

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

**ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**4**  
2013

**65** ГАЗПРОМ  
ЛЕТ ВНИИГАЗ

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 4 (15) 2013

Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных  
и нефтегазоконденсатных месторождений

Издается

с 2010 г.



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

**Главный редактор** *П.Г. Цыбульский*, к.т.н.

**Редакционная коллегия** *Б.А. Григорьев*, член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н.  
*В.Н. Башкин*, профессор, д.б.н.  
*Ю.Н. Васильев*, профессор, д.т.н.  
*В.А. Истомин*, профессор, д.х.н.  
*Н.А. Крылов*, профессор, д.г.-м.н.  
*М.Н. Мансуров*, профессор, д.т.н.  
*Н.Б. Пыстина*, к.э.н.  
*В.А. Скоробогатов*, д.г.-м.н.  
*Н.Н. Соловьев*, д.г.-м.н.

**Научные редакторы** *Д.В. Изюмченко*, к.т.н.

*В.А. Истомин*, профессор, д.х.н.

**Рецензенты** *Д.В. Люгай*, профессор, д.т.н.

*В.И. Лапшин*, д.т.н.

## Над номером работали

Ответственный редактор *А.В. Лужкова*  
Редактор *Т.Г. Осияненко*  
Корректор *М.В. Бурова*  
Верстка *И.Ю. Белов*  
Обложка *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](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)

Подписано в печать 22.10.2013 г. 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», 2013

Цена свободная.

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

## Слово научного редактора

Ведущий научный центр газовой отрасли – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – отмечает в 2013 году 65-летие со дня образования. На протяжении десятилетий институт находится на острие актуальных технических задач и в значительной мере способствует формированию научно-технической политики ОАО «Газпром». В связи с постоянным усложнением условий добычи газа и газового конденсата роль отраслевой газовой науки в поддержании лидирующих позиций компании с каждым годом будет только возрастать.

Эпоха «легкого» сеноманского газа заканчивается. В настоящее время месторождения-гиганты – Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, а также ряд менее крупных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Поэтому одной из важнейших научно-технических задач является обеспечение эффективности эксплуатации месторождений Надым-Пур-Тазовского региона Ямало-Ненецкого автономного округа. Наибольшую актуальность имеют вопросы поддержания уровней добычи газа за счет реконструкции и модернизации существующего технологического оборудования, новых принципов освоения низконапорного газа, а также ввода в эксплуатацию новых продуктивных горизонтов (газоконденсатных залежей ачимовской толщи, надсеноманских газовых залежей). В этой области необходимы разработка целого комплекса наукоемких технологий и их внедрение на объектах добычи газа.

Одним из реализуемых сегодня ОАО «Газпром» мегапроектов является освоение месторождений п-ова Ямал с гигантскими запасами газа. Уже введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс Бованенковского месторождения. Комплексное освоение месторождений суши Ямала планируется осуществить путем создания трех промышленных зон – Бованенковской, Тамбейской и Южной. Этому отводится решающая роль в развитии газовой промышленности и обеспечении энергетической безопасности России в XXI веке. В связи с этим предстоит решить огромный комплекс взаимосвязанных научно-технических вопросов. Не за горами и следующий этап – освоение месторождений п-ова Гыдан.

Другим ключевым проектом ОАО «Газпром» является создание центров газодобычи в Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия), Сахалинской области и Камчатском крае. Продуктивные горизонты этого региона резко отличаются от залежей Западной Сибири. Природный газ содержит не только  $C_{3+}$ , но и гелий в промышленных концентрациях (до 0,5 %), а также этан (в среднем 5 %). Здесь необходимы инновационные подходы не только к разработке газоконденсатных месторождений с тонкими нефтяными оторочками, но и новые подходы к строительству и конструкциям скважин, подготовке и переработке добываемого сырья с учетом аномальных термодинамических условий в залежах и наличия гелия.



Д.В. Изюмченко,  
директор  
Центра разработки  
и эксплуатации газовых  
и нефтегазовых  
месторождений  
ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ»,  
к.т.н.



В.А. Истомин,  
главный научный  
сотрудник  
Центра разработки  
и эксплуатации газовых  
и нефтегазовых  
месторождений  
ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ»,  
д.х.н., профессор

*Еще тридцать лет назад газовая промышленность России столкнулась с освоением сложнейшего Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Аномально высокое пластовое давление и большое содержание кислых компонентов (до 40 %) в пластовом газе месторождения стали в тот период серьезным вызовом отраслевой науке и технике. Разработка месторождений сложного углеводородного состава при наличии значительного количества кислых компонентов сопровождается рядом осложняющих факторов, среди которых одним из важнейших являются жесткие экологические требования. На примере уникального Астраханского ГКМ сегодня уже можно говорить о второй жизни подобных месторождений. Это связано с существенным прогрессом в области коррозионно-стойких материалов и нового оборудования для подготовки газа, что позволяет эффективно, энергонезависимо и с учетом всех экологических требований наращивать добычу газа, утилизируя сероводород и диоксид углерода обратно в пласт.*

