество извлекаемых УВ C_{5+B} составляет $0,2$ г/м³.

N-метилпирролидон в качестве абсорбента активно применяется в химической промышленности для выделения ароматических углеводородов из углеводородной смеси и очистки газов от кислых и сераорганических соединений [19]. Благодаря химиче-

скому строению N-МП способен абсорбировать воду и углеводородные компоненты C_{5+B} .

Изучение абсорбционных свойств N-МП для целей газовой промышленности осуществлялось на модельных смесях в лабораторных условиях. Наиболее значимыми с точки зрения моделирования процесса абсорбции природного газа стали испытания на смеси метан–гексан–вода. Извлечение воды из газа при массовом соотношении газа и N-МП 2:1 составило 98 % и не зависело от количества гексана в смеси, что соответствует точке росы по влаге $-(40$ – $24)$ °С. Извлечение гексана несколько хуже, чем воды: при массовом соотношении газа и N-МП 2:1 извлечение составляет 75 % и не зависит от количества гексана в смеси. Все исследования проводились при комнатной температуре, можно предположить, что абсорбция газа при пониженных температурах может оказаться более эффективной из-за более низкого равновесного содержания УВ C_{5+B} в газе. К сожалению, испытания N-МП на промышленной установке подготовки газа не были реализованы.

В качестве самостоятельного направления разработки бифункционального абсорбента выделился подбор компонентов для последовательного извлечения водной и углеводородной составляющих газового потока. Для извлечения водной фазы использовали диэтиленгликоль. Для абсорбции углеводородной фазы рассматривались следующие поглотители: углеводородная фракция с температурой начала кипения 280 – 350 °С (соляровое масло), октиловый спирт, ундециловый спирт, трибутилфосфат и др. [20]. Удельный расход абсорбента составлял от 10 до 100 л на 1000 м³ газа. Рассматривались прямоточные и противоточные варианты контакта газа и абсорбента [21]. Для противоточного варианта контакта предложена последовательная абсорбция газового потока диэтиленгликолем и углеводородной фракцией в одном аппарате.

Лабораторные испытания показали, что наибольшими абсорбционными свойствами по отношению к извлечению УВ C_{5+B} обладает соляровое масло. В дальнейших экспериментах исследовались масла с молекулярными массами 250 и 370 г/моль. В результате определено, что абсорбент с меньшей молекулярной массой обладает большей поглотительной способностью. Температура процесса абсорбции составляла 5 – 20 °С. Кратность орошения

абсорбента составляла $\sim 2 \text{ л/м}^3$, а степень извлечения УВ C_{5+B} из газа – 90–95 %.

Одним из условий выбора углеводородной составляющей абсорбента была возможность совместной регенерации бифункционального абсорбента. Данный процесс отработан на пилотной установке регенерации диэтиленгликоля. Рассматривались атмосферная регенерация абсорбента и регенерация с отпарным газом. Качество регенерации абсорбента контролировалось с помощью хроматографа, а также косвенно по изменению глубины извлечения и точки росы по углеводородам по сравнению с данными, полученными при абсорбции газа только маслами. По результатам эксперимента выявлено, что совместная регенерация абсорбента не сказывается на поглощающей способности диэтиленгликоля.

Бифункциональные абсорбенты не получили промышленного внедрения на промышленных объектах добычи газа в основном по причинам:

- недостаточной апробации процесса;
- значительных транспортных расходов, связанных с восполнением потерь абсорбента в товарном газе.

Пути дальнейшего развития промышленных абсорбционных технологий подготовки газоконденсатных газов

Разработанные абсорбционные технологии подготовки пластового газа главным образом ориентированы на повышение степени извлечения пропан-бутанов. В настоящее время углубленное извлечение углеводородов C_{5+B} на промышленных объектах становится все более востребованным. Этого можно достигнуть снижением температуры сепара-

ции и/или применением абсорбционных технологий. Перспективным направлением развития абсорбционных технологий является разработка селективного абсорбента для извлечения УВ C_{5+B} . Удаленность промысловых объектов газодобычи от развитых районов не позволяет осуществлять абсорбцию газа привезенным абсорбентом. Наиболее перспективным абсорбентом представляется УВ-фракция, выделенная из конденсата непосредственно на объекте добычи газа. Для увеличения поглотительной емкости абсорбента необходимо рассмотреть варианты его дополнительной подготовки.

Таким образом, в работе рассмотрено текущее состояние абсорбционных технологий подготовки конденсатсодержащих газов. Показано, что существующие технологические схемы имеют потенциал дальнейшего повышения степени извлечения углеводородов C_{5+B} . Перспективным направлением в этой области считается разработка модификаций абсорбционной технологии с подбором селективного абсорбента. Важным моментом при разработке новых способов подготовки газа является использование накопленного опыта эксплуатации установок ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ и УКПГ-8В Уренгойского НГКМ.

Проанализированы результаты лабораторных и промышленных испытаний бифункциональных абсорбентов. Их дальнейшая разработка и внедрение могут оказаться перспективными применительно к месторождениям с низким конденсатным фактором, где для качественного извлечения УВ C_{3+B} типовые технологии могут оказаться недостаточно эффективными.

Список литературы

1. Прокопов А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C_{5+B} в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Нефтегазохимия. – 2016. – № 2 (в печати).
2. Дунаев А.В. Особенности технологических процессов промышленной подготовки природного газа с низким конденсатным фактором / А.В. Дунаев, Д.М. Федулов, А.Н. Кубанов и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 11. – С. 80–83.
3. Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неоком-юрских залежей месторождений полуострова Ямал с получением стабильного конденсата / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 54–60.
4. Николаев О.А. Обеспечение эффективной эксплуатации валанжинских УКПГ после ввода ДКС и насосной станции подачи конденсата Уренгойского НГКМ / О.А. Николаев, О.П. Кабанов, Н.А. Цветков // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 31–34.

5. Ланчаков Г.А. Влияние режима эксплуатации УКПГ Ен-Яхинского месторождения на подготовку конденсата / Г.А. Ланчаков, О.П. Кабанов, В.А. Ставицкий и др. // Газовая промышленность. – 2007. – №7. – С. 71–73.
6. Соловьянов А.А. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А.А. Соловьянов, Н.Н. Андреева, В.А. Крюков и др. – М.: Редакция газеты «Кворум», 2008. – 320 с.
7. Халиф А.Л. Абсорбция углеводородных газов / А.Л. Халиф, С.П. Одинцова, И.С. Двалишвили и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. – 49 с.
8. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле / А.М. Лобков. – М.: Недра, 1968. – 285 с.
9. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 596 с.
10. Авторское свидетельство СССР № 593720. Способ подготовки природного газа к транспорту / В.П. Максимов, А.П. Агишев, М.Ф. Ткаченко и др. – 1978.
11. Авторское свидетельство СССР № 274089. Способ подготовки газа газовых и газоконденсатных месторождений к дальнему транспорту / В.А. Коновалов, А.В. Хремин, В.Ф. Савельев и др. – 1970.
12. Гриценко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья / А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
13. Беспрозванный А.В. Перспективы подготовки валанжинского газа Ен-Яхинского месторождения / А.В. Беспрозванный, О.П. Кабанов, В.А. Ставицкий и др. // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». – М.: Недра-Бизнес центр, 2003. – С. 143–149.
14. Патент РФ № 2124929 на изобретение. Способ переработки природного газа / А.Г. Ананенков, З.С. Салихов, В.М. Губин и др.; приоритет 23.06.1998.
15. Патент РФ № 2161526 на изобретение. Способ подготовки природного газа / А.Г. Ананенков, А.Г. Бурмистров, Н.И. Кабанов и др.; приоритет 06.06.2000.
16. Патент РФ № 2283690 на изобретение. Способ обработки газоконденсатной углеводородной смеси / О.П. Андреев, А.К. Арабский, И.В. Лебенкова и др.; приоритет 21.02.2005.
17. Кубанов А.Н. Опыт эксплуатации технологии ПНТА и перспективы внедрения новых способов извлечения жидких углеводородов / А.Н. Кубанов, Е.Н. Туревский, С.А. Шевелев // Оценка эффективности научно-технических решений, реализованных на нефтегазодобывающих объектах ОАО «Газпром»: м-лы науч.-тех. совета ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С. 134–143.
18. Бекиров Т.М. Анализ работы опытной установки промысловой низкотемпературной абсорбции / Т.М. Бекиров, Е.Н. Туревский, В.В. Брагин и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – 39 с.
19. Авторское свидетельство СССР № 629955. Абсорбент для осушки и очистки газа / А.А. Лознов, И.А. Полосин, Л.М. Маркман и др. – 1978.
20. Авторское свидетельство СССР № 1727869. Абсорбент для очистки и осушки природного газа / Н.Л. Ярым-Агаев, В.Г. Матвеевко, Л.Д. Афанасенко и др. – 1992.
21. Авторское свидетельство СССР № 1066299. Способ подготовки природного газа к транспорту / Е.Н. Туревский, А.Е. Винокур, В.Г. Гореченков. – 1984.

УДК 532.517.3

А.Г. Потапов

Ламинарно-турбулентный переход при течении ньютоновских и неньютоновских жидкостей в круглой трубе

Ключевые слова: ламинарно-турбулентный переход, ньютоновские и неньютоновские жидкости, производство и поток энтропии.

Keywords: laminar-turbulent transition, Newtonian fluid, non-Newtonian fluid, entropy production and flow.

Существует большое количество разнообразных жидкостей естественного и технического происхождения, привлекающих внимание исследователей с точки зрения закономерностей течения в круглой трубе. В этом отношении кроме вязких (ньютоновских) жидкостей большую группу составляют неньютоновские жидкости, «общими свойствами которых являются их текучесть и отклонение от закона трения Ньютона» [1]. К таким жидкостям можно отнести суспензии глин, нефти с высоким содержанием смол и парафинов, растворы полимеров и другие системы, обладающие внутренней структурой, образуемой взаимодействием частиц дисперсной фазы или макромолекул полимеров. Несмотря на многолетние систематические экспериментальные и теоретические исследования, причина нарушения ламинарного режима течения жидкости в круглых трубах и возникновения турбулентности остается неясной.

Для вязких (ньютоновских) жидкостей существует известное решение Пуазейля, которое связывает расход с градиентом давления. Формально ламинарное течение Пуазейля существует для любых расходов, но реально при расходах, превышающих некоторую критическую величину ($Q \geq Q_{кр}$), оно теряет устойчивость. Экспериментально для этих жидкостей было установлено, что существует критическое число Рейнольдса ($Re = \nu \rho d / \mu$, где ρ – плотность жидкости; ν – характерная скорость потока; d – гидравлический диаметр, μ – коэффициент динамической вязкости) в пределах 1800–2320 [2, 3]. В экспериментах возникновение ламинарно-турбулентного перехода определялось как по изменению формы профиля скорости в трубе, так и по отклонению коэффициента гидравлического сопротивления от расчетного значения, вычисленного по формуле Гагена–Пуазейля. Следует отметить, что результаты исследований обоими методами адекватны друг другу [3]. Эксперименты показали, что существует область ламинарного течения, где при вводе в поток возмущений возникает неустойчивость ламинарного профиля скорости, которая, однако, не приводит к возникновению установившегося турбулентного движения в трубе, и ламинарное течение восстанавливается [3].

Применительно к неньютоновским системам достаточно много работ посвящено экспериментальным и теоретическим исследованиям течения в круглых трубах жидкостей, ламинарное течение которых достаточно полно описывается теоретическими зависимостями, полученными на основе вязко-пластичной модели Шведова–Бингама (Bingham) [4, 5]. Однако закономерности турбулентного течения и ламинарно-турбулентного перехода при течении вязко-пластичных жидкостей изучены недостаточно. Экспериментальные данные о нарушении ламинарного течения вязко-пластичных жидкостей, полученные различными исследователями, показывают, что критическое значение Re зависит от безразмерного параметра Хедстрема (Hedstrom) $He = \tau_0 \rho d / \eta^2$, где τ_0 – динамическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость [4, 5].

Среди реальных жидкостей хорошее соответствие модели Шведова–Бингама наблюдалось при течении в трубах глинистых суспензий. Однако после обработки глинистых суспензий полимерами, в частности полиакриламидом (ПАА), в ламинарной области экспериментальные результаты соответствовали модели вязко-пластичной

жидкости, но кризис ламинарного течения наступал позже, чем у необработанных полимером глинистых суспензий при одинаковых значениях Ne [6]. Результаты исследований перехода к турбулентности в круглой трубе с помощью прямого численного моделирования влияния входных возмущений на возникновение турбулентности показали устойчивость течения Пуазейля к малым возмущениям, что согласуется с экспериментальными данными [7, 8].

Н.Н. Моисеев в работе [9] отмечает: «Когда природа допускает существование двух процессов, достигающих одной и той же цели, то реализуется тот, который требует меньших энергетических затрат. ... Природа этим принципом нам демонстрирует удивительную особенность: она допускает не просто те движения, при которых энтропия растет, а только те, при которых рост энтропии минимален (в частности, нуль)». На основании математического эксперимента Н.Н. Моисеевым сформулирована гипотеза: «Уравнения движения вязкой жидкости... допускают целый спектр возможных почти периодических решений, и им при известных условиях соответствует целая система возможных установившихся течений жидкости. Одно из них – ламинарное течение Пуазейля. Остальные – это некоторые базовые турбулентные течения... – Другими словами: – При данном расходе $Q > Q_1$ существует много форм стационарных турбулентных течений, практически не отличимых по своим интегральным характеристикам» [9].

Приняв эту гипотезу в качестве рабочей, для стационарных течений различных сред запишем уравнение Дарси–Вейсбаха в следующем виде:

$$\frac{1}{\rho} dP_{ij} = \lambda_{ij} \frac{v_j^2}{2d} dx, \quad (1)$$

где P – давление; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; ρ – плотность жидкости; v – среднерасходная скорость потока; d – диаметр трубы; i – индекс течения (для ламинарного течения Пуазейля $i = 1$, при $i > 1$ возникают стационарные базовые турбулентные течения); j – индекс скорости потока [10, 11]. В работе [12] И. Пригожин отмечает: «В стационарном состоянии положительное производство энтропии компенсируется отрицательным потоком энтропии: активность, производящая энтропию, постоянно поддерживается за счет обмена с окружающей средой. Состояние рав-

новесия соответствует частному случаю, когда и поток энтропии, и производство энтропии обращаются в нуль».

Для простой системы объединенное уравнение первого и второго законов термодинамики запишется в виде [13, 14]

$$d\Phi \leq -sdT + \frac{1}{\rho} dP, \quad (2)$$

где Φ – термодинамический потенциал Гиббса; s – энтропия; T – термодинамическая температура. С приближением к состоянию равновесия изобарно-изотермический потенциал системы убывает, достигая минимума в состоянии равновесия, когда $d\Phi = 0$, при этом оба члена в правой части уравнения (2) равны нулю, поскольку при равновесии $T = \text{const}$ и $P = \text{const}$.

Опираясь на определение И. Пригожина состояния равновесия как частного случая стационарного, можно предположить, что стационарное состояние наступает тогда, когда $d\Phi = 0$, но $T \neq \text{const}$ и $P \neq \text{const}$. В этом случае из уравнения (2) для стационарного процесса получим следующее соотношение [11, 15]:

$$\frac{1}{\rho} dP = sdT. \quad (3)$$

Совместно анализируя уравнения (1) и (3), используя индексацию, принятую для уравнения (1), можно записать [10, 11]:

$$s_{ij} dT \approx \lambda_{ij} \frac{v_j^2}{2d} dx. \quad (4)$$

Используя уравнение (4), можно получить следующее соотношение:

$$\lambda_{11} = \lambda_{22} \frac{v_2}{v_1} \approx \sqrt{\frac{s_{22}}{s_{11}}}. \quad (5)$$

В работе [2] по результатам расчетов сделан вывод, что при $Re < 1000$ при любых характеристиках пульсационного движения на входе вдали от начала устанавливается ламинарное течение. В работе [3] на основании экспериментальных исследований сделано предположение, что при $Re > 1000$ ламинарный профиль неустойчив.

При $Re \approx 1000$ коэффициенты сопротивления, вычисленные по формулам для ламинарного и турбулентного течений, равны между собой: $v_2/v_1 = 1$. Таким образом, при $Re \approx 1000$ из соотношения (5) получаем: $v_1 = v_2$, $\lambda_1 = \lambda_2$, $s_{11} \approx s_{22}$. При $Re < 1000$ отношение (5) меньше единицы, т.е. $v_2/v_1 < 1$, и, следовательно, $s_{22} < s_{11}$.

С увеличением Re (ростом расхода жидкости) при $Re > 1000$ растет отношение $v_2/v_1 > 1$ и, следовательно, энтропия турбулентного течения в трубе при $Re > 1000$ и $\lambda_{11} = \lambda_{22}$ выше энтропии ламинарного потока: $s_{22} > s_{11}$.

Рассмотрим ситуацию, когда с ростом расхода жидкости наступает кризис ламинарного течения, приняв в первом приближении $Re_1 = 2060$ как среднее для интервала 1800–2320 значение. Для оценки численного значения соотношения (5) рассчитаем коэффициенты сопротивлений по формулам:

$$\lambda_{11} = \frac{64}{Re_1} \quad (6)$$

при $Re_1 = 2060$, $\lambda_{11} = 0,031068$ для ламинарного потока;

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2,08 \lg Re_2 \sqrt{\lambda} - 1,04 \quad (7)$$

для турбулентного потока [16].

Подставив в формулу (7) значение $\lambda_{11} = 0,031068$, получим $Re_2 = 9582$. Для условия (5)

$$\sqrt{\frac{s_{22}}{s_{11}}} \approx \frac{Re_2}{Re_1} = \delta \text{ получаем значение } \delta \approx 4,6513.$$

Используя значение δ , для определения Re_1 можно записать:

$$\sqrt{Re_1} = 8,32 \lg 6,48^2 Re_1. \quad (8)$$

Следует отметить, что численное значение δ практически совпадает с первой постоянной Фейгенбаума (Feigenbaum) δ_f , приблизительно равной 4,6692. Если подставить в уравнение (8) значение $\delta = 4,6692$, получим критическое число Рейнольдса для вязких жидкостей $Re_1 = 2063$.

Для неизолированных систем, обменивающихся с внешней средой энергией или веществом, в работе [17] изменение энтропии представлено в виде суммы двух членов:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{d_i s}{dt} + \frac{d_e s}{dt}, \quad (9)$$

где $d_i s$ – производство энтропии, обусловленное процессами внутри системы; $d_e s$ – поток энтропии, обусловленный происходящими обменами; t – время.

При этом «согласно второму закону термодинамики, $d_i s \geq 0$. Наоборот, нет такого физического закона, который бы определял знак

изменения энтропии $d_e s$ в неизолированной системе ($d_e s \neq 0$). Иными словами, в зависимости от рассматриваемой системы величина $d_e s$ может быть как положительной, так и отрицательной» [17]. Таким образом, «чтобы поддерживать систему в стационарном состоянии, мы должны поддерживать ее обмен с окружающей средой» [17].

Как видно, при $Re > 1000$ энтропия потока при турбулентном течении выше, чем при ламинарном режиме, и с увеличением Re их отношение растет. При $Re < Re_{кр}$ реализуется стационарное ламинарное течение Пуазейля, в котором, по определению И. Пригожина, положительное производство энтропии компенсируется отрицательным потоком энтропии, зависящим от обмена системы с окружающей средой [17]. Можно предположить, что при достижении значения $Re > Re_{кр}$ в ламинарном потоке не обеспечивается равенство между производством энтропии и потоком энтропии из-за недостаточной эффективности обмена системы с окружающей средой. При этом с увеличением числа Рейнольдса происходит последовательный переход потока на нестабильные режимы (в переходной области) с более высоким значением энтропии, пока поток не достигнет режима «базового турбулентного течения» [9], при котором устанавливается стационарное турбулентное течение (течение Прандтля–Кармана) с другими характеристиками производства и потока энтропии, при которых восстанавливается баланс между положительным производством энтропии и отрицательным потоком энтропии. Вместе с тем можно предположить, что затягивание ламинарно-турбулентного перехода при течении в круглой трубе обеспечивается двумя путями: снижением эффективности положительного производства энтропии или повышением эффективности отрицательного потока энтропии.

Таким образом, очерчены контуры некоторой гипотезы о причине и механизме ламинарно-турбулентного перехода при течении вязких жидкостей в круглой трубе. Несмотря на широкий диапазон значений динамической вязкости для газов и жидкостей, все исследование приводит к общему результату: так называемое нижнее критическое число Рейнольдса изменялось в узком диапазоне 1800–2320, и причины такого разброса пока не установлены [2]. Вероятно, для проверки подобных гипотез нужно выйти за пределы массива

экспериментальных исследований ламинарно-турбулентного перехода при течении ньютоновских (вязких) жидкостей. Необходимо проанализировать результаты экспериментальных исследований течения жидкостей, для которых «коэффициент трения зависит не только от числа Рейнольдса, а также и от некоторых других безразмерных критериев» [1].

Как отмечалось ранее, экспериментально установлено, что $Re_{кр}$ вязко-пластичных жидкостей зависит от безразмерного параметра He [18, 19]. При этом экспериментальные результаты охватывают диапазоны изменения $Re_{кр}$ и He до 10^5 и 10^7 соответственно, что позволяет проверить сформулированные ранее выводы на двухпараметрической модели.

Коэффициент гидравлического сопротивления при ламинарном течении вязко-пластических жидкостей в круглой трубе рассчитывается по формуле Букингама (обобщенное уравнение Гагена–Пуазейля) [19]:

$$\lambda = \frac{64}{Re \varphi(\alpha)}, \quad (10)$$

$$\text{где } \varphi(\alpha) = 1 - \frac{4}{3}\alpha + \frac{1}{3}\alpha^4; \quad \alpha = \frac{8He}{\lambda Re^2}.$$

Расчет λ по формуле (10) производят с учетом соотношения

$$\frac{8Re}{He} = \frac{\varphi(\alpha)}{\alpha}. \quad (11)$$

Используя понятие турбулентной вязкости для вязко-пластичных систем, уравнение движения в пограничном слое можно записать в следующем виде:

$$\tau = \tau_0 + (\eta + \eta_t) \frac{dv}{dy}, \quad (12)$$

где τ – касательное напряжение; η_t – коэффициент турбулентной вязкости.