*В публикуемых в настоящем сборнике статьях специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром добыча Уренгой» и других организаций отражены результаты исследований по актуальным проблемам добычи и подготовки газа в различных регионах России.*

*Сборник представляет интерес для широкого круга специалистов нефтегазового профиля, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.*

## Содержание

- 6 **Истомин В.А., Федулов Д.М.**  
Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования
- 15 **Истомин В.А., Федулов Д.М., Минаков И.И., Квон В.Г., Буракова С.В.**  
Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе
- 22 **Васильев Ю.Н.**  
Разгазирование подошвенной воды как основная причина обводнения газового месторождения при его разработке
- 28 **Ляшенко А.В., Жирнов Р.А., Изюмченко Д.В.**  
Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода
- 36 **Изюмченко Д.В., Николаев О.В., Шулепин С.А.**  
Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики
- 46 **Николаев О.В., Шулепин С.А.**  
Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины
- 53 **Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А., Михайлов А.М.**  
Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений
- 62 **Ротов А.А., Истомин В.А.**  
Адаптация гидродинамических моделей газожидкостных потоков в трубопроводах промысловых газосборных систем
- 69 **Потапов А.Г.**  
К вопросу о ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязкопластичных жидкостей в круглой трубе
- 76 **Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А.**  
Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин
- 84 **Кубанов А.Н., Воронцов М.А., Федулов Д.М., Глазунов В.Ю.**  
Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2 Бованенковского НГКМ
- 90 **Кубанов А.Н., Цацулина Т.С., Ключова Н.Н., Дунаев А.В.**  
Специфика требований к качеству газа, подготавливаемого на УКПГ Бованенковского НГКМ
- 93 **Елистратов А.В., Лаухин Ю.А., Миронов В.В., Чикалова Л.Г., Проценко Т.А.**  
Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ
- 99 **Касперович А.Г., Овсянкин М.В., Рычков Д.А., Омельченко О.А.**  
Комплексное моделирование добычи и переработки жидких углеводородов северных месторождений ОАО «Газпром» в Западной Сибири
- 106 **Ларюхин А.И., Еремина Л.Н., Митницкий Р.А.**  
Мониторинг физико-химических характеристик углеводородов для контроля и совершенствования добычи, подготовки и транспортировки продукции Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса
- 113 **Минигулов Р.М., Грицишин Д.Н., Аболенцев И.С.**  
Установка подготовки газа с удаленным управлением и автономным энергоснабжением
- 118 **Исаева Н.А.**  
Обоснование схемы размещения эксплуатационных скважин ПХГ, создаваемого в крупноамплитудной ловушке водоносного пласта
- 125 **Капыш В.В., Кулемин Н.В., Истомин В.А.**  
Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях
- 132 **Истомин В.А.**  
Неизотермическая фильтрация газа в призабойной зоне пласта
- 142 **Сведения об авторах**
- 148 **Аннотированный перечень статей**
- 152 **Annotated list of articles**

# Центр разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

## Научно-исследовательские и проектные работы

- Разработка комплексных программ развития ОАО «Газпром»:
  - Комплексная программа повышения эффективности разработки месторождений;
  - Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа;
  - Программа геолого-технических мероприятий (ГТМ) на фонде скважин ОАО «Газпром»;
  - разделы Программы научно-технического сопровождения комплексного освоения месторождений п-ова Ямал;
  - Проектная документация по разработке месторождений Большого Уренгоя и п-ова Ямал (Бованенковского, Харасавэйского, Крузенштернского, Северо-Тамбейского), Астраханского, Чаяндинского и других месторождений.
- Решение научно-методических проблем проектирования, разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.
- Совершенствование и создание новых технологий и методов для повышения эффективности бурения скважин, разработки и эксплуатации месторождений.
- Разработка новых технологий и техники строительства, эксплуатации и ремонта скважин.
- Разработка гидрогазодинамических моделей, проектирование и мониторинг внутрипромысловых систем сбора и подготовки к транспорту газа и конденсата (в том числе для морских месторождений).
- Создание регламентирующих и нормативных документов национального и отраслевого уровней в области разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.
- Технично-экономические оценка и обоснование:
  - выбора объектов для лицензирования ОАО «Газпром»;
  - вариантов добычи и использования газа;
  - перспектив развития добывающих мощностей ОАО «Газпром» при различных макроэкономических сценариях;
  - проектов разработки, новых технологий в области разработки и добычи углеводородов;
  - коэффициентов извлечения газа, конденсата и нефти;
  - дифференцированной ставки НДС в газовой отрасли.