Выражая η_t через путь смещения и решая уравнение (12) при граничных условиях на стенке и на границе вязко-пластичного подслоя, получаем уравнение для определения коэффициента гидравлического сопротивления [20]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \left(1 - \frac{8He}{\lambda Re^2}\right) \left[2,08 \lg Re \sqrt{\lambda} - 1,04\right] + 2,76 \frac{8He}{\lambda Re^2}. \quad (13)$$

Решая совместно уравнения (10) и (13) и используя значения δ для определения $Re_{кр}$ при турбулентном течении вязко-пластичных сред [11, 15], получим уравнение:

$$\sqrt{Re_{кр}} = \frac{8,32}{\sqrt{\varphi(\alpha_{кр})}} \left(1 - \frac{\alpha_{кр}}{\delta^2}\right) \lg \frac{6,4\delta^2}{\varphi(\alpha_{кр})} Re_{кр} + \frac{22,08\alpha_{кр}}{\delta^2 \sqrt{\varphi(\alpha_{кр})}}. \quad (14)$$

где $\alpha_{кр}$ – это критическое значение α в уравнении (11).

При $He = 0$, $\alpha = 0$ и $\varphi(\alpha) = 1$ уравнение (14) идентично уравнению (8). Следует отметить, что уравнение (14) было выведено ранее в работе [11] на основе интуитивных догадок.

Соответствие полученных уравнений (14) фактическим значениям $Re_{кр}$ при различных значениях He проверялось с использованием результатов экспериментальных исследований течения глинистых суспензий без обработки полимерными реагентами, опубликованных в работах [6, 19, 21–23]. Массив данных объединил 74 экспериментальных результата, диапазоны изменения значений составили $3,58 \cdot 10^3 \leq He \leq 1,36 \cdot 10^7$ и $2,15 \cdot 10^3 \leq Re \leq 9,9 \cdot 10^4$.

Расчеты $Re_{кр}$ по уравнению (14) при $\delta = 4,6692$ показали, что относительное среднеквадратичное отклонение экспериментальных данных от расчетных составило 9,77 %. При этом экспериментальные результаты равномерно распределились

вдоль тренда, определенного согласно уравнению (14). Отклонение значений, рассчитанных с использованием уравнения Хэнкса (R.W. Hanks) [4], от экспериментальных результатов с ростом He увеличивается, достигая 150 % при $He = 10^{7,2}$ [11]. Таким образом, можно считать, что уравнение (14) адекватно отражает зависимость $Re_{кр}$ от He в интервале $0 \leq He \leq 1,36 \cdot 10^7$.

Анализ полученных решений показывает, что для каждого значения He в окрестности $Re_{кр}$ существует область, в которой коэффициент гидравлического сопротивления λ ниже, чем при турбулентном течении вязкой жидкости, при равных значениях Re . Для оценки уровня снижения λ при течении вязко-пластичных жидкостей в условиях $Re_{кр}$ относительно кривой Прандтля–Кармана по уравнениям (10) и (14) для конкретных значений $\alpha_{кр}$ были рассчитаны параметры $Re_{кр}$, He и $\lambda_{кр}$ (таблица). Затем для полученных значений $Re_{кр}$ по формуле (7) определены значения λ_t , соответствующие турбулентной кривой для вязких жидкостей. Величина относительного снижения коэффициента гидравлического сопротивления

$$\Delta\lambda = \frac{\lambda_t - \lambda_{кр}}{\lambda_{кр}} 100 \% .$$

Согласно представленным результатам при малых значениях He снижение гидравлических сопротивлений составляет более 50 %. С ростом He эта величина уменьшается, но остается значительной даже при $He > 10^8$ и $Re > 10^5$. Следует отметить, что эти результаты соответствуют экспериментальным данным (рис. 1), но расходятся с результатами теоретического анализа турбулентного течения неньютоновских суспензий

Р. Хэнкса и Б. Дадиа (B. Dadia) [18], которые пришли к ошибочному заключению, что $\lambda_{кр} > \lambda_t$ при $He \geq 10^5$ и неизменном Re .

Следует отметить, что возможность затягивания ламинарно-турбулентного перехода на продольно обтекаемой плоской пластине в потоке вязкой несжимаемой жидкости с помощью создания и подбора оптимального распределения объемных сил отмечалась в работе [24], где показано, что «надлежащим подбором объемных сил удается не только обеспечить полностью ламинарный режим течения в пограничном слое, но и уменьшить полное сопротивление обтекаемого тела». Вероятно, эффект при течении вязко-пластичных жидкостей также обусловлен объемными силами, связанными с пластичностью текущей среды. Можно предположить, что наложение на поток объемных сил снижает эффективность производства энтропии. Положительные результаты по затягиванию ламинарно-турбулентного перехода при охлаждении поверхности крыла самолета, что, вероятно, влияет на повышение эффективности потока энтропии, получены В.А. Кузьминским [25].

Таким образом, между ламинарно-турбулентным переходом при течении вязких и вязко-пластичных жидкостей в круглых трубах существует глубокая аналогия.

Возникает вопрос: существуют ли дополнительные эффекты затягивания ламинарно-турбулентного перехода и снижения коэффициента гидравлических сопротивлений при обработке глинистых суспензий полимерами или позднее нарушение ламинарного течения обусловлено только изменением реологических свойств в рамках вязко-пластичной модели? Введение в водную суспензию глины полимеров,

Расчетные оценки снижения λ относительно кривой Прандтля–Кармана (λ_c) при ламинарном течении вязко-пластичных жидкостей в условиях $Re = Re_{кр}$

$\alpha_{кр}$	He	$Re_{кр}$	$\lambda_{кр}$	λ_t	$\Delta\lambda, \%$
0	0	2063	0,0310	0,0494	59,4
0,1	2303	2496	0,0296	0,0464	56,9
0,2	6803	3117	0,0280	0,0432	54,5
0,3	16060	4035	0,0263	0,0399	51,8
0,4	36853	5482	0,0245	0,0364	48,6
0,5	90846	8040	0,0225	0,0326	45,0
0,6	256913	13007	0,0202	0,0286	41,6
0,7	930572	24428	0,0178	0,0243	36,8
0,8	5606857	61325	0,0149	0,0196	31,7
0,9	117044278	303990	0,0113	0,0140	24,3

таких как ПАА или полиэтиленоксид (ПЭО), приводит к появлению упругости, о чем свидетельствует проявление эффекта Вейссенберга, а также возникновение градиента избыточного давления в зазоре между всплывающим газовым пузырем и стенкой вертикального канала [25]. При $Re < Re_{кр}$ течение этих жидкостей в круглой трубе достаточно полно описывается моделью Шведова–Бингама. В турбулентных течениях, как отмечается в работе [1], значительные аномалии поведения наблюдаются даже для лишь слегка упругих жидкостей, например разбавленных растворов полимеров. При этом для выделения эффектов затягивания ламинарно-турбулентного перехода рекомендуется выбрать систему графического представления зависимости λ от Re [1].

Для дифференциации эффектов затягивания ламинарно-турбулентного перехода при течении вязко-пластичных жидкостей приведем уравнение (11) к виду

$$\lambda_0 = \lambda - K \frac{He}{Re^2}, \tag{15}$$

где $K = 10,67 (1 - 0,25\alpha^3)$ – безразмерный коэффициент; $\lambda_0 = \frac{64}{Re}$ – вклад сил вязкости в гидрав-

лическое сопротивление потока вязко-пластичной жидкости при ламинарном течении.

На рис. 2 представлены экспериментальные данные, где по оси абсцисс отложены значения λ_0 , вычисленные по уравнению (15). Согласно представленным данным

при $Re < Re_{кр}$ для всех значений He результаты соответствуют закону Пуазейля, справедливому для ламинарных течений. При этом кризис течений согласуется с расчетами $Re_{кр}$ для вязко-пластичных жидкостей по уравнению (14). При $Re > Re_{кр}$ значения λ_0 растут с увеличением Re и стремятся к турбулентной закономерности Прандтля–Кармана.

На рис. 3 представлены экспериментальные данные о зависимости λ_0 от Re при течении глинистых суспензий без добавки ПАА при $He = 7 \cdot 10^3$ и с добавкой 0,4 % ПАА при $He = 5,55 \cdot 10^3$, а также кривые, отражающие свойства течения Пуазейля и турбулентного течения Прандтля–Кармана. Несмотря на то что значение He для обработанной полимером суспензии несколько ниже, чем для суспензии без обработки, нарушение ламинарного режима наступает значительно позднее. При этом в соответствии с расчетами по формуле (14) для вязко-пластической жидкости после достижения $Re_{кр}$ с увеличением Re коэффициент λ_0 продолжает снижаться в соответствии с закономерностью Пуазейля, а затем начинает медленно отклоняться от течения Пуазейля, замедляя снижение. Аналогичное изменение λ_0 наблюдается при течении концентрированных растворов полимеров [1].

С целью изучения затягивания ламинарно-турбулентного перехода при течении глинистых суспензий, обработанных полимером ПАА, проведены исследования на капиллярном вискозиметре [26]. Результаты экспериментов представлены на рис. 4, где по оси ординат отложены

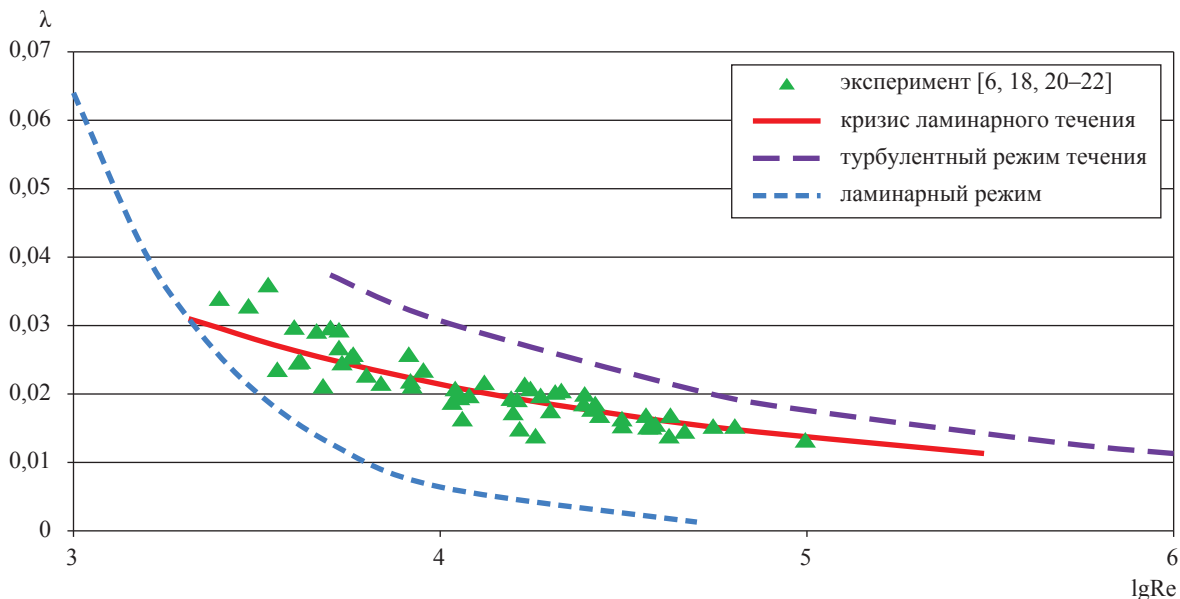


Рис. 1. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса

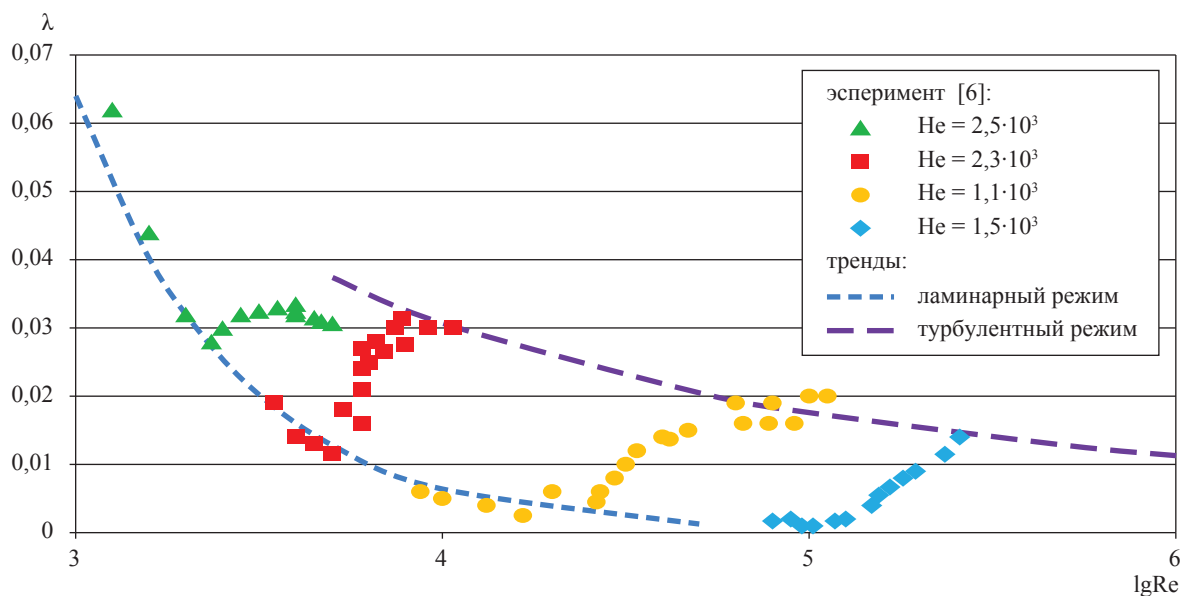


Рис. 2. Зависимость λ_0 от Re для вязко-пластичных суспензий глин

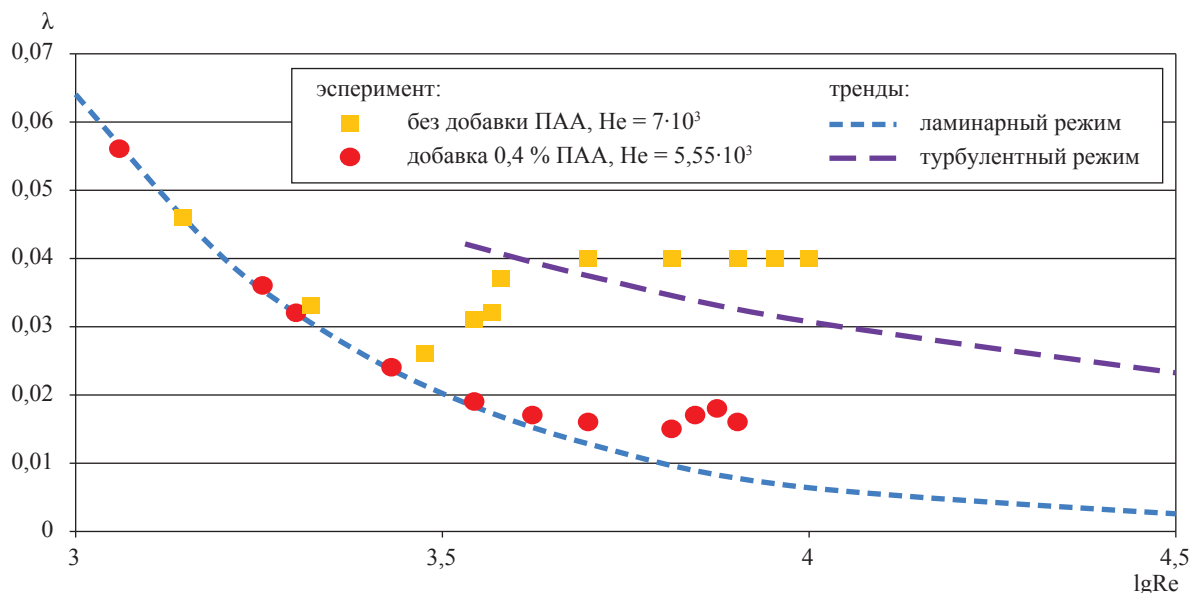


Рис. 3. Влияние добавки ПАА на затягивание ламинарного режима течения суспензии глины

значения прироста $Re_{кр}$ относительно расчетных значений:

$$\Delta Re = \frac{Re_{кр}^* - Re_{кр.(14)}}{Re_{кр.(14)}} 100 \%,$$

где $Re_{кр}^*$ – экспериментальные значения $Re_{кр}$ для глинистых суспензий, обработанных ПАА, в момент конца снижения и начала роста λ_0 ; $Re_{кр.(14)}$ – $Re_{кр}$, рассчитанные по уравнению (14) для чистых суспензий глин при равноценных значениях He .

Представленные данные показывают, что с увеличением концентрации полимера в глини-

стой суспензии растет затягивание ламинарно-турбулентного перехода по сравнению с вязко-пластичными жидкостями, не обладающими упругими свойствами. Корреляция данных по затягиванию ламинарно-турбулентного перехода для упруго-вязко-пластичных жидкостей, вероятно, может быть получена с привлечением таких критериев, как число Деборы или Вейссенберга [1], однако при проведении названных в статье экспериментов упругие характеристики жидкостей не контролировались. Наличие или отсутствие упругих свойств диагностировалось по проявлению эффекта Вейссенберга.

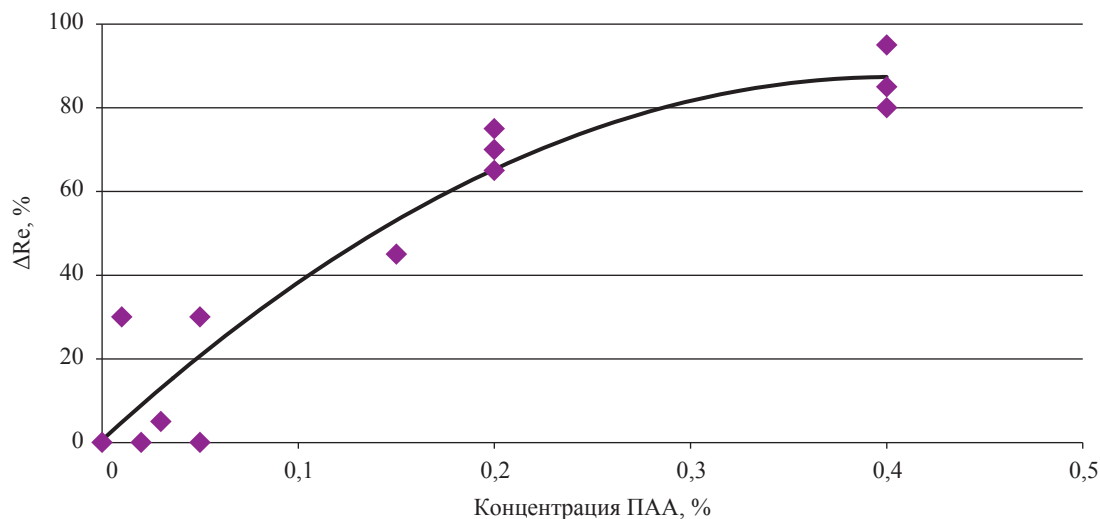


Рис. 4. Зависимость прироста $Re_{кр}$ от концентрации ПАА при течении глинистых суспензий

Таким образом, результаты исследований позволяют сделать следующее заключение.

Ламинарно-турбулентный переход обусловлен нарушением в ламинарном потоке баланса между положительным производством энтропии и отрицательным потоком энтропии, при этом устанавливается новое стационарное турбулентное течение с другими значениями производства энтропии и потока энтропии, при которых восстанавливается баланс. На основании данной гипотезы можно предположить два вероятных пути поиска технологий управления затягиванием ламинарно-турбулентного перехода при течении жидких систем: 1) создание условий для ограничения эффективности производства энтропии, что можно реализовать наложением на поток силовых полей или приданием жидкости пластичных и упругих свойств за счет специальной обработки при регулировании реологии; 2) повышение

эффективности потока энтропии за счет усиления интенсивности теплообмена системы с окружающей средой.

Показано, что ламинарно-турбулентный переход при течении вязких и вязко-пластичных жидкостей в круглой трубе происходит тогда, когда при равенстве коэффициентов гидравлического сопротивления в режимах турбулентного и ламинарного течений отношение энтропий для этих режимов в степени 0,5 в первом приближении практически совпадает с универсальной постоянной Фейгенбаума $\delta_f = 4,6692$.

Проведен анализ расчетных и экспериментальных данных по нарушению ламинарного течения и переходу к турбулентности при течении неньютоновских жидкостей в круглой трубе. Установлено, что при течении упруго-вязко-пластичных систем кризис ламинарного режима наступает значительно позднее по сравнению с вязко-пластичными жидкостями.

Список литературы

1. Астарита Дж. Основы гидромеханики неньютоновских жидкостей: пер. с англ. / Дж. Астарита, Дж. Марруччи. – М.: Мир, 1978. – 309 с. – Перевод изд.: Astarita G. Principles of non-newtonian fluid mechanics / G. Astarita, G. Marrucci. – L.-N.Y.: McGraw-Hill, 1974. – 309 p.
2. Павельев А.А. Переход к турбулентности на начальном участке круглой трубы / А.А. Павельев, А.И. Решмин // Изв. РАН. МЖГ. – 2001. – № 4. – С. 113–121.
3. Павельев А.А. О нижнем критическом числе Рейнольдса для течения в круглой трубе / А.А. Павельев, А.И. Решмин, С.Х. Тепловодский и др. // Изв. РАН. МЖГ. – 2003. – № 4. – С. 47–55.

4. Hanks R.W. The laminar-turbulent transition for fluids with a yields stress / R.W. Hanks // A. I. Ch. E. Journal. – 1963. – V. 9. – P. 306–309.
5. Маковей Н. Гидравлика бурения: пер. с венг. / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 536 с. – Перевод изд.: Macovei N. Hidraulica forajului / N. Macovei. – Bucuresti: Editura tehnica, 1982.
6. Потапов А.Г. Методика определения снижения гидравлического сопротивления при течении вязко-пластичных жидкостей / А.Г. Потапов, В.Г. Литвишко // Сб. тр. ИГиРГИ. – М.: ИГиРГИ, 1976. – Вып. 27: Бурение глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Нижнего Поволжья. – С. 32–36.
7. Павельев А.А. Влияние структуры начальных возмущений на режим установившегося течения в трубе / А.А. Павельев, А.И. Ремшин, В.В. Трифонов // Изв. РАН. МЖГ. – 2006. – № 6. – С. 68–76.
8. Никитин Н.В. Численное исследование ламинарно-турбулентного перехода в круглой трубе под действием периодических входных возмущений / Н.В. Никитин // Изв. РАН. МЖГ. – 2001. – № 2. – С. 42–55.
9. Моисеев Н.Н. Математика ставит эксперимент / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1979.
10. Потапов А.Г. О кризисе ламинарного течения нелинейных сред в трубе / А.Г. Потапов // М-лы Междунар. shk.-сем. «Реофизика и теплофизика неравновесных систем». Ч.1: Неравновесные процессы в гетерогенных средах. – Минск, 1991. – С. 136–137.
11. Потапов А.Г. К вопросу о ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязко-пластичных жидкостей в круглой трубе / А.Г. Потапов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 69–75.
12. Пригожин И. Время, хаос, квант. К решению парадокса времени / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Эдиториал УРСС, 2003. – С. 200–239.
13. Седов Л.И. Механика сплошной среды / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1976.
14. Сычев В.В. Дифференциальные уравнения термодинамики / В.В. Сычев. – М.: Наука, 1981.
15. Потапов А.Г. Причина ламинарно-турбулентного перехода при течении вязких и вязко-пластичных жидкостей в круглой трубе / А.Г. Потапов // XI Всеросс. съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сб. докл. – Казань, 2015. – С. 3097–3099.
16. Миллионщиков М.Д. Турбулентные течения в пограничном слое и в трубах / М.Д. Миллионщиков. – М.: Наука, 1969.
17. Николис Г. Познание сложного / Г. Николис, И. Пригожин. – М.: Мир, 1990.
18. Hanks R.W. Theoretical analysis of the turbulent flow of non-newtonian slurries in pipes / R.W. Hanks, B.H. Dadia // A. I. Ch. E. Journal. – 1971. – V. 17. – P. 554–557.
19. Ильин Г.А. Определение критической скорости течения промывочных и цементных растворов / Г.А. Ильин // Газовая промышленность. – 1971. – № 1. – С. 5–7.
20. Потапов А.Г. Сопротивление при турбулентном течении буровых растворов / А.Г. Потапов // Сб. тр. ИГиРГИ. – М.: ИГиРГИ, 1976. – Вып. 27: Бурение глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Нижнего Поволжья. – С. 27–31.
21. Повх И.Л. Возникновение и развитие турбулентности при движении дисперсной системы в круглой трубе / И.Л. Повх, Н.И. Болонов, А.Е. Эйдельман // Инженерно-физический журнал. – 1974. – Т. XXVI. – № 5. – С. 901–907.
22. Филатов Б.С. Течение суспензий глины в трубах / Б.С. Филатов // Коллоидный журнал. – 1954. – Т. XVI. – № 1. – С. 65–71.
23. Латыпов Э.К. Уточнение расчета потерь давления при течении вязко-пластичных жидкостей в трубах / Э.К. Латыпов, Б.С. Филатов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – № 3. – С. 23–30.
24. Казаков А.В. О возможности затягивания ламинарно-турбулентного перехода при больших числах Рейнольдса с помощью оптимального выбора объемных сил / А.В. Казаков // Изв. РАН. МЖГ. – 2002. – № 4. – С. 81–86.
25. Кузьминский В.А. Влияние охлаждения поверхности крыла на переход ламинарного пограничного слоя в турбулентный при сверхзвуковых скоростях потока / В.А. Кузьминский // Ученые записки ЦАГИ. – 1981. – Т. XII.
26. Васильченко С.В. Влияние упругих свойств структурированных систем на процесс подъема в них пузыря газа / С.В. Васильченко, А.Г. Потапов // Коллоидный журнал. – 1989. – Т. 51. – Вып. 2.

Сведения об авторах

<i>Бакустина Светлана Викторовна</i>	главный специалист Отдела исследований скважин и пластовых флюидов ООО «Новатэк НТЦ». Тел.: +7(3452)68–03–48. E-mail: SVBakustina@novatek.ru
<i>Баранов Алексей Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории эксплуатации ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–72. E-mail: AABaranov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Баряев Алексей Петрович</i>	начальник отдела химизации производственных процессов ПАО «Оренбургнефть». Тел.: +7(35342)7–77–10. E-mail: apbaryaev@rosneft.ru
<i>Бebesшко Инна Григорьевна</i>	заместитель начальника Лаборатории перспективных ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(909)927–24–29. E-mail: I_Bebeshko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Билалов Фарит Ривгатович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: F_Bilalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Богоявленский Василий Игоревич</i>	член-корр. РАН, д.т.н., зам. директора Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), руководитель Отдела фундаментальных проблем освоения нефтегазовых ресурсов Арктики ИПНГ РАН. Тел.: +7(499)135–06–81. E-mail: vib@pgc.su
<i>Бузинова Ольга Валентиновна</i>	заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–42–42. E-mail: O_Buzinova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бузников Никита Александрович</i>	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории внутрпромыслового транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Буракова Светлана Владиславовна</i>	заместитель начальника Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: S_Burakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Васильев Юрий Николаевич</i>	профессор, д.т.н., главный научный сотрудник Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Вобликов Валерий Васильевич</i>	главный специалист Лаборатории эксплуатации и ремонта скважин Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–67. E-mail: V_Voblikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Волков Андрей Николаевич</i>	к.т.н., начальник Отдела корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)73–52–20. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Воронцов Михаил Александрович</i>	заведующий сектором промысловых компрессорных и турбохолодильных систем Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: M_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Грачев Анатолий Сергеевич</i>	инженер сектора промышленных компрессорных и турбохолодильных систем Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Grachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гужов Константин Николаевич</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: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Дикамов Дмитрий Владимирович</i>	к.т.н., главный инженер – первый заместитель Генерального директора ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: +7(3494)94-09-05. E-mail: priemnaya.gi@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Дорошенко Юлия Евгеньевна</i>	начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки газовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-96-78. E-mail: Y_Doroshenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Елистратов Александр Вячеславович</i>	начальник Лаборатории промышленной подготовки газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-16. E-mail: A_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зинченко Игорь Александрович</i>	к.т.н., начальник Управления 307/5 Департамента 307 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-70. E-mail: I.Zinchenko@adm.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>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>Калякина Лидия Алексеевна</i>	инженер 2 категории 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>Касперович Александр Геннадьевич</i>	ведущий инженер Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(499)580-32-82. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Косачук Галина Петровна</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-23. E-mail: G_Kosachuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Круглов Евгений Александрович</i>	первый заместитель Генерального директора по производству – главный инженер ПАО «Оренбургнефть». Тел.: +7(35342)7-70-80. E-mail: orenburgneft@rosneft.ru
<i>Лаврухин Андрей Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории освоения и заканчивания скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-31. E-mail: A_Lavrukhin@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>Лаухин Юрий Александрович</i>	заместитель начальника Лаборатории промышленной подготовки газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-96. E-mail: Y_Laukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Люгай Дмитрий Владимирович</i>	д.т.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мельников Сергей Александрович</i>	к.т.-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 сектора сопровождения геолого-технологического моделирования в проектах разработки Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.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>Митницкий Роман Александрович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленной подготовки газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-75. E-mail: R_Mitnitsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нестеренко Александр Николаевич</i>	заместитель Генерального директора ООО «ТюменНИИгипрогаз» по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений. Тел.: +7(3452)28-62-02. E-mail: Nesterenko@tngg.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	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>Оводов Сергей Олегович</i>	заместитель начальника Лаборатории освоения и заканчивания скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-31. E-mail: S_Ovodov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Огданец Лариса Васильевна</i>	главный специалист Лаборатории физико-химических исследований пластовых флюидов Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)73-52-20. E-mail: l.ogdanets@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Омельченко Олег Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)28-65-80. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Пищухин Василий Михайлович</i>	ведущий научный сотрудник Отделения экспериментальных исследований Опытного-экспериментального центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-48-94. E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Антон Владимирович</i>	научный сотрудник 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>Пономарев Александр Иосифович</i>	д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» ФГБОУ ВПО «УГНТУ». Тел.: +7(347)242-09-16. 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>	научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прудников Игорь Анатольевич</i>	заместитель начальника Отдела по учету объемов и качества газа, жидких углеводородов ПАО «Газпром». Тел.: +7(903)598-52-53. E-mail: I.Prudnikov@adm.gazprom.ru
<i>Пушкарев Владимир Александрович</i>	директор Некоммерческого партнерства «Российский центр освоения Арктики». Тел.: +7(919)559-20-00. E-mail: vp256@mail.ru
<i>Ротов Александр Александрович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рычков Дмитрий Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)28-65-80. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Скуфинский Виктор Александрович</i>	заведующий сектором режимов эксплуатации ПХГ Лаборатории эксплуатации ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(906)760-11-35. E-mail: vskufinskiy@mail.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>Стоноженко Иван Васильевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-30-97. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сулейманов Владимир Алекперович</i>	заместитель начальника Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Титовский Алексей Леонидович</i>	директор Департамента по науке и инновациям ЯНАО. Тел.: +7(34922)2-24-06. E-mail: a-titovskiy@yandex.ru
<i>Тупысев Михаил Константинович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН). Тел.: +7(499)135-71-81. E-mail: m.tupysev@mail.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>Усенко Алексей Юрьевич</i>	начальник Геологического отдела Чайядинского нефтегазопромыслового управления ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Тел.: +7(924)364-94-01. E-mail: usenko.ayu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

<i>Фаресов Александр Викторович</i>	зам. Генерального директора по маркетингу АО «Опытный завод Нефтехим». Тел.: +7(347)246–66–05. E-mail: faresov@gmail.com
<i>Федоров Иван Александрович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории моделирования процессов разработки Центра геологического и гидродинамического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–42–21. E-mail: I_Fedorov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	заместитель начальника Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Цю Пин</i>	аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(964)624–73–57. E-mail: qiuping2014@gmail.com
<i>Чельцов Владимир Николаевич</i>	главный специалист 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>	научный сотрудник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чудин Ян Сергеевич</i>	заместитель директора Центра геологического и гидродинамического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–42–21. E-mail: Y_Chudin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шевкунов Станислав Николаевич</i>	к.т.н., начальник Управления по переработке газового конденсата и газохимии ОАО «Новатэк». Тел.: +7(495)730–60–19. E-mail: Shevkunov@novatek.ru
<i>Шелякин Александр Иванович</i>	главный конструктор Воронежского механического завода – Филиала ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева». Тел.: +7(4732)34–82–06. E-mail: 348168@rambler.ru
<i>Шулепин Сергей Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории освоения и заканчивания скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–46–46. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Якушев Владимир Станиславович</i>	д.г.-м.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина. Тел.: +7(903)764–85–75. E-mail: yakushev.v@gubkin.ru

Аннотированный перечень статей

Зинченко И.А. Концепция интеллектуальной системы управления разработкой месторождений / И.А. Зинченко, Д.В. Люгай, Ю.Н. Васильев, Я.С. Чудин, И.А. Федоров // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 4–9.

В статье определено понятие «интеллектуальная система управления разработкой месторождений», перечислены основные предпосылки и принципы создания такого рода систем на современном этапе развития технологий. Предложена функциональная схема соответствующей интеллектуальной системы в составе следующих подсистем:

- единой базы знаний;
- постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений;
- подсистемы поддержки принятия решений;
- информационно-управляющих и автоматизированных систем управления месторождениями.

Для каждой из подсистем определены основные автоматизируемые функции и построена логическая схема функционирования.

В заключение на основании опыта зарубежных нефтегазовых компаний оценен потенциальный экономический эффект внедрения интеллектуальных систем управления разработкой месторождений в России.

Люгай Д.В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чайядинского месторождения / Д.В. Люгай, И.И. Минаков, С.В. Буракова // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 10–18.

Статистические данные зарубежной и отечественной практики разработки нефтегазоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками указывают на низкие величины фактически достигнутых коэффициентов извлечения нефти (КИН). В статье анализируется эффективность применения существующих методических подходов к прогнозной оценке величины КИН в отношении нефтяной оторочки ботубинской залежи Чайядинского месторождения с учетом ее сложных особенностей.

Косачук Г.П. Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, Е.В. Мельникова, А.Ю. Усенко // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 19–27.

Принимая во внимание значительную промыслово-геофизическую исследованность Чайядинского месторождения на текущий момент, на его примере выполнена оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия залежей.

Очевидно, что низкую величину геотермического градиента на территории месторождения определяет физико-географический фактор (эрозия и размыв пород рифей-венда и кембрия). Наиболее вероятной причиной возникновения и существования аномально низкого пластового давления в терригенных продуктивных отложениях служит геотермический фактор, локальных изменений во флюидалльных системах Чайядинского месторождения – эффективные толщины, наличие в пластовой системе изолирующих границ для миграции газов и жидкостей.

Данные о начальных (и фоновых) термобарических условиях целесообразно использовать при обосновании прогнозных оценок по уровню добычи углеводородного сырья и оптимизации размещения добывающих скважин с учетом природного потенциала по продуктивности.

Волков А.Н. Характер поведения геохимических коэффициентов в области низких пластовых давлений в процессе разработки месторождения / А.Н. Волков, В.И. Лапшин, А.В. Поляков, Л.В. Огданец // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 28–33.

Разработка газоконденсатных месторождений осуществляется, как правило, на режиме естественного истощения, в ходе которого протекают сложные термодинамические процессы, влияющие на газоконденсатную характеристику пласта. На сегодняшний день наименее изучена завершающая стадия разработки, для которой характерно снижение пластового давления в область давления максимальной конденсации и ниже. Имеющиеся данные в основном рассматривают динамику содержания в пластовом газе углеводородов C_{5+} и физико-химические характеристики добываемого конденсата. Поэтому актуально подробное изучение протекания фазовых превращений пластовой углеводородной системы на завершающей стадии разработки.

В статье рассмотрены закономерности поведения геохимических коэффициентов C_2-C_4/C_{5+} , C_3-C_4/C_{5+} , C_1-C_4/C_{5+} , C_1/C_2-C_4 , C_{5+}/C_{6+} , C_3/C_{5+} , C_5-C_6/C_{7+} . Для этого использовались данные об изменении состава пластового газа в процессе снижения давления, полученные путем физического и математического моделирования фазового поведения пластовой углеводородной системы газоконденсатного месторождения и промысловых газоконденсатных исследований. Физическое моделирование подразумевало проведение опыта дифференциально-контактной конденсации на установке фазового равновесия. Математическое моделирование осуществлялось на базе модуля PVTx программного комплекса Tempest (версия 7.1.1) компании Roxar. В ходе моделирования изучалась газоконденсатная система, рекомбинированная из сепараторных проб газа и нестабильного конденсата месторождения Томской области.

Полученные зависимости поведения геохимических коэффициентов соотнесены с фактиче-

скими промысловыми данными контроля газоконденсатной характеристики в процессе разработки Западно-Соплесского месторождения. Таким образом определена направленность изменения геохимических коэффициентов в процессе снижения давления и установлена возможность их использования для диагностирования процесса прямого испарения.

Изюмченко Д.В. Влияние реконструкции объектов добычи газа на показатели разработки месторождений / Д.В. Изюмченко, А.В. Елистратов, Ю.А. Лаухин // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 34–38.

Статья посвящена влиянию реконструкции скважин, газосборных сетей и дожимного комплекса на показатели разработки месторождений природных газов. Приведена оценка предотвращенного снижения объемов добычи газа в результате реконструкции скважин, газосборных сетей и дожимного комплекса. Показано влияние реконструкции газосборных сетей и дожимного комплекса на режимы эксплуатации скважин.

Циу Пин. Обоснование применимости технологий гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США) / Циу Пин Циу, В.С. Якушев // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 39–46.

В настоящее время Китай находится в начальной стадии освоения ресурсов сланцевого газа. В этом отношении самым перспективным с коммерческой точки зрения и активно разрабатываемым регионом страны является бассейн Сычуань, и особенно формации Лунмасы (нижний силур) и Цюнчжусы (нижний кембрий). Обобщенные данные указывают, что это хрупкие и твердые сланцы с низким содержанием глини, следовательно, они потенциально пригодны для гидравлического разрыва пласта (ГРП). Однако значительные структурные сложности и отсутствие передовых технологий ГРП препятствуют развитию сланцевой добычи в Китае.

В статье проводится аналогия с североамериканскими формациями: выявлено сходство между целевыми толщами Лунмасы и Цюнчжусы и американскими плеями Вудфорд и Барнетт. На основании этого предлагается для разработки газосланцевых толщ Лунмасы и Цюнчжусы использовать наиболее успешные из апробированных на плеях Вудфорд и Барнетт технологии ГРП: с применением проскальзывающей воды, многостадийный, гибридный, одновременный, повторный, с созданием открытых каналов.

Первые две технологии ГРП уже практикуют в Китае. Все остальные имеют перспективы применения для разработки толщ Лунмасы и Цюнчжусы в конкретных обстоятельствах или при условиях рациональной эксплуатации скважин.

Чельцов В.Н. Особенности определения эффективности интенсификаций в карбонат-

ных 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.

Целью проведения интенсификаций притока газа к скважинам является дополнительная добыча газа. При проведении интенсификаций варьируются различные технологии закачек растворов, реагенты и их концентрации. Ведется поиск наиболее эффективных вариантов и определение их рентабельности.

Выполнена детальная обработка массива данных по интенсификациям на Астраханском газоконденсатном месторождении за первые 18 лет работы промысла с построением зависимостей эффективности интенсификаций от удельного расхода кислоты. Для обоснования выводов обеспечивалась необходимая точность определений. Полученные результаты и закономерности легли в основу анализа данных последующих лет, когда объем и продолжительность исследований скважин резко сократились и погрешности определений существенно возросли. Данные анализировались с использованием линейного уравнения притока газа к скважине при наличии пороговой депрессии.

По результатам исследований на базе данных по Астраханскому месторождению сформулированы рекомендации по обеспечению точности определения эффективности проведения геологотехнических мероприятий на скважинах.

Бешешко И.Г. Совершенствование и использование эжекционной технологии как одно из направлений повышения энергоэффективности эксплуатации ПХГ / И.Г. Бешешко, И.А. Федоров, В.А. Скуфинский, А.И. Шелякин // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 55–60.

Эксплуатация подземных хранилищ газа (ПХГ) имеет высокий потенциал повышения энергоэффективности с точки зрения сокращения потерь низконапорного газа, стравливаемого в атмосферу, и в тоже время использования избыточной энергии высоконапорных потоков газа, зачастую впустую теряемой в дроссельных регулирующих устройствах без совершения полезной работы. Для этого предлагается применять в различных технологических процессах закачки и отбора газа эжекторные установки.

В статье определены возможности реализации различных вариантов взаимодействия имеющих высоконапорных и низконапорных потоков газа в отдельных технологических процессах эксплуатации ПХГ. Построена трехмерная модель проточной части газового эжектора на основе фактической геометрии, проведен анализ структуры и размеров расчетной сетки, необходимой для получения результатов достаточной точности. Течение природного газа моделировалось на базе специализированных программ вычислительной гидрогазодинамики. Разработана конструкция газового эжектора, обеспечивающая (без существенного удорожания) высокоточную соосность элементов проточ-

ной части, малое газодинамическое сопротивление, высокие КПД и вместе с тем технологичность, простоту и надежность устройства.

Предлагаемые решения позволяют максимально использовать потенциал энергосбережения при эксплуатации ПХГ.

Изюмченко Д.В. Основные результаты геолого-технических мероприятий на фонде скважин сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя / Д.В. Изюмченко, С.А. Мельников, Ю.Е. Дорошенко, В.В. Вобликов, А.А. Баранов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 61–67.

Обводненность сеноманского продуктивного коллектора месторождений Большого Уренгоя, anomalно низкое пластовое давление, высокая естественная проницаемость не позволяют эффективно и качественно проводить геолого-технические мероприятия на скважинах неработающего фонда. Негативное влияние оказывает применение в качестве жидкостей глушения и промывки скважин растворов с высокой плотностью, не обладающих определенными реологическими свойствами, в частности статическим напряжением сдвига. Немаловажную роль играет также конструкция многих скважин, а именно их запакерование и то, что башмак насосно-компрессорных труб спущен ниже нижних отверстий интервала перфорации.

Успеху ремонтных работ мешают следующие факторы:

- 1) геологические:
 - низкие фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП) из-за низких значений пористости и проницаемости пород продуктивных пропластков и повышенной глинистости коллекторов;
 - малые значения эффективных толщин в интервале перфорации;
 - водоприток в скважину из-за поднятия газо-водяного контакта;
- 2) технико-технологические:
 - заколонный водоприток в скважину из-за неудовлетворительного состояния цементного камня за эксплуатационной колонной;
 - водоприток из-за негерметичности эксплуатационной колонны;
 - насыщение пластовой водой продуктивной части пласта в результате водопритока из-за технического состояния скважины;
 - кольматация ПЗП технологическими жидкостями в процессе ремонтных работ;
 - посторонние предметы в стволе скважин, невозможность их извлечения;
 - интенсивный рост песчаных пробок при освоении;
 - осложнения при проведении ремонтных работ
- и др.;
- 3) несовершенство кустовой системы сбора:
 - водоприток из соседней скважины (при общей зоне дренирования по кусту);

- превышение шлейфового давления над максимальным устьевым, обеспечивающим достаточные лифтовые скорости для эксплуатации скважины.

В настоящее время в условиях anomalно низкого пластового давления необходимо обеспечивать водоизоляцию более эффективными реагентами, жидкостями и технологиями блокирования и глушения скважин, обработки ПЗП. В скважинах, которые вскрывают однородные высокопроницаемые коллекторы, водоизоляционные работы проводить нецелесообразно: такие скважины следует эксплуатировать при регулируемых депрессиях, зависящих от положения газодляного контакта.

Лапшин В.И. Оценка добычных возможностей скважин при разведке и на начальной стадии разработки газоконденсатных залежей Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.И. Лапшин, Ф.Р. Билалов, Г.П. Косачук, Д.П. Уваров // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 68–77.

На основании анализа результатов исследований вертикальных скважин ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов оценены добычные возможности данных скважин, определена зависимость их удельных дебитов от депрессии. Для оценочных расчетов при проектировании разработки использованы взаимосвязь дебита с депрессией и значение абсолютно свободного дебита как конечная точка. Показано, что точки, определяющие режимы скважины, описываются функциональной зависимостью – степенной, логарифмической, полиномиальной. Усредненный дебит скважин ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов характеризует степенная функциональная зависимость.

В работе рассчитана усредненная депрессия для получения запланированной годовой добычи газа. Так, применительно к ботубинскому горизонту депрессия для запланированной добычи оценивается как 1 МПа. Однако характеристики хамакинского и талахского продуктивных горизонтов, содержащих более 2/3 запасов углеводородного сырья, существенно ниже, чем у ботубинского горизонта, поэтому необходимо поддерживать более высокие депрессии на основной группе скважин либо применять скважины с горизонтальным окончанием.

Дикамов Д.В. Влияние технических мероприятий по борьбе с накоплением жидкости в газосборных сетях на режимы эксплуатации скважин / Д.В. Дикамов, А.А. Ротов, Д.В. Изюмченко, В.А. Истомин, А.В. Елистратов, Т.В. Чельцова // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 78–83.

На примере моделирования режимов эксплуатации газового промысла проанализировано влияние технических мероприятий по реконструкции газосборных сетей на режимы работы добывающих скважин. Показано, что мероприятия по борьбе

с накоплением жидкости в газосборных сетях способствуют увеличению дебитов скважин и уменьшению остановок скважин в результате «самозадавливания». При этом эффект от проведения мероприятий может изменяться в широком диапазоне в зависимости от режима и стадии эксплуатации месторождения, конструкции и характеристик промышленного оборудования.

Николаев О.В. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость / О.В. Николаев, В.А. Соколов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 84–90.

В работе приводится аналитическая формула для расчета перепада давления между забоем и устьем газовой скважины при наличии жидкости в ее продукции, полученная путем интегрирования дифференциального уравнения, составленного по результатам экспериментальных исследований восходящих вертикальных газожидкостных потоков на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Показано, что наличие жидкости в газовом потоке приводит к возникновению дополнительной составляющей потерь давления, которая аддитивна по отношению к потерям давления, имеющим место при движении однофазного газа.

Сравнение результатов расчетов потерь давления в стволе скважины по однофазной и двухфазной моделям потока с промышленными данными показало, что игнорирование наличия жидкости может приводить к заниженным значениям потерь давления, в то время как расчет по предложенной формуле хорошо согласуется с результатами промышленных измерений.

Изюмченко Д.В. Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков и расчетов по программе OLGA / Д.В. Изюмченко, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов, В.А. Сулейманов, О.В. Бузинова, О.В. Николаев // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 91–95.

В настоящее время в связи с переходом базовых месторождений ПАО «Газпром» в позднюю стадию разработки все большее значение приобретают методы расчета параметров эксплуатации скважин с учетом наличия жидкости в продукции. Принято считать, что наиболее точные результаты при расчетах газожидкостных потоков в трубах можно получить с использованием программного комплекса OLGA, поэтому большой практический интерес представляет сравнение экспериментальных данных, полученных в последние годы в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на специализированном оборудовании, с расчетами по этой программе. Представленный в статье сравнительный анализ свидетельствует о необходимости кардинальной адаптации существующих расчетных моделей к условиям эксплуатации отечественных газовых и газоконденсатных скважин, которая может быть осуществлена только на базе эксперименталь-

ных исследований двухфазной гидродинамики в диапазонах физических параметров, максимально приближенных к промышленным.

Шулепин С.А. Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах / С.А. Шулепин, О.В. Николаев, С.О. Оводов, А.А. Лаврухин, И.В. Стоноженко, В.М. Пищухин, К.Н. Гужов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 96–100.

В работе представлены результаты актуальных экспериментальных исследований газожидкостных потоков, где в качестве жидкого флюида использовались растворы в диапазоне плотностей 1050–1220 кг/м³. Проанализированы и выведены зависимости с учетом влияния плотности растворов на расходные характеристики газожидкостного потока в новых автомобильных параметрах «относительные потери давления» и «модифицированный параметр Фруда».

Гужов К.Н. Сопоставительный анализ эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков для условий экспериментального стенда ООО «Газпром ВНИИГАЗ» / К.Н. Гужов, И.В. Стоноженко, С.А. Шулепин, О.В. Бузинова // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 101–104.

Исследования в области повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами начаты около 60 лет назад. В настоящее время горизонтальные скважины бурятся во всех газодобывающих странах мира. Применительно к горизонтальным скважинам ввиду влияния угла наклона на режимы течения проблематика гидродинамических исследований и интерпретация их результатов являются более сложными по сравнению с исследованиями вертикальных скважин. Создание математической модели гидродинамического течения углеводородных флюидов – достаточно трудная задача, над которой работают научные коллективы по всему миру. Этой проблеме посвящено большое число экспериментальных и теоретических работ, однако до ее окончательного решения еще далеко. Строго теоретические постановки задач в механике многофазных потоков возможны только в простейших случаях, поэтому наилучшими являются подходы, в которых упор делается на физически содержательное обобщение экспериментальных данных. В статье приведен сопоставительный анализ известных эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков для условий экспериментального стенда ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Воронцов М.А. Методический подход к расчетному исследованию промышленной подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов / М.А. Воронцов,

Д.М. Федулов, А.С. Грачев, А.В. Прокопов, В.Ю. Глазунов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 105–111.

В состав технологической системы подготовки газа по способу низкотемпературной сепарации (НТС) с турбодетандерными агрегатами (ТДА) входит турбохолодильное, сепарационное и теплообменное оборудование. Сложность исследования режимов работы такой установки обусловлена тем, что параметры процессов теплообмена, сепарации, расширения и сжатия оказывают взаимное влияние друг на друга.

В работе представлен методический подход к анализу многопараметрического процесса низкотемпературной сепарации с использованием универсальной термобарической характеристики. Предлагаемый способ позволяет наглядно интерпретировать результаты математического моделирования, что упрощает их анализ. Это дает возможность осуществлять оценку эффективности каждой единицы оборудования и технологии в целом.

Методический подход может применяться как на этапах проектирования, так и в процессе эксплуатации установок НТС с ТДА. Он позволяет принимать обоснованные решения при оперативном регулировании, осуществлять оценку влияния структурных изменений в технологической схеме на работу системы и определять пределы ее работоспособности, разрабатывать требования к модификации сменных проточных частей существующих ТДА, технологии. При проектировании новых установок комплексной подготовки газа методику можно использовать для обоснования выбора параметров основного оборудования – КПД турбомашин, отношения давлений в детандере, параметров теплообменников и др.

Бузников Н.А. Влияние накопленной в промысловом трубопроводе жидкости на движение ингибитора гидратообразования / Н.А. Бузников, В.А. Истомин, Р.А. Митницкий // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 112–116.

С помощью программного комплекса OLGA исследована динамика движения ингибитора гидратообразования (диэтиленгликоля) в промысловом трубопроводе, транспортирующем газ сеноманских залежей. Проанализировано влияние накопленной в трубопроводе жидкости на время его заполнения ингибитором. Показано, что при движении диэтиленгликоля по трубопроводу, из которого предварительно удалена жидкая фаза, ингибитор последовательно накапливается во всех пониженных участках трассы, а время заполнения шлейфа ингибитором определяется минимальной скоростью движения жидкости на подъемных участках трассы. При подаче диэтиленгликоля в трубопровод с накопленной жидкостью время распространения ингибитора определяется средней скоростью движения жидкой фазы. При этом для достижения стационарной концентрации диэтиленгликоля по всей длине трубопровода с накопленной жидкостью требуется значи-

тельно большее время, обусловленное насыщением ингибитором скопившейся в трубопроводе воды. Обсуждаются технические решения, направленные на оптимизацию процесса ингибирования промыслового трубопровода.

Фаресов А.В. Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Оренбургнефть» / А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв, Е.А. Круглов, А.П. Баряев // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 117–122.

Проведен сравнительный анализ ингибиторов гидратообразования различных типов действия: термодинамических, антиагломератных, кинетических. Рассмотрены преимущества и недостатки каждого класса реагентов. Для лабораторных испытаний выбраны кинетические (поли-N-винилпирролидон, поликапролактама, сополимер N-винилпирролидона и капролактама) и термодинамические (метанол) ингибиторы гидратообразований, а также новый ингибитор кинетического действия СОНГИД-1801А производства ЗАО «Опытный завод Нефтехим».

Предложена методика тестирования ингибиторов гидратообразования на разработанной установке, представляющей собой термобарокамеру высокого давления (до 30 МПа) емкостью 250 см³, снабженную термостатируемой рубашкой с возможностью изменения температуры от –40 до +25 °С.

Представлены результаты лабораторных исследований эффективности различных классов химических соединений в качестве ингибиторов гидратообразования низкой дозировки. По результатам испытаний установлено, что протестированные кинетические ингибиторы гидратообразования СОНГИД-1801А и стереоспецифичный сополимер поли-N-винилпирролидона и поликапролактама являются эффективными реагентами, способными предотвращать гидратообразование до нескольких дней и снижать температуру образования гидратов до 19 °С. Определено, что дозировка кинетических ингибиторов гидратообразования в десятки раз ниже по сравнению с классическим термодинамическим ингибитором метанолом, что позволяет существенно снизить операционные затраты при защите трубопроводов от газогидратов.

Опыт промышленного применения ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А показал его практическое преимущество по технологическим и экономическим показателям перед метанолом. В период реализации проекта по замещению метанола ингибитором гидратообразования кинетического типа произошло сокращение удельного количества гидратообразований и удельных затрат. Замена метанола на метанолозамещающие реагенты положительно отразилась на охране труда и промышленной безопасности, так как переход к применению метанолозамещающих реагентов позволил упростить процедуры хранения и транспортировки реагентов, исключил риски отравлений метанолом персонала и третьих лиц.

Шевкунов С.Н. Особенности борьбы с парафиноотложениями при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / С.Н. Шевкунов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 123–130.

На примере газодобывающей компании «Новатэк» составлена вертикально-интегрированная технологическая цепочка добывающих, транспортных и перерабатывающих объектов. Указаны типы и особенности разрабатываемых месторождений, способы транспортировки газового конденсата, номенклатура продукции перерабатывающих производств, использующих в качестве сырья газовый конденсат.

Особое внимание уделяется разработке ачимовских газоконденсатных месторождений, в отношении которых раскрывается проблема отложения парафинов на стенках трубопроводов и теплообменных аппаратов. Перечислены основные методы борьбы с процессами парафиноотложения, особое внимание уделяется применению депрессорных присадок: описан механизм их действия, приведены классификация и основные торговые марки. На основании данных практического использования депрессорных присадок указаны их основные недостатки, для устранения которых предложено использовать композиции депрессорных и диспергирующих присадок.

Впервые предложен состав оптимальной рецептуры композиции депрессорных и диспергирующих присадок для транспортировки ачимовских газовых конденсатов. Указаны характеристики композиции и методология ее использования в условиях транспортировки газового конденсата по конденсатопроводу и железнодорожным транспортом. Приведены результаты опытно-промышленного испытания композиции депрессорных и диспергирующих присадок с указанием их положительного и отрицательного влияния на процессы транспортировки и переработки ачимовского газового конденсата. Особое внимание уделено взаимодействию диспергирующих присадок с водой. Отдельно раскрыта тема воздействия композиции присадок на процесс переработки газового конденсата, указаны положительные и отрицательные факторы. Предложены пути повышения коррозионной активности газового конденсата.

Представлена оценка состояния отечественного и международного рынков депрессорных и диспергирующих присадок. Приведен анализ недостатков отечественных и импортных присадок. Сделан вывод о методологии подбора наиболее эффективных композиций присадок.

Лапшин В.И. Особенности фазового поведения пластовых газоконденсатных систем в области прямого испарения / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.В. Поляков // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 131–137.

Представления о фазовом поведении пластовых газоконденсатных систем строятся в основном на примере фазовой p - T -диаграммы по Пирсону,

опубликованной в большинстве учебных и научных пособий нефтегазовой отрасли. К сожалению, данная диаграмма не совсем верно отражает фазовое поведение реальных газоконденсатных систем в области прямого испарения. Однако именно эта тема наиболее актуальна в настоящее время, поскольку все больше крупных газоконденсатных месторождений России подходят к завершающей стадии разработки, характеризующейся низкими пластовыми давлениями.

В статье рассматриваются особенности фазового поведения пластовых газоконденсатных систем в области прямого испарения. Объектами исследования являлись рекомбинированные пробы пластовых газоконденсатных систем Уренгойского (ачимовские залежи), Ен-Яхинского (пласт БУ₈₍₁₋₂₎), Астраханского, Печорогородского, Северо-Васюганского и Пеляткинского (пласты СД-IX, СД-VI) нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений. Рекомбинированные углеводородные системы составлялись из проб газа сепарации и насыщенного конденсата, отобранных в ходе газоконденсатных исследований. Дополнительно составлена искусственная газоконденсатная смесь из чистых компонентов C₁–C₁₀, C₁₂ и C₁₆ для оценки их вовлечения в процесс прямого испарения. Изучение особенностей фазового поведения осуществлялось на установках фазового равновесия методами контактной и дифференциальной конденсации.

На основании полученных результатов показаны отличительные особенности фазового поведения реальных пластовых газоконденсатных систем в области низких давлений. Рассмотрены факторы, обуславливающие характер протекания ретроградных процессов, изучена интенсивность испарения ретроградного конденсата и изменение его свойств (плотности, молярной массы), проиллюстрированы изменения компонентного состава добываемого конденсата и потери индивидуальных компонентов C₅–C₁₀, C₁₂, C₁₆. Установлено, что с точки зрения разработки наибольший интерес представляют системы с содержанием углеводородов C₅₊ выше 200 г/м³, где достигается наибольшее изменение насыщенности пласта за счет процесса прямого испарения нестабильного (насыщенного) конденсата. При этом интенсивность прямого испарения стабильного конденсата существенно ниже.

Прудников И.А. Экспериментально адаптированный метод расчета вязкости по составу нестабильных жидких углеводородов / И.А. Прудников, А.Н. Нестеренко, О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, А.Г. Касперович, С.В. Бакустина // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 138–144.

Вязкость жидких углеводородов является одним из определяющих фильтрационные свойства пластовых флюидов физических параметров, который также необходимо контролировать при транспорте и переработке жидких углеводородов. В статье приводится обзор различных методов вычисления динамической вязкости жидких углеводородов. Особое внимание уделено методам, в основу которых

положены компонентно-фракционный состав углеводородов и базисные физико-химические свойства компонентов (молярная масса, плотность и т.д.). Исходя из многолетнего опыта экспериментального определения вязкости различных составов жидких углеводородов Западной Сибири (и ряда серосодержащих составов Оренбургской области) авторы адаптировали метод расчета вязкости жидких углеводородов, опубликованный в отраслевом стандарте СибНИИИП. В статье приводится обоснование этапов вывода корреляционных коэффициентов на каждом этапе адаптации. В заключение сравниваются результаты расчетов с использованием различных методов определения динамической вязкости.

Омельченко О.А. Экспресс-расчет фракционного состава по Энглеру с использованием корреляций API / О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, А.Г. Касперович, С.В. Бакустина // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 145–150.

Определение состава по методу Энглера (разгонка Энглера) является одним из базовых стандартных методов характеристики жидкого углеводородного сырья, а также жидких продуктов переработки. При разработке нового экспресс-метода моделирования состава по Энглеру авторы использовали известные корреляции Риэзи и Дауберта. Предлагаемый метод моделирования разгонки Энглера реализован на базе компонентно-фракционного состава (КФС) и ряда базисных физико-химических свойств компонентов (индивидуальных и псевдо). Новизна метода состоит в применении физически обоснованных преобразований КФС в интегральный объемный состав и последующем использовании известных корреляций API (Американского института нефти), осуществляющих преобразование разгонки по истинным температурам кипения в состав разгонки по Энглеру. Приведенное в статье сопоставление результатов расчетов разгонки по Энглеру разработанным экспресс-методом с другими методами и экспериментальными данными свидетельствует о точности первого, превосходящей некоторые популярные системы технологического моделирования, и позволяет рекомендовать его для широкого применения.

Шевкунов С.Н. Способы получения метанола и моторных топлив в промысловых условиях газовых месторождений / С.Н. Шевкунов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 151–159.

На основании опыта эксплуатации малотоннажного производства метанола, интегрированного в объекты газового промысла, предлагается создать новую комбинированную установку производства моторных топлив, синтетического метанола, а также регенерированного метанола, выделенного из низкоконтцентрированного отработанного водометанольного раствора с высоким содержанием солей и механических примесей.

В статье проанализированы проблемы обеспечения газовых промыслов ингибиторами гидратообразования и моторным топливом. Описаны технологии действующего малотоннажного производства метанола, интегрированного в объекты газового промысла. Предложены новые технические решения для комбинированной установки производства моторных топлив. Представлены технологические схемы установок регенерации загрязненного метанола.

Сделан вывод о перспективах газохимических производств, интегрированных в объекты газовых промыслов.

Богоявленский В.И. Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза / В.И. Богоявленский, М.К. Тупышев, А.Л. Титовский, В.А. Пушкарев // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 160–164.

В ходе нефтегазопромыслового бурения на малоизученных площадях при вскрытии верхней части разреза горных пород часто сталкиваются с осложнениями в виде газовых выбросов из так называемых «газовых карманов». Осложнения возникают из-за отсутствия на скважинах противовыбросового оборудования при бурении ствола скважины большого диаметра, как правило, под кондуктор. В большинстве случаев наличие газовых карманов может быть спрогнозировано по данным стандартной сейсморазведки. На первом этапе предлагается бурить скважины малого диаметра с противовыбросовым оборудованием. При обнаружении газового кармана проводятся дополнительные геофизические наземные и скважинные исследования. После чего рассчитываются запасы газа, и скважина оборудуется как эксплуатационная, по которой в дальнейшем осуществляется добыча газа для производственных и/или местных нужд.

Прокопов А.В. Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов / А.В. Прокопов, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 165–173.

Рассмотрены промысловые абсорбционные технологии подготовки природных газоконденсатных газов, включая масляную абсорбцию для попутных нефтяных газов и низкотемпературную абсорбцию для газоконденсатных газов. Проанализировано применение в качестве абсорбентов конденсата с первой ступени сепарации и отдельных фракций жидких углеводородов. Приведены результаты лабораторных и промышленных испытаний бифункциональных абсорбентов: смеси диэтиленгликоля (ДЭГ) и моноэтилового эфира триэтиленгликоля (ЭТ-1), N-метилпирролидона и смеси ДЭГ с соляровым маслом. Намечены пути дальнейшего совершенствования промысловых абсорбционных низкотемпературных технологий.

Потапов А.Г. Ламинарно-турбулентный переход при течении ньютоновских и неньютоновских жидкостей в круглой трубе / А.Г. Потапов // Вести газовой науки: Актуальные проблемы добычи газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 2 (26). – С. 174–182.

Проведен анализ расчетных и экспериментальных данных о нарушении ламинарного течения и переходе к турбулентности при течении ньютоновских (вязких) и неньютоновских жидкостей в круглой трубе. Показано, что ламинарно-турбулентный переход при течении вязких и вязко-пластичных жидкостей в круглой трубе происходит тогда, когда при равенстве коэффициентов гидравлических сопротивлений при турбулентном и ламинарном течениях отношение энтропий для этих режимов в степени 0,5 в первом приближении практически совпадает с универсальной постоянной Фейгенбаума (Feigenbaum), равной 4,6692. Установлено, что при течении вязко-пластичных систем, обладающих упругими свойствами, – упруго-вязко-пластичных, кризис ламинарного режима наступает значительно позднее, чем для вязко-пластичных жидкостей.

Сформулирована гипотеза о причинах ламинарно-турбулентного перехода: ламинарно-турбулентный переход обусловлен нарушением в ламинарном потоке баланса между положительным производством энтропии и отрицательным потоком энтропии, при этом устанавливается новое стационарное турбулентное течение с другими значениями производства энтропии и потока энтропии, при которых восстанавливается баланс. На основании данной гипотезы можно предположить вероятную возможность двух путей поиска технологий управления затягиванием ламинарно-турбулентного перехода при течении жидких систем. Один из них – создание условий для ограничения эффективности производства энтропии, что можно реализовать наложением на поток силовых полей или приданием жидкости пластичных и упругих свойств за счет специальной обработки при регулировании реологии. Другой путь – это повышение эффективности потока энтропии за счет усиления интенсивности теплообмена системы с окружающей средой.

Information about the authors

<i>Bakustina Svetlana Viktorovna</i>	chief specialist of the Department for wells' and strata fluids' research at the Novatek NTC LLC. Tel.: +7(3452)68-03-48. E-mail: SVBakustina@novatek.ru
<i>Baranov Aleksey Anatolyevich</i>	senior scientist in the UGS operation laboratory at the Centre for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-72. E-mail: AABaranov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Baryayev Aleksey Petrovich</i>	head of Department for chemicalization of production processes at the Orenburgneft PJSC. Tel.: +7(35342)7-77-10. E-mail: apbaryayev@rosneft.ru
<i>Bebeshko Inna Grigoryevna</i>	deputy head of the Laboratory for promising UGS at the Centre for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(909)927-24-29. E-mail: I_Bebeshko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bilalov Farit Rivgatovich</i>	candidate of engineering, leading scientist in the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: F_Bilalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bogoyavlenskiy Vasily Igorevich</i>	corresponding member of RAS, doctor of engineering, deputy director of the Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), head of the OGRI RAS Department for fundamental research of Arctic oil-and-gas resources. Tel.: +7(499)135-06-81. E-mail: vib@pgc.su
<i>Burakova Svetlana Vladislavovna</i>	deputy head of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: S_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 Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-42. E-mail: O_Buzinova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Buznikov Nikita Aleksandrovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief scientist of the Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cheltsov Vladimir Nikolayevich</i>	chief specialist of the Laboratory for design and analysis of exploration of hydrogen-sulphide-containing fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cheltsova Tatyana Vladimirovna</i>	scientist of the Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chudin Yan Sergeyeovich</i>	deputy director of the Center geological and hydrodynamic modelling of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-21. E-mail: Y_Chudin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dikamov Dmitriy Vladimirovich</i>	candidate of engineering, chief engineer – 1 st deputy general director of the Gazprom dobycha Urengoy LLC. Tel.: +7(3494)94-09-05. E-mail: priemnaya.gi@gd-urengoy.gazprom.ru

<i>Doroshenko Yuliya Yevgenyevna</i>	head of Laboratory for design and analysis of exploration of gas fields at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-78. E-mail: Y_Doroshenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Faresov Aleksandr Viktorovich</i>	deputy general director on marketing of the Neftekhim Pilot Plant JSC. Tel.: +7(347)246-66-05. E-mail: faresov@gmail.com
<i>Fedorov Ivan Aleksandrovich</i>	junior scientist of the Laboratory for modelling of exploration processes at the Center geological and hydrodynamic modelling of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-21. E-mail: I_Fedorov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fedulov Dmitriy Mikhaylovich</i>	deputy head of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grachev Anatoliy Sergeevich</i>	engineer in the sector for field compressor and turbo-refrigerator systems of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Grachev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Guzhov Konstantin Nikolayevich</i>	scientist of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemistry, professor, chief scientist at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivkunov Stanislav Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of Department for gas condensate processing and gas chemistry at the Novatek OJSC. Tel.: +7(495)730-60-19. E-mail: Shevkunov@novatek.ru
<i>Izyumchenko Dmitriy Viktorovich</i>	candidate of engineering, director of the Center for gas production of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-44. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kalyakina Lidiya Alekseyevna</i>	engineer of the 2 nd category of the Laboratory for design and analysis of exploration of hydrogen-sulphide-containing fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: L_Kalyakina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kasperovich Aleksandr Gennadyevich</i>	leading engineer of the Engineering & technical center of the Gazprom pererabotka LLC. Tel.: +7(499)580-32-82. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Kosachuk Galina Petrovna</i>	leading scientist of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-45-23. E-mail: G_Kosachuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kruglov Yevgeniy Aleksandrovich</i>	1 st deputy general director on production – chief engineer of the Orenburgneft PJSC. Tel.: +7(35342)7-70-80. E-mail: orenburgneft@rosneft.ru
<i>Lapshin Vladimir Ilich</i>	doctor of engineering, chief scientist at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Laukhin Yuriy Aleksandrovich</i>	deputy head of the Laboratory for field gas treatment at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-96. E-mail: Y_Laukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lavrukhin Andrey Anatolyevich</i>	senior scientist of the Laboratory for UGS wells development and completion at the Centre for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. +7(498)657-44-31. E-mail: A_Lavrukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lyugay Dmitriy Vladimirovich</i>	doctor of engineering, General director of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikov Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Laboratory for well operation and repair at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-73. E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikova Yelena Viktorovna</i>	scientist in the sector for maintenance of geological-and-engineering modelling within the development projects of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Minakov Igor Ivanovich</i>	candidate of engineering, leading scientist of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mitnitskiy Roman Aleksandrovich</i>	leading scientist of the Laboratory for field gas treatment at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-75. E-mail: R_Mitnitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nesterenko Aleksandr Nikolayevich</i>	TyumenNIIgiprogaz LLC deputy general director on scientific and design works in development and operation of gas-condensate and oil fields. Tel.: +7(3452)28-62-02. E-mail: Nesterenko@tngg.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-99. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ogdanets Larisa Vasilyevna</i>	chief specialist of the Laboratory for physical and chemical research of strata fluids of the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)73-52-20. E-mail: l.ogdanets@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Omelchenko Oleg Anatolyevich</i>	senior scientist of the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28-65-80. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Ovodov Sergey Olegovich</i>	deputy head of the Laboratory for UGS wells development and completion at the Centre for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel. +7(498)657-44-31. E-mail: S_Ovodov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pishchukhin Vasily Mikhaylovich</i>	leading scientist in the Division for experimental research at the Pilot tests' center of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-48-94. E-mail: V_Pishchukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Anton Vladimirovich</i>	scientist of the Laboratory for experimental studying of strata fluids of the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)75-07-78. E-mail: a.polyakov@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Ponomarev Aleksandr Iosifovich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Chair for development and operation of gas and gas-condensate fields in the Ufa Oil Technical University. Tel.: +7(347)242-09-16. E-mail: pnmrv@mail.ru
<i>Potapov Aleksandr Grigoryevich</i>	doctor of engineering, professor, chief scientist at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-07. E-mail: A_potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prokopov Andrey Vasilyevich</i>	scientist of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prudnikov Igor Anatolyevich</i>	deputy head of the Gazprom PJSC Division for accounting volumes and quality of gas and liquid hydrocarbons. Tel.: +7(903)598-52-53. E-mail: I.Prudnikov@adm.gazprom.ru
<i>Pushkarev Vladimir Aleksandrovich</i>	director of Noncommercial Partnership «Russian center for Arctic exploration». Tel.: +7(919)559-20-00. E-mail: vp256@mail.ru
<i>Qiu Ping</i>	postgraduate student of Gubkin Russian State Oil and Gas University. Tel.: +7(964)624-73-57. E-mail: qiuping2014@gmail.com
<i>Rotov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rychkov Dmitriy Aleksandrovich</i>	senior scientist of the Laboratory for production and processing of raw hydrocarbons at the TyumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)28-65-80. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Shelyakin Aleksandr Ivanovich</i>	chief structural engineer of Voronezh Mechanical Plant – branch of «Khruichev Space Center». Tel.: +7(4732)34-82-06. E-mail: 348168@rambler.ru
<i>Shulepin Sergey Aleksandrovich</i>	senior scientist of the Laboratory for UGS wells development and completion at the Centre for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-46. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skufinskiy Viktor Aleksandrovich</i>	head of the sector for UGS operation modes in the UGS operation laboratory at the Centre for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(906)760-11-35. E-mail: vskufinskiy@mail.ru
<i>Sokolov Vladimir Andreyevich</i>	leading scientist of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	senior scientist of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-30-97. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Suleymanov Vladimir Alekperovich</i>	deputy head of the Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Titovskiy Aleksey Leonidovich</i>	director of the Yamal-Nenets Autonomous District Department for science and innovations. Tel.: +7(34922)2-24-06. E-mail: a-titovskiy@yandex.ru

<i>Tupseyev Mikhail Konstantinovich</i>	candidate of engineering, senior scientist in the Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS). Tel.: +7(499)135-71-81. E-mail: m.tupseyev@mail.ru
<i>Usenko Aleksy Yuryevich</i>	head of Geological department at the Chayanda oil-and-gas-field directorate of the Gazprom dobycha Noyabrsk LLC. Tel.: +7(924)364-94-01. E-mail: usenko.ayu@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
<i>Uvarov Dmitriy Petrovich</i>	junior scientist of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for fields' development of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Uvarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vasilyev Yuriy Nikolayevich</i>	professor, doctor of engineering, chief scientist at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Voblikov Valeriy Vasilyevich</i>	chief specialist of the Laboratory for well operation and repair at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-67. E-mail: V_Voblikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Volkov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of Department in the Corporate center for research of oil-and-gas strata systems (core and fluids) of the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta. Tel.: +7(8216)73-52-20. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Vorontsov Mikhail Aleksandrovich</i>	head of the sector for field compressor and turbo-refrigerator systems of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: M_Vorontsov@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 in Gubkin Russian State Oil and Gas University. Tel.: +7(903)764-85-75. E-mail: yakushev.v@gubkin.ru
<i>Yelistratov Aleksandr Vyacheslavovich</i>	head of the Laboratory for field gas treatment at the Center for gas production of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: A_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zinchenko Igor Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of Directorate # 307/5 at the Gazprom PJSC Department # 307. Tel.: +7(812)413-73-70. E-mail: I.Zinchenko@adm.gazprom.ru

Annotated list of articles

Zinchenko I.A. Concept of smart system for deposit development control / I.A. Zinchenko, D.V. Lyugay, Yu.N. Vasilyev, Ya.S. Chudin, I.A. Fedorov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 4–9.

The paper reveals a concept of smart system for deposit development control, as well as main reasons and principles for creation of these systems at the present stage of technological development. It is suggested, that a functional scheme of such a system will include the following subsystems:

- universal knowledge base;
- standing geological-and-technological models of deposits;
- subsystems for provision of decision-making;
- informative-and-controlling and automated systems for deposit control.

Regarding every subsystem main functions, which should be automated, were determined and logical function scheme was designed. In conclusion, potential profit due to implementation of such systems in Russia is estimated basing on the correspondent practice of foreign companies.

References

1. Nikonenko I.S. Gas producing enterprise as a complex system / I.S. Nikonenko, Yu.N. Vasilyev. – Moscow: Nedra, 1998. – 343 p.

2. Rakhmanov A.A. Principles and attitude regarding conceptual design of network-centric systems / A.A. Rakhmanov // *Izvestiya of Southern Federal University. Engineering*. – 2010. – V. 113. – № 12. – P. 125–134.

3. GOST 15971-90. Information processing systems. Terms and definitions. – Moscow, 1991. – 22 p.

4. Directive RD 153-39.0-047. Rules for generating the standing geological-and-technological models of oil and gas-oil fields. – Moscow, 2000.

5. Ananekov A.G. Automated field-process control system at a Far North gas-condensate deposit. Chap. 4 / A.G. Ananekov, G.P. Stavkin, E.G. Talybov. – Moscow: Nedra, 1999. – 230 p.

6. Van den Berg F. Business value from intelligent fields / F. van den Berg, R.K. Perrons, I. Moore, G. Schut // *SPE Intelligent energy conference and exhibition*. – Utrecht, The Netherlands, March 2010.

Lyugay D.V. Chayanda-field verification of methods for calculating a factor of oil recovery from oil-and-gas-condensate deposit oil fringe / D.V. Lyugay, I.I. Minakov, S.V. Burakova // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 10–18.

Foreign and home statistics of developing oil-and-gas-condensate deposits with thin oil fringes show low values of real oil recovery factors. The article is dedicated to verification of modern applied procedures for predictive assessment of oil recovery factor to the conditions of Chayanda field Botuoba deposit regarding the complicated features of its oil fringe.

References

1. Lyugay D.V. Features of mastering and designing the exploration of Chayanda oil-and-gas-condensate field / D.V. Lyugay // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 1. Gas and petroleum at the East of Russia: special issue. – P. 56–58.

2. Regulatory guide 39-0147035-214-86. Procedure manual for calculation of subsoil oil recovery factors. – Moscow, 1986. – 254 p.

3. Report with calculation of gas, gas-condensate and oil reserves of Chayanda field. V. 7: Feasibility study of oil recovery factors on oil fringes of Chayanda field. – Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute: Sakhaneftegaz, 2000.

4. Istomin V.A. Hydrates prevention in the bottom hole formation zone at high reservoir water salinity / V.A. Istomin, D.M. Fedulov, I.I. Minakov et al. // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 15–21.

5. Bulgakov S.A. Connectionist procedure for assessment of a final oil recovery factor. (On example of the Samara region fields) / S.A. Bulgakov // *Neftegazovoye delo*. – 2013. – № 1. – P. 59–70.

6. Luzina N.G. Application of analog-statistical models for timely calculation of oil recovery factors of Perm region fields / N.G. Luzina, D.S. Lobanov, R.R. Imamov // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*. – 2014. – № 9. – P. 42–45.

7. Regulatory guide 153-39.0-110-01. Procedure manual for field-geologic analysis of oil and gas-oil fields' development. – Moscow, 2002. – 64 p.

8. Nikolayev V.A. Physical basics of hydrocarbon fields development / V.A. Nikolayev. – Moscow; Izhevsk, 2013. – 312 p.

9. Burakova S.V. Problems of development thin oil rims gas-condensate deposits of Eastern Siberia (on the example of Botuobinskaya deposit of Chayandinskoye oil-gas condensate field) / S.V. Burakova, D.V. Izyumchenko, I.I. Minakov et al. // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 124–133.

Kosachuk G.P. Assessment of factors affecting initial thermobaric conditions at Chayanda oil-and-gas-condensate field / G.P. Kosachuk, S.V. Burakova, E.V. Melnikova, A.Y. Usenko // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 19–27.

Taking into account that at the moment Chayanda oil-and-gas-condensate field is the most investigated from geophysical point of view, assessment of factors influencing the initial temperature and pressure conditions is conducted on the example of this field. The determining factor that creates a low geothermal gradient at site of the field, obviously is physical geography (erosion and erosion rocks of the Riphean-Vendian and Cambrian). The most likely cause for the emergency and existence of abnormally low pressure in productive sediments of terrigenous is geothermal

factor, for local changes in fluid systems of Chayanda field are the effective thickness, presence of isolation boundaries for migration of gases and liquids in the reservoir system.

The results of the initial (or background) temperature and pressure conditions should be used in justification of forecast estimates for level of extraction of hydrocarbon raw materials and optimization of production wells' placement taking into account the natural potential for productivity.

References

1. Istomin V.A. Prevention and liquidation of gas hydrates in the systems of gas production / V.A. Istomin, V.G. Kvon. – Moscow: Information and advertising center Gazprom, 2004. – 506 p.

2. Zheleznyak M.N. Geothermal field and cryolitic zone at South-East of Siberian platform: thesis ... dr. of geology and mineralogy / M.N. Zheleznyak. – 2008. – 339 p.

3. Izyumchenko D.V. Possibility of underground burial of industrial wastes at Chayanda field / D.V. Izyumchenko, G.P. Kosachuk, S.V. Burakova et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2000. – № 9. – P. 34–36.

4. Kosachuk G.P. On forming oil deposits (ring) of Nepa-Botuoba anticline / G.P. Kosachuk, S.V. Burakova, S.I. Butochkina et al. // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 114–123.

5. Vsevolzhskiy V.A. To grounding hydrodynamic model of deep water-bearing horizons / V.A. Vsevolzhskiy, V.I. Dyunin // *Vodnyye resursy*. – 1998. – V. 25. – № 2. – P. 140–145.

6. Grausman A.A. On the origin of pressures in the fluidal systems of sedimentary basins / A.A. Grausman // *Geologiya nefi i gasa*. – 1999. – № 11. – P. 1–11.

7. Gurevich A.Ye. Pressure of reservoir fluids / A.Ye. Gurevich, M.S. Kraychik, N.B. Batygina et al. – Leningrad: Nedra, 1987.

8. Lithology of oil and gas reservoirs in Mesozoic and Paleozoic sediments of Siberia: collection of scientific papers of Siberian Scientific-Research Institute of Geology, Geophysics and Natural Resources. – Novosibirsk, 1982.

9. Bagrintseva K.I. Conditions of forming and properties of oil and gas carbonate reservoirs / K.I. Bagrintseva. – Moscow: Russian State University for Humanities, 1999. – P. 277.

10. Fuks A.B. Reservoir hydrocarbon systems and productivity of fields in southern part of Lena-Tungus oil-and-gas-bearing province: synopsis of thesis ... dr. geology and mineralogy / A.B. Fuks. – Moscow, 2000. – P. 32.

11. Antsiferov A.S. On the reasons for abnormally low reservoir pressures / A.S. Antsiferov // *Doklady AS SSSR*. – 1978. – V. 242. – № 5. – P. 1130–1132.

12. Sitnikov V.S. Tectonics and oil-and-gas-bearing capacity of Neoproterozoic and Lower Paleozoic at the East of Siberian platform: synopsis of thesis ... dr. geology and mineralogy / V.S. Sitnikov. – Novosibirsk, 2005. – P. 30.

Volkov A.N. Behavior of geochemical factors in context of low reservoir pressures at development of deposits / A.N. Volkov, V.I. Lapshin, A.V. Polyakov,

L.V. Ogdanets // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 28–33.

As a rule, gas-condensate fields are being developed on a stage of natural depletion, which engenders complex thermodynamic processes influencing gas-condensate characteristic of a stratum. Nowadays, a final stage of development is studied worst of all. It is remarkable by decrease of reservoir pressure down to an area of maximal condensation and less. Acquired data mostly concern with both dynamics of C_{5+} hydrocarbons concentration in a crude gas and physical and chemical properties of produced condensate. So, it is important to study phase transformations of a reservoir hydrocarbon system at final stage of its development.

The article reveals behavior of such geochemical factors as C_2-C_4/C_{5+} , C_3-C_4/C_{5+} , C_1-C_4/C_{5+} , C_1/C_2-C_4 , C_{5+}/C_{6+} , C_5/C_{5+} , C_5-C_6/C_{7+} . Research was done using data on variations of crude gas content at pressure decreasing. These data were gotten by physical and mathematical simulation of gas-condensate reservoir hydrocarbon system phase behavior and by gas-condensate research. Physical simulation meant a fractional pseudo-flash test at a phase equilibrium plant. Math modelling was fulfilled by means of Roxar Tempest 7.1.1 pVTx unit. While modelling a gas-condensate system recombined from separator samples of gas and volatile condensate of Tomsk region.

Acquired dependences of geochemical factors' behavior are compared with real values of gas-condensate characteristics, measured at Western Sopyas field. It helped to determine trend of geochemical factors' changing at pressure decrease and to establish possibility to use them for diagnosing of direct evaporation process.

References

1. Pirson S.J. Oil reservoir engineering / S.J. Pirson. – Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. – 570 p.

2. Recommendations R Gazprom 086-2010. Instruction on complex research of gas and gas-condensate wells: in 2 pts. / dev. Gazprom VNIIGAZ LLC; S.N. Buzinov, Yu.N. Vasilyev et al.; adopt. Gazprom OJSC 05.08.2010, implem. 29.04.2011. – Moscow: Gazprom ekspoz, 2011. – Pt. 1. – 234 p.; Pt. 2. – 319 p.

3. Gas-condensate systems and methods for their studying. – Moscow: Nedra, 1984. – 152 p.

4. Volkov A.N. Physical modelling of composition and phase behavior of hydrocarbon systems in deep-seated oil-and-gas-condensate deposits: thesis ... cand. of eng. / A.N. Volkov. – Moscow, 2004. – 180 p.

5. Lapshin V.I. Phase transformations of retrograde gas-condensate systems at development of oil-and-gas-condensate fields / V.I. Lapshin // *Razrabotka mestorozhdeniy uglevodorodov*. – Moscow: VNIIGAZ, 2008. – P. 201–211.

Izumchenko D.V. Impact of gas production objects' reconstruction to indicators of deposits' development / D.V. Izumchenko, A.V. Yelistratov, Yu.A. Laukhin // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 34–38.

Article studies, in which way reconstruction of wells, gas-collecting systems and booster complex affect development of the natural gas fields. The correspondent level of prevented gas production decrease is estimated.

It is shown, how rehab as applied to gas-collecting systems and booster complex influences the wells' operation modes.

References

1. Standard GOST R 55415-2013. Gas, gas condensate, oil-gas and oil-gas-condensate fields. Rules of development. – Moscow: Standartinform, 2014. – 32 p.

2. Minlikayev V.Z. Operation of self-killing wells at final stage of deposit development / V.Z. Minlikayev, D.V. Dikamov, A.G. Glukhenkiy et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 2. – P. 76–77.

3. Buzinov S.N. Procedure of well operation at late stage of deposit development: review / S.N. Buzinov, G.M. Gersh. – Moscow: Gazprom ekspozitsiya, 2013. – 68 p.

4. Rotov A.A. Perfection of hydrodynamic modelling in respect to field gas-collecting systems transporting gas-liquid: synopsis of thesis ... cand. of eng. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 26 p.

5. Gazprom Standard 2-3.3-945-2015. Regulatory documents for designing, constructing and operating Gazprom OJSC objects. Procedure for composing field production cycle (plants for complex gas preparation) including calculation of process parameters within the range from stratum to an input of main compressor station with consideration of pick loads and extemporaneous decrease in topping. – Moscow: Gazprom ekspozitsiya, 2015. – 116 p.

6. Dikamov D.V. Impact of engineering arrangements for prevention of liquid accumulation in gas-collecting systems to well operation modes / D.V. Dikamov, A.A. Rotov, D.V. Izumchenko et al. // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 78–83.

Qiu Ping. The applicability of hydraulic fracturing technologies for the development of shale gas formations in Sichuan basin (based on the analogy between American and Chinese horizons) / Qiu Ping, V.S. Yakushev // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 39–46.

China is in the early stages of exploiting shale gas resources while attempting to cope with increasing energy demands. The Sichuan Basin is by far China's most active shale gas exploration area. The two most important and prospective formations for commercial shale gas development in the Sichuan Basin are the Lower Silurian Longmaxi and Lower Cambrian Qiongzhusi. Summary data in this study indicates that these shales are brittle and hard, with low clay content, and thus potentially favourable for hydraulic stimulation. However, the Sichuan Basin's considerable structural complexity and a lack of advanced technologies hydraulic stimulation hinder the shale gas development in China. In this work, the analogy with the North American formations was shown, and the similarity was found between the target horizons and the American shale plays Woodford and Barnett. Based on this similarity, the most successful hydraulic fracturing technologies for the development of Woodford and Barnett shale plays could be used to develop Longmaxi and Qiongzhusi shale formations: slickwater fracturing, hybrid fracs, multistage fracturing, simultaneous

fracturing, hydraulic refracs and hiway channel fracturing. Among these technologies, slickwater fracturing and multistage hydraulic fracturing have been applied in China. The research results indicated that under the Chinese conditions all other technologies are prospective for the development of Longmaxi and Qiongzhusi formations in specific circumstances or under the conditions of rational exploitation of wells.

References

1. Kuuskraa V.A. EIA/ARI world shale gas and shale oil resource assessment / V.A. Kuuskraa, S.H. Stevens, K. Moodhe // *J. Advanced Resources International INC*. – 2013.

2. Li J. Geochemistry and origin of sour gas accumulations in the North Eastern Sichuan Basin, SW China / J. Li, Z.Y. Xie, J.X. Dai et al. // *J. Organic Geochemistry*. – 2005. – V. 36. – № 12. – P. 1703–1716.

3. Zou C.N. Geological characteristics and forming conditions of the Large Platform Margin Reef-Shoal Gas Province in the Sichuan Basin (in Chinese) / C.N. Zou, C.C. Xu, Z.C. Wang et al. // *J. Petroleum Exploration and Development*. – 2011. – V. 38. – № 6. – P. 641–651.

4. Liu S.G. Characteristics of the shale gas reservoir rocks in the Lower Silurian Longmaxi formation, East Sichuan Basin, China / S.G. Liu, W.X. Ma, J. Luba et al. // *J. Acta Petrologica Sinica*. – 2011. – V. 27. – № 8. – P. 2239–2252.

5. Stevens S.H. China shale gas and shale oil resource evaluation and technical challenges / S.H. Stevens, K.D. Moodhe, V.A. Kuuskraa // *Proc. of SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – 2013.

6. Lv Z.G. Sichuan Basin Longmaxi shale gas stimulation and completion case study / Z.G. Lv, L. Wang, S.F. Deng: c. paper SPE 167006 to be presented at the Unconventional Resources Conference and Exhibition – Asia Pacific, Brisbane, Australia. – 2013.

7. Lv Z.G. China's Marine Qiongzhusi shale play: first deep Asia Pacific Region horizontal multiple stage frac: case history, operation & execution / L. Wang, S.F. Deng, K.K. Chong et al. // *Proc. IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference*. – 2013.

8. McKeon M. Horizontal fracturing in shale plays: presentation / M. McKeon. – Houston, Texas: Halliburton, 2011.

9. Palisch T.T. Slickwater fracturing: food for thought / T.T. Palisch, M.C. Vincent, P.J. Handren // *J. SPE Production & Operations*. – 2010. – V. 25. – № 03. – P. 327–344.

10. Coronado J.A. Success of hybrid fracs in the basin / J.A. Coronado // *Proc. of Production and Operations Symposium, Society of Petroleum Engineers*. – 2007.

11. Matthews H.L. Stimulation of gas shales: They're all the same – right? / H.L. Matthews, G.W. Schein, M.R. Malone // *Proc. of SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. – 2007.

12. King G.E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? / G.E. King // *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – 2010.

13. Mikhin A.S. Control of hydraulic crack space orientation direction for working out different-type zones of residual petroleum saturation / A.S. Mikhin: synopsis of thesis ... cand. of eng. – 2012.

14. Vincent M.C. Refracs: Why do they work, and why do they fail in 100 published field studies? / M.C. Vincent // Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2010.

15. Duto E. Hydraulic fracturing with creation of open channels: a quick way to extraction / E. Duto, J. Jonson, O. Medvedev et al. // Neftegazovoye obozreniye. – 2011.

Cheltsov V.N. Features of determining efficacy of intensifications at carbonate reservoirs of Astrakhan deposit / V.N. Cheltsov, T.V. Cheltsova, L.A. Kalyakina // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 47–54.

The aim for intensifying well inflow is additional gas production. Conducting intensification implies application of different solution-injection procedures as well as reagents and their concentrations. Most effective and profitable variants are being looked for.

So, detailed processing of data array on intensifications at Astrakhan gas-condensate field over the first 18 years of its functioning was done with determination of relationship between intensification efficacy and specific charge of acid. Conclusions have been grounded by necessary accuracy of determinations. Acquired results and laws became basic at analyzing further data, when amount and duration of well studies were strictly reduced and errors of determinations seriously grew. For analysis a linear equation of gas inflow has been applied.

According to results of Astrakhan deposit data studies some recommendations on provision of accurate determination of geotechnical measures efficacy were formulated.

References

1. Petrov G.V. Filtering of gas-liquid systems at development of low-permeable strata with marginal pressure gradient: thesis ... cand. of engineering / G.V. Petrov. – Moscow, 1985.

2. Gorbunov V.Ye. On properties of fluid mixtures / V.Ye. Gorbunov. – Moscow: VNIIEgazprom, 1990. – 70 p.

3. Cheltsov V.N. Model for watering deposit and well production in carbonate low-permeable reservoirs / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyayev, T.V. Cheltsova // Geologiya nefi i gasa. – 2009. – № 3.

4. Cheltsov V.N. Vibrogeodynamic cause of cyclicity of formation pressure dynamics in idle wells / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyayev, T.V. Cheltsova et al. // Vesti gazovoy nauki: Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011. – P. 145–150.

5. Cheltsov V.N. Vibrogeodynamic cyclicity of reservoir temperatures in idle wells / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyayev, T.V. Cheltsova et al. // Vesti gazovoy nauki: Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013. – № 5 (16). – P. 231–237.

6. Cheltsov V.N. Cyclicity of changes in density of mixed fluids, coming into a well from a strata (on example of the Astrakhan and Karachaganakskoye fields) / V.N. Cheltsov, T.V. Cheltsova, K.K. Smirnov // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate

and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 27–35.

7. Cheltsov V.N. Grounding regarded modes for determination of filtration factors with given accuracy according to results of wells' research at the fields with carbonate reservoir / V.N. Cheltsov, T.V. Cheltsova // Development of hydrocarbon deposits: collection of sc. papers. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008. – P. 62–68.

8. Stalyanov V.Yu. Space planetary cycles in meteorology / V.Yu. Stalyanov // Geoinformatika. – 1997. – № 1. – P. 58–60.

Bebeshko I.G. Perfection and usage of ejection technology as a way to rise energy performance of underground gas storage operation / I.G. Bebeshko, I.A. Fedorov, V.A. Skufinskiy, A.I. Shelyakin // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 55–60.

Operating of underground gas storages (UGS) potentially could become more power-saving in case of reducing losses of low-pressure gas being released into environment and turning to account excess energy of high-pressure gas flows often wasted in throttles. To that effect it is suggested to apply ejectors in different technological processes of gas flooding and topping.

In the article the prospects to realize various types of interaction between provided high- and low-pressure gas flows in local processes of UGS operation are determined. A 3D model of gas ejector flow passage is developed on the grounds of factual geometry, the structure and dimensions of computational grid, which is necessary for sufficiently accurate results, are analyzed. Flowing of natural gas has been simulated by means of specialized programs for computational gas fluid dynamics. Specially designed gas ejector will provide (without serious rise in costs) precise coaxiality of flow passage elements, high performance and at the same time technological flexibility, simplicity and reliability of the device.

Suggested decisions will allow maximum power saving at UGS operation.

References

1. Kulkov A.N. Outlooks for ejectors application in gas industry / A.N. Kulkov, Yu.B. Salikhov, N.R. Kolushev et al. // Issues of industrial efficacy at northern oil-and gas production enterprises: proc. of Sc. & Tech. Com. – Moscow: IRTs Gazprom, 1994. – V. 1. – P. 127–143.

2. Kharitonov V.T. Research of efficacy regarding gas ejector with round mixing camber / V.T. Kharitonov // Teploenergetika. – 1978. – № 4. – P. 32–33.

3. Tsarev I.N. Improvement of compressor set efficiency at running UGSs and those being designed / I.N. Tsarev, V.N. Lavrov, G.I. Soldatkin et al. // Gazovaya promyshlennost'. Series: Gas transportation and storage. – 1981. – Is. 8. – P. 28–29.

4. Arutyunov A.Ye. Opportunity to optimize mode of topping in underground gas storage at joint work of compressor sets and ejector units / A.Ye. Arutyunov, A.F. Potryasayev, I.G. Bebeshko // Underground gas storage. Issues and outlooks: collected sc. papers. – Moscow: VNIIGAZ, 2003. – P. 314–317.

5. Busack V. Development and implementation of energy-efficient technologies for gas injection at underground gas storage facilities / V. Busack, W. Becker, C. Fenin et al. // *Gas for energy*. – 2013. – № 2. – С. 52–54.

6. ANSYS 14.5 CFD Fluent Theory Guide. – 2013

7. Arkadov Yu.K. New gas ejectors and ejection processes / Yu.K. Arkadov. – Moscow: Fizmatlit, 2001. – P. 184–189.

8. Aleksandrov V.Yu. Optimal ejectors. Theory and calculations / V.Yu. Aleksandrov, K.K. Klimovskiy. – Moscow: Mashinostroyeniye, 2012. – 136 p.

9. Idelchik I.Ye. Reference-book on flow friction / I.Ye. Idelchik; ed. M.O. Shteynberg. – 3^d ed., revised and complemented. – Moscow: Mashinostroyeniye, 1992. – P. 158.

10. Pat. RU № 2151920, F04F5/14. Gas ejector / V.T. Kharitonov, N.R. Kulushev, I.N. Tsarev et al.; № 97112641; appl. 24.07.1997; publ. 27.06.2000, bul. № 18. – 9 p.

11. Pat. RU № 2559115, F04F5/14. Gas ejector / G.N. Ruban, I.G. Bebesheko, A.I. Skufinskiy; № 2014118823; appl. 08.05.2014; publ. 10.08.2015, bul. № 22. – 9 c.

Izumchenko D.V. The main results of geological and technological events on the fund of Bolshoy Urengoy field Cenomanian ledge wells / D.V. Izumchenko, S.A. Melnikov, Yu.Ye. Doroshenko, V.V. Voblikov, A.A. Baranov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 61–67.

Water saturation of Bolshoy Urengoy Cenomanian productive reservoir, abnormal low reservoir pressure, high natural permeability do not allow to fulfill geological-and-technical arrangements effectively and qualitatively at idle wells. Application of high-dense solutions for killing and washing of wells affects negatively as these liquids don't have special reologic properties including gel strength. Design of a well is also important, especially wrong when it is packered or a tubing string shoe is located lower than the lowest openings of perforated interval.

Repairs could be unsuccessful due to the following factors:

1) geological, namely:

- low filtration-volumetric parameters at face of a well due to low values of rock porosity and permeability in productive alternations and increased shale content in reservoirs;
- small values of effective thicknesses within a perforation interval;
- water well inflow due to rising of gas-water contact;

2) technical and technological, namely:

- behind-the-casing water well inflow due to insufficient state of cement stone behind capital string;
- water well inflow due to leaking of capital string;
- saturation of productive part of stratum with brine water due to water well inflow reasoned by bad technical state of a well;
- colmation of a well face with process liquids during repairing works;

- foreign bodies in a borehole, impossibility to extract them;
- intensive increase of sand plugs;
- complications of repairs etc.;

3) imperfect group collector system, namely:

- water inflow from a neighbor well (in case of common well-drainage area in a cluster);
- surplus of flowline pressure over a maximal well-head, which provides sufficient lift velocities.

Nowadays in condition of abnormal low reservoir pressure it is necessary to provide water isolation with more effective reagents, liquids and techniques for blocking and killing of wells, treatment of a well face. In the wells, that opens homogenous high-permeable reservoirs, it is impractical to arrange water-isolating works. These wells should be exploited at controllable depressions, which depend on location of gas-water contact.

References

1. Koryakin A.Yu. Actual issues at final stage of development of main basic Gazprom dobycha Urengoy LLC fields. Turn to abandonment works and their fulfillment / A.Yu. Koryakin, O.A. Nikolayev, V.F. Guzov et al. // *Priority trends for Urengoy complex: collect. sci. papers*. – Moscow: Nedra, 2013. – P. 58–62.

2. Nifantov V.I. Efficacy of gas well repair at final stage of deposit development: review / V.I. Nifantov, M.G. Geykhman, S.I. Ivanov et al. – Moscow: IRTs Gazprom, 2004. – 65 p. – (Development and operation of gas and gas-condensate fields).

3. Nifantov V.I. Increasing productivity of wells / V.I. Nifantov, Ye.V. Melnikova, S.A. Melnikov. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – 242 p.

4. Nifantov V.I. Features of gas and oil wells exploration in different mining-and-geological conditions: review / V.I. Nifantov, Ye.V. Melnikova, S.A. Melnikov // *Collection of scientific-technical reviews*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 39–37.

Lapshin V.I. Estimating possible well productivity during surveying and at initial stage of development of gas-condensate deposits belonging to Chayanda oil-and-gas-condensate field / V.I. Lapshin, F.R. Bilalov, G.P. Kosachuk, D.P. Uvarov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 68–77.

Basing on the results of correspondent studies the possible productivity of vertical wells of Botuoba, Khamaki and Tala horizons is estimated. Relationship between specific well discharge and depression is determined. For assessment calculations discharge/depression dependence and the value of absolutely free discharge as a terminal point were used. It is shown, that points, establishing well modes, could be described by functional relations, namely power, logarithmic, polynomial ones. Average discharge of wells aimed at Botuoba, Khamaki and Tala horizons is characterized by a power functional relation.

An average depression for getting planned year gas production is calculated. So, in respect to Botuoba horizon the depression necessary for planned gas

production is estimated as 1MPa. But parameters of Khamaki and Tala horizons, which contain more than 2/3 of raw hydrocarbons' reserves, are quite worse, that is why we must keep up higher depressions at the main group of wells or use wells with horizontal endings.

References

1. Polyanskiy A.P. Operation of gas wells / A.P. Polyanskiy, Yu.P. Korotayev. – Moscow: Gostoptekhizdat, 1956. – 231 p.
2. Instruction on complex research of gas and gas-condensate wells / ed. Yu.P. Korotayev, G.A. Zotov, Z.S. Aliyev. – Moscow: Nedra, 1971. – 208 p.
3. Instruction on complex research of gas and gas-condensate wells / ed. G.A. Zotov, Z.S. Aliyev. – Moscow: Nedra, 1980. – 301 p.
4. Gritsenko A.I. Guidelines on research of wells / A.I. Gritsenko, Z.S. Aliyev, O.M. Yermilov et al. – Moscow: Nauka, 1995. – 523 p.
5. Karnaukhov M.L. Modern methods for hydrodynamic research of wells: reference book for well-investigating engineers / M.L. Karnaukhov, Ye.M. Pyankova. – Moscow: Infra-Inzheneriya, 2010. – 432 p.
6. Recommendations R Gazprom 086-2010. Instruction on research of gas and gas-condensate wells.
7. Lapshin V.I. Interpretation of gas-dynamical study of wells (in steady run of filtration) / V.I. Lapshin, I.I. Minakov, D.P. Uvarov // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 36–41.

Dikamov D.V. Impact of engineering arrangements for prevention of liquid accumulation in gas-collecting systems to well operation modes / D.V. Dikamov, A.A. Rotov, D.V. Izumchenko, V.A. Istomin, A.V. Yelistratov, T.V. Cheltsova // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 78–83.

On example of simulating modes of gas field operation a way the technical arrangements aimed at reconstruction of gas-collecting nets affect modes of gas-producing wells functioning is analyzed. It is shown, that arrangements aimed against liquid accumulation in gas-collecting systems contribute to increasing of well discharge and reduce number of well self-killings. Along with it an effect of such arrangements could vary within a wide range depending on a mode and a stage of field operation, design and performance of field equipment.

References

1. Rotov A.A. Main engineering decisions for prevention of liquid accumulation in gas-gathering networks / A.A. Rotov, V.A. Suleymanov, V.A. Istomin et al. // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 109–115.
2. Rotov A.A. Modelling of process parameters for a gas field considered a single thermal-hydrodynamic system / A.A. Rotov, A.V. Trifonov, V.A. Suleymanov et al. // Gazovaya promyshlennost'. – 2010. – № 10. – P. 46–49.
3. Buzinov S.N. Grounding of process parameters for gas wells on the basis of modern experimental

research / S.N. Buzinov, G.M. Geresh, O.V. Nikolayev et al. // Territoriya neftegaz. – 2013. – № 4. – P. 38–41.

4. Lea J. Gas well deliquification. Solutions to gas well liquid loading problems: transl. from Engl. / J. Lea, H. Nickens, M. Wells. – Moscow: Premium Inzhiniring, 2008. – 361 p.
5. Gritsenko A.I. Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines / A.I. Gritsenko, O.V. Klapchuk, Yu.A. Kharchenko. – Moscow: Nedra, 1994. – 240 p.
6. Rotov A.A. Perfection of hydrodynamic modelling in respect to field gas-collecting systems transporting gas-liquid: synopsis of thesis ... cand. of eng. / A.A. Rotov. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 26 p.

Nikolaev O.V. Procedure for calculating process variables of vertical gas wells, which product contains liquid / O.V. Nikolaev, V.A. Sokolov // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 84–90.

An analytical formula for calculation of pressure gradient between bottom and mouth of a well in presence of liquid in its product is given in the article. The formula was got by integration of differential equation, composed according to the results of experimental research of uprising vertical gas-liquid flows by means of specialized Gazprom VNIIGAZ stand. It is shown, that liquid in gas flow leads to occurrence of an additional pressure loss component additive to the pressure losses occurring due to single-phase gas movement.

Comparison of wellbore pressure loss calculations both by single-phase and double-phase models with production data demonstrated, that ignoring liquid presence could result in underestimation of pressure drop values. At the same suggested formula closely agrees with production measurements.

References

1. Adamov G.A. Motion of real gases in vertical pipes under high pressures / G.A. Adamov // Issues of production, transport and processing of natural gases: sc.-tech. collection. – Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat, 1951. – 331 p.
2. Nikolayev O.V. On calculation of pressure drops in a gas well, which product contains water / O.V. Nikolayev, P.A. Moiseykin, I.V. Stonozhenko et al. // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 42–46.
3. Izyumchenko D.V. Gas-liquid flow in vertical tubes: Paradoxes of hydrodynamics / D.V. Izyumchenko, O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin // Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 36–45.
4. Brill J.P. Multiphase flow in wells / J.P. Brill, H. Mukherjee. – Moscow; Izhevsk: Institute of computer research, 2006. – 384 p.
5. Dwight H.B. Tables of integrals and other mathematical data: transl. from Engl. / H.B. Dwight. – Moscow: Nauka, 1973. – 228 p.
6. Buzinov S.N. Experimental research of two-phase systems' motion in gas wells / S.N. Buzinov,

S.A. Borodin, V.M. Pishchukhin et al. // *Georesursy*. – 2010. – № 4. – P. 55–58.

Izyumchenko D.V. Comparative analysis of results acquired both in experiments with vertical gas-liquid flows and by means of OLGA program calculations / D.V. Izyumchenko, I.V. Stonozhenko, K.N. Guzhov, V.A. Suleymanov, O.V. Buzinova, O.V. Nikolayev // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 91–95.

Methods for calculating well operation parameters consistent with liquid presence in its products are being more and more actual nowadays due to transition of main Gazprom PJSC fields to a late stage of development. It's generally agreed, that the most accurate calculations of gas-liquid flows' parameters could be carried out using OLGA program. So, it is rather interesting to compare such results of computer modelling with experimental data, which have been got last years in Gazprom VNIIGAZ by using specialized equipment. Analysis revealed in this article shows necessity to adjust drastically present computed models to real domestic practice of gas and gas-condensate wells' operation. Such adjustment could be fulfilled only on the grounds of experimental research of double-phase hydrodynamics within the ranges of physical parameters maximally close to the field ones.

References

1. Izyumchenko D.V. Gas-liquid flow in vertical tubes: Paradoxes of hydrodynamics / D.V. Izyumchenko, O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 36–45.

2. Brill J.P. Multiphase flow in wells / J.P. Brill, H. Mukherjee. – Moscow; Izhevsk: Institute of computer research, 2006. – 384 p.

3. OLGA 6 GUI: user manual. – Kjeller, Norway: SPT group AS, 2008. – 240 p.

4. Martin Ch. TACITE 4.099 IFP code: user's guide / Charles Martin (CSHP). – <http://hmf.enseeiht.fr/travaux/CD0405/optmfm/mci/manuals/tacite/tacite1/tacite.htm>

5. PIPESIM Suite: user guide. – Schlumberger, 2005. – 196 p. – http://www.fanarco.net/books/production/pipesim_user_guide.pdf.

6. Akhmedov B.G. Operation of gas wells at late stage of development / B.G. Akhmedov, S.N. Buzinov // *Development and operation of gas and gas-condensate fields*. – Moscow: VNIIEgazprom, 1980. – Is. 10. – 37 p.

Shulepin S.A. Experimental research of liquid density impact to performance of gas-liquid flows in vertical tubes / S.A. Shulepin, O.V. Nikolayev, S.O. Ovodov, A.A. Lavrukhin, I.V. Stonozhenko, V.M. Pishchukhin, K.N. Guzhov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 96–100.

Results of actual experimental research of gas-liquid flows are presented. Within the experiments solutions with densities of 1050–1220 kg/m³ were used as a liquid fluid. Relationship has been analyzed with due regard for influence of solution density on charge performance

of gas-liquid flow. Some dependencies are withdrawn in new self-similar parameters such as «modified Froude criteria» and «relative loss of pressure».

References

1. Ter-Sarkisov R.M. New stage of studying gas-liquid flows in vertical tubes / R.M. Ter-Sarkisov, R.S. Suleymanov, S.N. Buzinov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2006. – № 3. – P. 64–67.

2. Ploskov A.A. Experimental simulation of wells' operational modes at final stage of Cenomanian deposits' development: thesis ... cand. of eng. / A.A. Ploskov. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 110 p.

3. Pat. RU № 118354, E21B47/00. Stand for testing conditions of liquid rise using gas / I.V. Shulyatkov, A.A. Ploskov, V.I. Shulyatkov; № 2012107910/03; appl. 02.03.12; publ. 20.07.12. – 6 p.

4. Savchuk V.P. Processing of measurements' results. Physical laboratory. Pt. Ч.1: manual for high school students / V.P. Savchuk. – Odessa: ONPU, 2002. – 54 p., ill.

5. Standard technological regulations on preparation and usage of polymeric-based process liquid for wells. – Moscow: Gazprom PKhG: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – 39 p.

6. Akhmedov B.G. Operation of gas wells at late stage of development / B.G. Akhmedov, S.N. Buzinov // *Development and operation of gas and gas-condensate fields*. – Moscow: VNIIEgazprom, 1980. – Is. 10. – 37 p.

7. Nikolaev O.V. Experimental study of the similarity of vertical gas-liquid flows in operation watered gas wells / O.V. Nikolaev, S.A. Borodin, S.A. Shulepin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – P. 76–83.

8. Huitt J. Two-phase ring flows / J. Huitt. N. Hall-Taylor. – Moscow: Energiya, 1974. – 408 p.

Guzhov K.N. Comparative analysis of empirical patterns for inclined gas-liquid flows in regard of Gazprom VNIIGAZ LLC test stand conditions / K.N. Guzhov, I.V. Stonozhenko, S.A. Shulepin, O.V. Buzinova // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 101–104.

Research for rising of efficacy in development of gas-condensate fields by horizontal and distinct-horizontal wells has been started nearly 60 years ago. Nowadays horizontal wells are being bored in all gas-producing countries of the World. As applied to horizontal wells due to the fact, that the angle of lean affects the modes of flow, the theory and interpreting of hydrodynamic research are quite more complicated in comparison with vertical wells. Creation of math model for hydrodynamic flow of hydrocarbon fluids is a rather complex problem being studied by many scientists all over the World. This particular issue is a theme of many experimental and theoretical publications, but it is still far from conclusion. Strict theoretical task definition in mechanics of multiphase flows is possible only in the simplest cases, so the best patterns are those, when physically substantial synthesis of experimental data is emphasized. The article contains comparative analysis of empirical models for inclined gas-liquid flows aimed at conditions of Gazprom VNIIGAZ test stand.

References

1. Guzhov A.I. Combined collecting and transporting of oil and gas / A.I. Guzhov. – Moscow: Nedra, 1973. – 279 p.
 2. Mamayev V.A. Motion of gas-liquid systems in tubes / V.A. Mamayev, G.E. Odishariya, O.V. Klapchuk et al. – Moscow: Nedra, 1978. – 270 p.
 3. Odishariya G.E. Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures / G.E. Odishariya, A.A. Tochigin. – Moscow: VNIIGAZ: Ivanovo State Power University, 1998. – 400 p.
 4. Cheng L. Two-phase flow patterns and flow-pattern maps: fundamentals and applications / L. Cheng, G. Ribatski, J.R. Thome // *Appl. Mech. Rev.* – 2008. – № 61. – P. 050802–050828.
 5. Ghajar A.J. A non-boiling two-phase flow heat transfer correlation for different flow patterns and pipe inclination angles / A.J. Ghajar, J. Kim // *Proceedings of the 2005 ASME Summer Heat Transfer Conference*, 2005. – P. 17–22.
 6. Brauner N. Analysis of stratified/non-stratified transitional boundaries in inclined gas-liquid flows / N. Brauner, D. Moalem Maron // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1992. – № 18. – P. 541–557.
 7. Barnea D. A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations / D. Barnea // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1987. – № 13. – P. 1–12.
 8. Weisman J. Effects of fluid properties and pipe diameter on two-phase flow patterns in horizontal lines / J. Weisman, D. Duncan, J. Gibson et al. // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1979. – № 5. – P. 437–462.
 9. Crawford T.J. Two-phase flow patterns and void fractions in downward flow. P. I: steady-state flow patterns / T.J. Crawford, C.B. Weinberger, J. Weisman // *Int. J. Multiphase Flow.* – 1985. – № 11. – P. 761–782.
 10. Spindler K. An experimental study of the void fraction distribution in adiabatic water–air two-phase flows in an inclined tube / K. Spindler, E. Hahne // *Int. J. Therm. Sci.* – 1999. – № 38. – P. 305–314.
 11. Beggs D.H. A study of two-phase flow in inclined pipes / D.H. Beggs, J.P. Brill // *J. Petrol. Technol.* – 1973. – № 25.
 12. Mukherjee H. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow / H. Mukherjee, J.P. Brill // *J. Energy Res. Tech.* – 1985. – № 107. – P. 549.
 13. Nikolayev O.V. Control of gas wells at final stage of deposit development according to the results of experimental research of gas-liquid flows in vertical tubes / O.V. Nikolayev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – 147 p.
 14. Brill J.P. Multiphase flow in wells / J.P. Brill, H. Mukherjee. – Moscow; Izhevsk: Institute for computer research, 2006. – 384 p.
- Vorontsov M.A. Methodological approach for calculating investigation of field gas treatment system by means of low-temperature separation with turboexpanders** / M.A. Vorontsov, D.M. Fedulov, A.S. Grachev, A.V. Prokopov, V.Yu. Glazunov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 105–111.

Technological system of gas treatment by means of low-temperature separation (LTS) with turboexpanders

includes turborefrigerating, separation and heat-exchanging units. Research complexity of the unit operating modes is determined by the mutual influence of the heat-exchange, separation, expansion and compression parameters on each other.

This paper presents methodological approach to multiparameter low-temperature separation process analysis using universal thermobaric characteristic. The proposed method allows visual interpretation of mathematic simulation results and simplifies further analysis. It makes possible to evaluate performance of each equipment unit and technology in general.

One could use the mentioned methodological approach both at the design stage and during operation of LTS units with turboexpanders. This method allows to make reasonable decisions during on-line unit monitoring, to evaluate impact of structural changes in flow chart on system operation with determination of its performance limit, to work out upgrade criteria for actual flow lines of turboexpanders. It could be also used while designing new gas treatment units to justify selection of main equipment parameters, such as turbomachine efficiency, expander pressure ratio, heat-exchangers' parameters etc.

References

1. Zarnitskiy G.E. Theoretical grounds for application of natural gas pressure energy / G.E. Zarnitskiy. – Moscow: Nedra, 1968. – 297 p.
2. Yazik A.V. Systems and means for cooling of natural gas / A.V. Yazik. – Moscow: Nedra, 1986. – 200 p.
3. Kubanov A.N. Analyzing variants for Bovanenkovo gas-condensate field gas preparation and gas-pipeline operation conditions / A.N. Kubanov, V.A. Suleymanov, Ye.N. Turevskiy // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1994. – № 3. – P. 8.
4. Yazik A.V. Turboexpanders in the systems for field gas preparation / A.V. Yazik. – Moscow: Nedra, 1977. – 173 p.
5. Turevskiy Ye.N. New engineering decisions at arrangement of Yamburg gas-condensate field: review / Ye.N. Turevskiy, V.I. Yelistratov, A.N. Kubanov et al. // *Preparation and processing of gas and gas condensate.* – Moscow: VNIIEgazprom, 1988. – Is. 5. – 10 p.
6. Kubanov A.N. Technological analysis of turborefrigerating equipment at the initial stage of operation of gas treatment unit on Bovanenkovo field / A.N. Kubanov, M.A. Vorontsov, D.M. Fedulov et al. // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 84–89.
7. Kubanov A.N. Alternative variants for preparation of offshore gas / A.N. Kubanov, Yu.A. Morev, T.S. Tsatsulina // *State and outlooks for mastering of the offshore oil-and-gas fields.* – Moscow: VNIIGAZ, 2003. – P. 139–145.
8. Kubanov A.N. Features of low-temperature separation application for preparation of gas from Bovanenkovo gas-condensate field / A.N. Kubanov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1994. – № 7. – P. 15.
9. Kubanov A.N. Specifics of low-temperature separation application for preparation of gas from Yamal peninsular Cenomanian and Aptian deposits / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, T.S. Tsatsulina et al. –

Moscow: Information and advertisement Center Gazprom. – 2008. – 92 p.

10. Kubanov A.N. Ways to solve a problem of preparing gas from Neocomian-Jurassic deposits of Yamal peninsular with getting stable condensate / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, T.S. Tsatsulina et al. // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2010. – № 4. – P. 54–60.

11. Kubanov A.N. Application of turborefrigerating equipment at a plant for complex gas preparation: compressor-expander or expander-compressor / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, A.V. Procopov et al. // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2011. – № 3. – P. 55–62.

Buznikov N.A. The influence of liquid holdup in an in-field pipeline on hydrate inhibitor motion / N.A. Buznikov, V.A. Istomin, R.A. Mitnitskiy // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 112–116.

Motion dynamics of hydrate inhibitor (diethylene glycol) within a field pipeline, transporting gas of Cenomanian deposits, is examined using an OLGA program complex. The way a liquid accumulated in the pipeline influences a time the inhibitor fills it is analyzed. It is shown, that when diethylene glycol moves along the pipeline previously purified of liquid phase, the inhibitor will consecutively accumulate in all lowered route sections, and time of loop filling with the inhibitor is determined by a minimal velocity of liquid at the upgrading sections of the route. If diethylene glycol is fed to the pipeline with accumulated liquid, the time of inhibitor dissemination will be determined by a mean velocity of liquid. At the same time much more time will be necessary to reach fixed concentration of diethylene glycol throughout the pipeline with accumulated liquid. Additional time will be spent for saturation of water collected in the pipeline with the inhibitor. Some engineering solutions aimed at optimizing the process of field pipelines' inhibiting are being discussed nowadays.

References

1. Rotov A.A. Analysis of methanol motion within the pipelines of gas-collecting systems / A.A. Rotov, A.V. Trifonov, V.A. Istomin et al. // *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*. – 2011. – № 6. – P. 26–29.

2. Buznikov N.A. Dynamics of accumulation and removal of hydrate inhibitor aqueous solution at initial filling of an offshore pipeline / N.A. Buznikov, V.A. Suleymanov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – № 8 (710). – P. 34–37.

3. Buznikov N.A. Modelling dynamics of hydrate inhibitors' motion in the field pipelines / N.A. Buznikov, V.A. Istomin, R.A. Mitnitskiy // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2016. – № 2 (734). – P. 94–98.

4. Pénélox A. A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Pénélox, E. Rauzy, R. Fréze // *Fluid Phase Equilibria*. – 1982. – V. 8. – № 1. – P. 7–23.

Faresov A.V. Comparison performance of kinetic hydrate inhibitors and practice of their industrial application at the Orenburgneft PJSC /

A.V. Faresov, A.I. Ponomarev, Ye.A. Kruglov, A.P. Baryayev // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 117–122.

A comparative analysis of various types of hydrate inhibitors (thermodynamic, anti-agglomerants, kinetic) is provided along with a discussion of the advantages and disadvantages of each class of chemicals. Kinetic (poly-N-vinylpyrrolidone, polycaprolactam, N-vinylpyrrolidone and caprolactam copolymer) and thermodynamic (methanol) inhibitors, as well as a new kinetic-type SONHYD-1801A hydrate inhibitor, manufactured by Neftechim Technologies CJSC, were chosen for laboratory testing.

A method for evaluation of hydrate inhibitors' performance using an in-house-fabricated experimental plant is suggested. It is a high-pressure (up to 30 MPa) thermal pressurized chamber with 250 cm capacity, equipped with a thermostatically controlled jacket, which allows testing in the temperature range of –40 to +25 °C.

Results of laboratory studies showing performance of various classes of chemical compounds as low-dosage hydrate inhibitors are presented. The conducted tests show high efficiency of investigated kinetic hydrate inhibitors, such as SONHYD-1801A and stereospecific co-polymer of poly-N-vinyl pyrrolidone and polycaprolactam. These chemicals are able to delay hydrate formation up to several days and to decrease the hydrate formation temperature up to 19 °C. Based on the work done, the dosage of kinetic hydrate inhibitors is by an order of magnitude lower than that of the classical thermodynamic inhibitor methanol. It results in significant reduction of operational costs associated with pipeline protection against gas hydrates.

References

1. 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. Istomin V.A. Prevention and liquidation of gas hydrates in gas production systems / V.A. Istomin, V.G. Kvon. – Moscow: Information and Advertisement Center Gazprom, 2004. – 508 p.

3. Istomin V.A. Gas hydrates in natural conditions / V.A. Istomin, V.S. Yakushev. – Moscow: Nedra, 1992. – 236 p.

4. Makogon Yu.F. Gas hydrates: prevention of origination and usage / Yu.F. Makogon. – Moscow: Nedra, 1985. – 232 p.

5. Faresov A.V. Research of efficacy of kinetic-type hydrate inhibitors / A.V. Faresov, A.I. Ponomarev // *Neftegazovoye delo*. – 2013. – V. 11. – № 4. – P. 86–95.

6. Faresov A.V. Studying of process parameters of kinetic-type hydrate inhibitors at their application and utilization at oil-and-gas production objects / A.V. Faresov, A.I. Ponomarev // *Neftegazovoye delo*. – 2014. – V. 1. – P. 137–147.

7. Carroll J. Natural gas hydrates / J. Carroll. – Moscow: Tekhnopress, 2007. – 316 p.

Shevkunov S.N. Features of paraffin therapy while developing the Achim productive strata of gas-condensate fields / S.N. Shevkunov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 123–130.

On example of Novatek gas producing company a vertically integrated technological chain of extracting, transporting and processing facilities is composed. Types and characteristics of mined deposits, methods of gas-condensate transportation, spectrum of products of processing industries, that use gas condensate as feedstock, are indicated. Special attention is paid to development of Achim gas-condensate deposits, in respect of which the issue of paraffin deposits' on the walls of pipelines and heat exchangers is revealed. Basic methods of treating paraffin sediments are listed and analyzed with special focus on the use of depressants.

Mode of depressants' action is described. Classification and major brands of depressants as well as their main shortcomings are given. It is suggested to overcome these disadvantages using a composition of depressor and dispersant additives. For the first time an optimal recipe of depressor and dispersant additives' composition for transportation of Achim gas condensate is suggested. Characteristics of composition and methodology of its usage for transportation of gas condensate by pipeline and railways are specified.

Results of pilot industrial tests of the mentioned composition and its influence on transportation and processing of Achim gas condensate are stated. Special attention is paid to interaction of the dispersant additives and water. Some ways to increase corrosion activity of gas condensate are suggested.

Domestic and international market of depressants and dispersants is estimated. Disadvantages of domestic and imported additives are analyzed. Procedure for selecting the most effective compositions of additives is recommended.

References

1. Danilov A.M. Using additives in fuels: reference book / A.M. Danilov. – Sankt-Petersburg: Khimizdat, 2010. – 368 p.
2. Terteryan R.A. Depressor additives for petrolea, fuels and oils / R.A. Terteryan. – Moscow: Khimiya, 1990. – 238 p.
3. Ivanov V.I. Depressor additives / V.I. Ivanov, L.N. Fremel et al. // Proc. of All-Union Scientific Research Institute for Petroleum and Gas Processing and Production of Artificial Liquid Fuel. – Moscow: TsNIITeneftkhim, 1982. – Is. 41. – 100 p.
4. Kapustin V.M. Petroleum and alternative fuels with dopes additives / V.M. Kapustin. – Moscow: Kolos, 2008. – 232 p.
5. Grishina I.N. Physical and chemical grounds and laws of synthesis, production and application of additives, improving quality of diesel fuels / I.N. Grishina. – Moscow: Neft i gaz, 2007. – 230 p.
6. Danilov A.M. Home additives to diesel fuels / A.M. Danilov // Mir nefteproduktov. Vestnik neftyanykh kompaniy. – 2010. – № 1.
7. Mukhtorov N.Sh. Efficacy of depressor and dispersive additives depending on fraction analysis of diesel fuels / N.Sh. Mukhtorov // Nefteproduktov i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskiye dostizheniya i peredovoy opyt. – 2012. – № 10. – P. 46.
8. Medvedeva M.L. Corrosion and protection of equipment at oil and gas processing / M.L. Medvedeva. – Moscow: Neft i gaz, 2005. – 130 p.

Lapshin V.I. Features of phase behavior of reservoir gas-condensate systems within a range of direct evaporation / V.I. Lapshin, A.N. Volkov, A.V. Polyakov // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 131–137.

Image of phase behavior of reservoir gas-condensate systems bases mostly on example of Pirson p-T phase diagram, having been published in most of textbooks and scientific manuals of gas-oil industry. Unfortunately, this diagram does not absolutely valid regarding phase behavior of real gas-condensate systems in the area of direct evaporation. But particular this issue is most actual right now, as more and more huge gas-condensate fields of Russia are approaching final stage of development being characterized with low reservoir pressures.

The article concerns with peculiarities of reservoir gas-condensate systems behavior in the area of direct evaporation. The recombined samples of gas-condensate systems of Urengoy (Achim), Yen-Yakhinsk (БУ₈₍₁₋₂₎ stratum), Astrakhan, Pechorogorskoye, North Vasugansk and Petlyatka (СД-IX, СД-VI strata) oil-and-gas-condensate and gas-condensate fields were studied. These recombined hydrocarbon systems were made of separation gas samples and samples of saturated condensate, selected during gas-condensate studies. Additionally an artificial gas-condensate mixture of pure C₁–C₁₀, C₁₂ and C₁₆ components was composed in order to estimate their participation in a process of direct evaporation. Features of phase behavior have been studied using phase equilibrium plants by methods of contact and differential condensation.

Basing on acquired results, characteristic features of real reservoir gas-condensate systems phase behavior in low pressures are shown. Factors, influencing the retrograde processes, are discussed, intensity of evaporation of retrograde condensate and varieties of its properties (density, molar mass) are studied, change in fraction analysis of produced condensate and losses of individual C₅–C₁₀, C₁₂, C₁₆ components is illustrated. It is stated, that in respect for development the most interesting are the systems containing more than 200 g/m³ of C₅₊, where the greatest change of a saturated stratum is reached due to direct evaporation of volatile (saturated) condensate. At the same time intensity of direct evaporation of stable condensate is much less.

References

1. Pirson S.J. Oil reservoir engineering / S.J. Pirson. – Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. – 570 p.
2. Recommendations R Gazprom 086-2010. Instruction on complex research of gas and gas-condensate wells: in 2 pts. / Gazprom VNIIGAZ LLC; S.N. Buzinov, Yu.N. Vasilyev et al.; adopt. Gazprom OJSC 05.08.2010, impl. 29.04.2011. – Moscow: Gazprom expo, 2011. – Pt. 1. – 234 p.; Pt. 2. – 319 p.
3. Gas-condensate systems and methods for their research. – Moscow: Nedra, 1984. – 152 p.
4. Volkov A.N. Physical modelling of composition and phase behavior of hydrocarbon systems in deep-buried oil-and-gas-condensate fields: thesis ... cand. of eng. / A.N. Volkov. – Moscow, 2004. – 180 p.
5. Lapshin V.I. Phase transformations of retrograde gas-condensate systems at development of oil-and-gas-condensate fields / V.I. Lapshin // Developing

fields of hydrocarbons. – Moscow: VNIIGAZ, 2008. – P. 201–211.

Prudnikov I.A. Experimentally adjusted method for calculating viscosity by composition of volatile liquid hydrocarbons / I.A. Prudnikov, A.N. Nesterenko, O.A. Omelchenko, D.A. Rychkov, A.G. Kasperovich, S.V. Bakustina // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 138–144.

Viscosity of liquid hydrocarbons is both one of determinant physical parameters characterizing filter properties of reservoir fluids and necessary parameter regarding transport and processing of liquid hydrocarbons. There is an overview of different methods for calculating dynamic viscosity of liquid hydrocarbons in the article. Special attention is paid to the methods grounding on fractional analysis of hydrocarbons and basic physical and chemical properties of components (molar mass, density, viscosity etc.). Using long-term practice of experimental viscosity defining for different fractional composition of liquid hydrocarbons from Western Siberia (and some sulfurous compositions from Orenburg region) authors have adjusted a method for calculating viscosity of liquid hydrocarbons, published in industry standard prepared by Siberian Scientific Research Institute of Petroleum Industry. The stages of correlation factors' calculation at each stage of adjustment are grounded. The article is concluded by comparison of results gained using different methods for calculation of dynamic viscosity.

References

1. Ramazanova E.E. Applied thermodynamics of the oil-and-gas-condensate fields / E.E. Ramazanova, F.G. Veliyev. – Moscow: Nedra, 1986. – 223 p.
2. Kalashnikov O.V. Engineering calculations for modelling process fluids of gas processing. Pt. 4: Viscosity, heat conduction and surface tension / O.V. Kalashnikov // *Khimecheskaya tekhnologiya*. – 1991. – № 3. – P. 28–34.
3. Company standard STO 51.00.021-84. Calculation of oil, gas and water composition and properties for oil fields of Glavtumenneftegaz. – Tumen: Siberian Scientific Research Institute of Petroleum Industry, 1985. – 39 p.
4. Kasperovich A.G. Balance calculations at designing and planning of processing raw hydrocarbons' from gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields / A.G. Kasperovich, R.Z. Magaril. – Moscow: Knizny dom Universitet (KDU), 2008. – 412 p.
5. API Technical data book. Petroleum refining, Fig. 2B2.1. – 1980.

Omelchenko O.A. Rapid fractional analysis according to Engler using correlations of American Petroleum Institute / O.A. Omelchenko, D.A. Rychkov, A.G. Kasperovich, S.V. Bakustina // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 145–150.

Determination of composition according to Engler (Engler distillation) is one of basic standard methods for characterizing raw liquid hydrocarbons and their liquid derivatives. Suggested method of rapid Engler distillation modelling uses well-known Riazi–Daubert correlations

and is realized on the grounds of fractional analysis and a number of basic physical&chemical individual and pseudo components. Novelty of this method consists in application of physically-valid transformation of fractional composition into an integral volumetric one with subsequent using of known API correlations, which convert data of true-boiling-points distillation into composition according to Engler distillation. Revealed comparison of calculations by new rapid method with other calculations and experimental data indicates rather high accuracy of the new method, exceeding accuracy of some popular systems of engineering simulation, and enables to recommend it for wide application.

References

1. ASTM D86-15. Standard test method for distillation of petroleum products and liquid fuels at atmospheric pressure. – West Conshohocken, PA: ASTM International, 2015. – <http://www.astm.org/>
2. Interstate Standard GOST 2177-99. Petroleum products. Methods for determination of distillation characteristics. – Moscow: Standartinform, 2006.
3. ASTM D 2892-13. Test method for distillation of crude petroleum (15-theoretical-plate column). – Moscow: Interstandart, 2013.
4. Interstate Standard GOST 11011-85. Petroleum and its products. Method for determination of fraction composition by apparatus APH-2. – Moscow: Standartinform, 2006.
5. API technical data book (Procedure 3A1.1). – 5th ed. – API, 1992.
6. Kasperovich A.G. Balance calculations while designing and planning processing of raw hydrocarbons from gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields / A.G. Kasperovich, R.Z. Magaril. – Moscow: Kniznyy Dom Universitet (KDU), 2008. – 412 p.
7. Hankinson R.W. Get accurate LNG densities with COSTALD / R.W. Hankinson, T.A. Coker, G.H. Thomson // *Hydrocarbon process (United States)*. – 1982. – V. 62. – P. 207–208.
8. Prytkov V.V. Modelling Engler distillation / V.V. Prytkov, A.G. Kasperovich, O.A. Omelchenko et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – № 3. – P. 96–100.

Shevkunov S.N. Ways to get methanol and motor fuels in gas field conditions / S.N. Shevkunov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 151–159.

Basing on experience of low-tonnage methanol production integrated into the objects of gas field it is suggested to create a new combined plant for production of motor fuels, synthetic methanol and regenerated methanol, which is going to be extracted from low-concentrated waste water-methanol solution with high concentration of salts and mechanical admixtures.

The article is dedicated to analysis of issues connected with provision of gas fields with hydrate inhibitors and motor fuel. Processes of working low-tonnage methanol manufacture, which is integrated into the objects of a gas field, are described. New engineering decisions for a combined motor fuel production plant are suggested. Technological schemes of plants for regeneration of spoiled methanol are presented.

Prospects of gas-chemical manufactures being integrated into the objects of gas fields are concluded.

References

1. Andreyev O.F. Methodological guidelines for calculation of phase equilibria of gas hydrates and prevention of hydrate formation / O.F. Andreyev. – Moscow: VNIIGAZ, 1985, – 125 p.

2. Nikolayev V.V. Basic processes of physical and physical-chemical gas processing / V.V. Nikolayev, N.V. Busygina, I.G. Busygin. – Moscow: Nedra, 1993. – 135 p.

3. Makogon Y.F. Gas hydrates, preventing their formation and using / Y.F. Makogon. – Moscow: Nedra, 1985. – 95 p.

4. Karavayev M.M. Technology of methanol synthesis / M.M. Karavayev, V.Ye. Leonov, I.G. Popov et al. – Moscow: Khimia, 1984. – 72 p.

5. Lapidus A.L. Gas chemistry / A.L. Lapidus, I.A. Golubeva, F.G. Jagfarov. – Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2008. – 357 p. – (High oil-and-gas education).

6. Science, new technology and ecology in gas industry: inform.-analyt. collection / N.Kh. Khallyev. – Moscow: Gazprom, 2008. – 48 p.

Bogoyavlenskiy V.I. Rational environmental management of regions with natural gas accumulations in upper parts of a layer / V.I. Bogoyavlenskiy, M.K. Tupysev, A.L. Titovskiy, V.A. Pushkarev // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 160–164.

During prospecting boring on the insufficiently explored areas the complications often arise in form of emissions from the so-called «gas pockets» in the upper part of the layer. Complications occur due to the lack of blowout-prevention equipment (BOP) on wells at drilling a large-diameter borehole, usually for a conductor. In most cases gas pockets can be detected by standard seismic studies. It is suggested to drill small diameter wells equipped with BOP. In case of discovering a gas pocket, additional geophysical and well survey is needed in order to complete the well as a production one, to estimate gas reserves in discovered deposit and to start gas production from the deposit. After these investigations the well should be equipped as a production one and gas gathered from the gas pocket could be used for local or industrial needs.

References

1. Kirillov N.G. Development of offshore-field liquefied natural gas production infrastructure as an issue of economical and national safety of Russia / N.G. Kirillov, A.N. Lazarev, S.V. Ivanovskiy // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – № 12. – P. 42–46.

2. Bogoyavlenskiy V.I. Arctic region and World Ocean: modern state, outlooks and issues of hydrocarbon exploration: monography / V.I. Bogoyavlenskiy // Proc. of VEO of Russia. – Moscow: VEO of Russia Publishers, 2014. – V. 182. – № 3. – P. 12–175.

3. Bogoyavlenskiy V.I. Gas emissions from cryolithozone of Yamak-Nenets autonomous area region / V.I. Bogoyavlenskiy, A.V. Mazharov, A.L. Titovskiy et al. // *Arkticheskiye vedomosti*. – 2014. – № 4 (12). – P. 60–67.

4. Laverov N.P. Fundamental aspects of rational mastering of Russian Arctic and offshore oil and gas resources: strategy, outlooks and issues / N.P. Laverov, V.I. Bogoyavlenskiy, I.V. Bogoyavlenskiy // *Arktika: ekologiya, ekonomika*. – 2016. – № 2 (22). – P. 4–13.

5. Bogoyavlenskiy V.I. Dangerous gas-saturated objects at waters of Arctic and other Russian seas / V.I. Bogoyavlenskiy, V.Yu. Kerimov, O.O. Olkhovskaya // Proc. of All-Russia conference with foreign participation «Arctic – petroleum and gas 2015». – DVD.

6. Yakushev V.S. Natural gas and gas hydrates in cryolithozone / V.S. Yakushev. – Moscow: VNIIGAZ, 2009. – 192 p.

7. Standard GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development.

8. Milnichuk I.P. Boring directed wells of small diameter / I.P. Milnichuk. – Moscow: Nedra, 1978. – 231 p.

9. Chursina N.V. Features of engineering and geological conditions of Shtokman gas-condensate field / N.V. Chursina, V.N. Bondarev // Proc. of III Int. conf. «Exploration of Russian Arctic offshore». – Sankt-Petersburg: A.M. Krylov Scientific Research Institute, 1997. – P. 77–78.

10. Bolshakova M.A. Gas condensates of Shtokman field / M.A. Bolshakova, T.A. Kiryukhina // *Geologiya nefi i gaza*. – 2007. – № 3. – P. 39–48.

11. Pat. 2579089 RU, E21B 43/00. Method of preparing a hydrocarbon field for exploration / V.I. Bogoyavlenskiy, V.M. Maksimov, M.K. Tupysev; patentee Institute for Oil and Gas Problems RAS; № 201451131/03; appl. 17.12.2014; publ. 02.03.2016, bul. № 9.

12. Pat. 2484245 РФ, E 21 B 47/00. Method for gas well exploration / A.I. Nikonov, A.M. Tupysev, M.K. Tupysev; patentee Institute for Oil and Gas Problems RAS; № 2012101345/03; appl. 17.01.2012; publ. 10.06.2013, bul. № 16.

13. Kniznikov A.Yu. Issues and outlooks for oil associated gas application in Russia / A.Yu. Kniznikov, Ye.A. Kutepova. – Moscow: WWF Russia, 2010. – 40 p.

14. Utility model certificate № 13398 RU, E21B 43/25, P04B 23/04. Gas-booster plant / V.I. Vyakhirev, P.A. Gersh, N.M. Dobrynin et al.; patentee Burgaz of Gazprom OJSC; № 99119456/20; appl. 05.02.1998; publ. 10.04.2000, bul. № 2.

15. Utility model patent № 67655 RU, E21B 43/25, P04B 23/04. Gas-booster plant / A.V. Afanasyev, A.V. Kustyshev, D.D. Plyashev et al.; patentee NPF «Nitpo» LLC; № 2007123649/22; appl. 22.06.2007; publ. 27.10.2007, bul. № 30.

Prokopov A.V. Absorption techniques for field preparation of gas-condensate gases / A.V. Prokopov, V.A. Istomin // Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 165–173.

Some field absorption procedures for preparation of natural gas-condensate gases, including both oil absorption regarding associated oil gases and low-temperature absorption regarding gas-condensate gases, are examined. Application of 1st-stage-separation condensates and separate fractions of hydrocarbons as the absorbents is analyzed. There are some results of

laboratory and industrial tests of bifunctional absorbents, such as a mixture of diethylene glycol and monoethyl ester of triethylene glycol, N-methylpyrrolidone and a mixture of diethylene glycol with solar oil. Ways for further perfection of field absorption low-temperature techniques are targeted.

References

1. Prokopov A.V. Degree of extraction and residual of C_{5+} hydrocarbons in a separated gas of gas-condensate fields / A.V. Prokopov, V.A. Istomin, D.M. Fedulov // *Neftegazokhimiya*. – 2016. – № 2 (in print).
2. Dunayev A.V. Features of manufacturing processes participating in field conditioning of natural gas with low condensate ratio / A.V. Dunayev, D.M. Fedulov, A.N. Kubanov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2015. – № 11. – P. 80–83.
3. Kubanov A.N. Ways to solve a problem of conditioning gas from Neocomian-Jurassic deposits of Yamal peninsular with getting stable condensate / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, T.S. Tsatsulina et al. // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2010. – № 4. – P. 54–60.
4. Nikolayev O.A. Provision of effective operation of Valanginian plants for complex gas preparation after commissioning a booster compressor station and a pump station for feeding the condensate from Urengoy oil-and-gas-condensate field / O.A. Nikolayev, O.P. Kabanov, N.A. Tsvetkov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2013. – № 4. – P. 31–34.
5. Lanchakov G.A. Impact of operation mode of Yen-Yakhinsk-field plant for complex gas preparation to preparation of condensate / G.A. Lanchakov, O.P. Kabanov, V.A. Stavitskiy et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2007. – № 7. – P. 71–73.
6. Solovyaynov A.A. Strategy for associated petroleum gas application in Russian Federation / A.A. Solovyaynov, N.N. Andreyeva, V.A. Kryukov et al. – Moscow: Kvorum, 2008. – 320 p.
7. Khalif A.L. Absorption of hydrocarbon gases / A.L. Khalif, S.P. Odintsova, I.S. Dvalishvili et al. – Moscow: TsNIITEneftegaz, 1965. – 49 p.
8. Lobkov A.M. Field collection and processing of petroleum and gas / A.M. Lobkov. – Moscow: Nedra, 1968. – 285 p.
9. Bekirov T.M. Technology of gas and condensate processing / T.M. Bekirov, G.A. Lanchakov. – Moscow: Nedra, 1999. – 596 p.
10. Inventor's certificate USSR № 593720. Way to prepare natural gas for transportation / V.P. Maksimov, A.P. Agishev, M.F. Tkachenko et al. – 1978.
11. Inventor's certificate USSR № 274089. Way to prepare gas of gas and gas-condensate fields for distant transportation / V.A. Konovalov, A.V. Khremin, V.F. Savelyev et al. – 1970.
12. Gritsenko A.I. Scientific grounds for field processing of raw hydrocarbons / A.I. Gritsenko. – Moscow: Nedra, 1977. – 239 p.
13. Besprozvanny A.V. Prospects for conditioning Valanginian gas of Yen-Yakhinsk field / A.V. Besprozvanny, O.P. Kabanov, V.A. Stavitskiy et al. // *Issues of Urengoy-complex field exploration: collect. sci. papers of Urengoygazprom LLC*. – Moscow: Nedra-Biznes tsentr, 2003. – P. 143–149.
14. Patent for invention RU № 2124929. Method of natural gas processing / A.G. Ananekov, Z.S. Salikhov, V.M. Gubin et al.; priority 23.06.1998.
15. Patent for invention RU № 2161526. Method of natural gas conditioning / A.G. Ananekov, A.G. Burmistrov, N.I. Kabanov et al.; priority 06.06.2000.
16. Patent for invention RU № 2283690. Method of hydrocarbon gas-condensate mixture processing / O.P. Andreyev, A.K. Arabskiy, I.V. Lebenkova et al.; priority 21.02.2005.
17. Kubanov A.N. Experience in practical usage of field low-temperature absorption technology and outlooks for implementation of new ways to extract liquid hydrocarbons / A.N. Kubanov, Ye.N. Turevskiy, S.A. Shevelev // *Efficacy estimation of engineering decisions, realized at oil-gas-producing objects of Gazprom OJSC: proc. of Gazprom OJSC Scientific&Technical Council*. – Moscow: Information and advertisement center Gazprom, 1999. – P. 134–143.
18. Bekirov T.M. Analysis of work of pilot plant for field low-temperature absorption / T.M. Bekirov, Ye.N. Turevskiy, V.V. Bragin et al. – Moscow: Information and advertisement center Gazprom, 1995. – 39 p.
19. Inventor's certificate USSR № 629955. Absorbent for drying and purification of gas / A.A. Loznov, I.A. Polosin, L.M. Markman et al. – 1978.
20. Inventor's certificate USSR № 1727869. Absorbent for drying and purification of natural gas / N.L. Yarym-Agayev, V.G. Matveyenko, L.D. Afanashenko et al. – 1992.
21. Inventor's certificate USSR № 1066299. Method of natural gas conditioning for transportation / Ye.N. Turevskiy, A.Ye. Vinokur, V.G. Gorechenkov. – 1984.

Potapov A.G. Laminar-turbulent transition at flow of newtonian and non-newtonian fluids in a round tube / A.G. Potapov // *Vesti gazovoy nauki: Current issues of gas production*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 2 (26). – P. 174–182.

Design and experimental data on violation of laminar flow and transition to turbulence at flowing of newtonian (viscous) and non-newtonian liquids in a round tube are analyzed. It is shown, that laminar-turbulent transition at flowing of viscous and viscous-plastic liquids in a round tube occurs, when at equality of hydraulic resistance factors in conditions of laminar and turbulent flows a ratio of entropies for these modes in the extent of 0,5 in simplistic terms practically coincides with the universal Feigenbaum constant being equal to 4,6692. It is stated, that at floating of viscous-plastic liquids with elastic characteristics, called viscous-elastoplastic liquids, crisis of laminar mode occurs much later, than regarding the viscous-plastic ones.

A hypothesis about the reasons for laminar-turbulent transition is formulated. It runs as follows: laminar-turbulent transition is caused by abnormality of laminar-flow balance between positive entropy production and negative entropy flux. At the same time a new stationary turbulent flow is being settled. It is characterized with other values of entropy production and flux, due to which balance restores. Grounding on the mentioned hypothesis one can expect two ways to

prolong laminar-turbulent transition in flowing liquid systems. The first is creation of conditions for limitation of entropy production efficacy. It could be realized either by superposing force fields or by making a liquid plastic and elastic due to special processing at control of rheology. Another way is in rising efficacy of entropy flux by intensifying heat-mass exchange between a system and its environment.

References

1. Astarita G. Principles of non-newtonian fluid mechanics / G. Astarita, G. Marrucci. – L.-N.Y.: McGraw-Hill, 1974. – 309 p.
2. Pavelyev A.A. Transition to turbulence at initial section of a round tube / A.A. Pavelyev, A.I. Remshin // *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*. – 2001. – № 4. – P. 113–121.
3. Pavelyev A.A. An lowest critical Reynolds factor for a flow in a round tube / A.A. Pavelyev, A.I. Remshin, S.Kh. Teplovodskiy et al. // *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*. – 2003. – № 4. – P. 47–55.
4. Hanks R.W. The laminar-turbulent transition for fluids with a yields stress / R.W. Hanks // *A. I. Ch. E. Journal*. – 1963. – V. 9. – P. 306–309.
5. Makovey N. Hydraulics of boring: transl. from Hung. / N. Makovey. – Moscow: Nedra, 1986. – 536 p. – Translation of ed.: Macovei N. Hidraulica forajului / N. Macovei. – Bucuresti: Editura tehnica, 1982.
6. Potapov A.G. Procedure for determination of hydraulic resistance reduction at flowing of viscous-plastic fluids / A.G. Potapov, V.G. Litvishko // *Collection of papers from Institute for Geology and Development of Fossil Fuels*. – Moscow: Institute for Geology and Development of Fossil Fuels, 1976. – Is. 27: Boring of deep test wells in complicated conditions of Lower Volga region. – P. 32–36.
7. Pavelyev A.A. Influence of structure of initial disturbances on a mode of stabilized flow in a tube / A.A. Pavelyev, A.I. Remshin, V.V. Trifonov // *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*. – 2006. – № 6. – P. 68–76.
8. Nikitin N.V. Numerical research of laminar-turbulent transition in a round tube under the influence of periodical input disturbances / N.V. Nikitin // *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*. – 2001. – № 2. – P. 42–55.
9. Moiseyev N.N. Mathematics carries out an experiment / N.N. Moiseyev. – Moscow: Nauka, 1979.
10. Potapov A.G. On crisis of laminar flow of non-linear media in a tube / A.G. Potapov // *Proc. of Intern. sch.-seminar «Reophysics and thermal physics of nonequilibrium systems»*. Pt. 1: Nonequilibrium processes in heterogenic media. – Minsk, 1991. – P. 136–137.
11. Potapov A.G. On the laminar-turbulent transition in the flow of viscous and viscoplastic liquids in a round pipe / A.G. Potapov // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 69–75.
12. Prigozhin I. Time, chaos, quantum. To solution of the clock paradox / I. Prigozhin, I. Stengers. – Moscow: Editorial URSS, 2003. – P. 200–239.
13. Sedov L.I. Mechanics of continuum / L.I. Sodov. – Moscow: Nauka, 1976.
14. Sychev V.V. Differential equations of thermodynamics / V.V. Sychev. – Moscow: Nauka, 1981.
15. Potapov A.G. Reason for laminar-turbulent transition at flowing of viscous and viscous-plastic liquids in a round tube / A.G. Potapov // *XI All-Russia congress on fundamental issues of theoretical and applied mechanics: collected papers*. – Kazan, 2015. – P. 3097–3099.
16. Millionshchikov M.D. Turbulent flows in boundary layer and in tubes / M.D. Millionshchikov. – Moscow: Nauka, 1969.
17. Nikolis G. Perception of Complicated / G. Nikolis, I. Prigozhin. – Moscow: Mir, 1990.
18. Hanks R.W. Theoretical analysis of the turbulent flow of non-newtonian slurries in pipes / R.W. Hanks, B.H. Dadia // *A. I. Ch. E. Journal*. – 1971. – V. 17. – P. 554–557.
19. Ilin G.A. Determination of critical flow velocity for wash and cement solutions / G.A. Ilin // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1971. – № 1. – P. 5–7.
20. Potapov A.G. Resistance at turbulent flow of drilling agents / A.G. Potapov // *Collected papers of Institute for Geology and Development of Fossil Fuels*. – Moscow: Institute for Geology and Development of Fossil Fuels, 1976. – Is. 27: Boring of deep test wells in complicated conditions of Lower Volga region. – P. 27–31.
21. Povkh I.L. Origin and development of turbulence while a disperse system moves in a round tube / I.L. Povkh, N.I. Bolonov, A.Ye. Eydelman // *Inzhenerno-Fizicheskii zhurnal (IFZh)*. – 1974. – V. XXVI. – № 5. – P. 901–907.
22. Filatov B.S. Flowing of clay suspensions in tubes / B.S. Filatov // *Kolloidnyy zhurnal*. – 1954. – V. XVI. – № 1. – P. 65–71.
23. Latypov E.K. Perfection of pressure lost calculation regarding the flow of viscous-plastic fluids in tubes / E.K. Latypov, B.S. Filatov // *Neftyanoye khozyaystvo*. – 1962. – № 3. – P. 23–30.
24. Kazakov A.V. On possibility to prolong laminar-turbulent transition at gross Reynolds factors by means of optimal selection of volume forces / A.V. Kazakov // *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*. – 2002. – № 4. – P. 81–86.
25. Kuzminskiy V.A. Influence of wing surface cooling on transition of laminar boundary layer into a turbulent one at supersonic velocities of flow / V.A. Kuzminskiy // *Uchenyye zapiski TsAGI. – Zhukovskiy: Central Aerohydrodynamic Institute*, 1981. – T. XII.
26. Vasilchenko S.V. Influence of elastic properties of structured systems on a process of gas bubble rising within these systems / S.V. Vasilchenko, A.G. Potapov // *Kolloidnyy zhurnal*. – 1989. – V. 51. – Is. 2.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье прилагаются

1. **Экспертное заключение** или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. **Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. **Тезисы** должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. **Английский перевод** тезисов (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. **Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. **Индекс УДК** в верхнем левом углу.

2. **Заголовок**, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. **Все сокращения** должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. **Числовой материал** приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1.).

6. **Для математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, име-

ющие сложную структуру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Cl), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. **Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. **Постраничные сноски** имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****)).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентотдача пластовых флюидальных систем глубоководных карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.