## Опыт в области проектирования разработки месторождений:

- Надым-Пур-Тазовского региона;
- п-ова Ямал (Бованенковская группа, Тамбейская группа и др.);
- Восточной Сибири (республика Саха (Якутия), Иркутская область и Красноярский край);
- Прикаспия;
- зарубежных стран (Китай, Узбекистан, Вьетнам, Иран и др.).

Директор Центра – к.т.н. Изюмченко Дмитрий Викторович

Тел.: +7 (498) 657-40-44

D\_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru

## Новые научно-технические решения и разработки

- Буровой раствор для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях.
- Субгоризонтальное бурение скважин на сеноманские залежи Крузенштернского и Харасавэйского ГКМ для добычи газа и конденсата акваториальной зоны.
- Применение двухзабойных скважин с субгоризонтальным окончанием стволов для вскрытия неоком-аптских залежей Крузенштернского ГКМ.
- Моделирование и экспериментальное исследование динамических процессов работы газовых скважин.
- Разработка рекомендаций по предупреждению гидратообразования в призабойной зоне скважин при их эксплуатации и газодинамических исследованиях (применительно к Южно-Русскому и Чаяндинскому месторождениям).
- Способ исследования продуктивности наклонно направленных газовых скважин.
- Техническое решение по повышению конденсатоотдачи пласта при большом этаже газоносности (с применением сайклинг-процесса).
- Закачка диоксида углерода в продуктивные пласты Астраханского ГКМ с целью повышения конденсатоотдачи.

## Внедренные инновационные научно-технические решения

- Технологическое обоснование целесообразности забуривания боковых стволов при разработке сеноманской залежи Северо-Уренгойского месторождения.
- Использование новых составов буровых растворов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях (Астраханское ГКМ).
- Технологии подготовки газа на УКПГ Бованенковского НГКМ, Киринского ГКМ и др.
- Оптимизация рециркуляционных технологий применения ингибиторов гидратообразования на Уренгойском месторождении.
- Применение плунжерного лифта для эффективного выноса жидкости из газовых скважин.

## Перспективные направления работы Центра

- Комплексное научно-технологическое сопровождение освоения месторождений п-ова Ямал.
- Проведение опытно-промышленных работ на Чаяндинском НГКМ с созданием полигонов по отработке технологий воздействия на нефтяную оторочку с целью повышения нефтеизвлечения.
- Создание полигона на разбуренной части Астраханского НГКМ для отработки технологий утилизации кислых компонентов.
- Исследования движения газожидкостных потоков на экспериментальном стенде для определения оптимальных технологических режимов работы вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений.



УДК 622.279.23:665.632 + 622.279.23

**В.А. Истомин, Д.М. Федулов**

## **Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования**

**Ключевые слова:**  
призабойная зона  
пласта,  
гидратообра-  
зование,  
минерализация  
пластовой воды,  
гидратообразование  
в призабойной зоне  
пласта.

**Keywords:**  
near wellbore  
formation,  
hydrate formation,  
formation water  
mineralization,  
hydrates in the near  
wellbore formation.

На многих месторождениях Восточной Сибири имеет место высокая минерализация остаточной воды в коллекторе [1]. Несмотря на то, что минерализованная вода является ингибитором гидратообразования, на месторождениях Южной Якутии не исключается возможность гидратообразования в призабойной зоне пласта (ПЗП) из-за аномально низких пластовых температур. В работе рассматриваются особенности термодинамики ПЗП при минерализации остаточных вод и возможности гидратообразования применительно к газоконденсатным месторождениям Южной Якутии.

Хорошо известно, что в ПЗП происходит дросселирование флюида, т.е. имеет место неизотермическая фильтрация. Неизотермическая фильтрация газа и нефти исследована в классических работах Б.Б. Лапука [2], И.А. Чарного [3], Э.Б. Чекалюка [4] и их последователей [5–8]. Под дросселированием в технической термодинамике понимается идеализированный процесс бесконечно медленного движения (фильтрации) флюида через пористую перегородку между двумя резервуарами с разными давлениями. В нефтегазовой отрасли стационарный (точнее, квазистационарный) процесс фильтрации газонефтеконденсатной флюидальной системы в окрестности скважины рассматривается именно как дросселирование флюида при сохранении его энтальпии. При этом следует иметь в виду, что имеется несколько отличий неизотермического течения природного газа в призабойной зоне от процесса дросселирования, обсуждаемого в прикладной термодинамике. Кратко рассмотрим эти отличия.

1. В начальный период (после включения скважины в работу или при изменении ее дебита) процесс течения газа в ПЗП является нестационарным, причем достаточно быстро устанавливается квазистационарный режим по давлению. Поскольку имеет место теплообмен газа со скелетом (коллектором) и вмещающими флюидами (в данном случае – засоленной остаточной влагой), то температурный режим устанавливается за более длительное время. В коллекторах низкой проницаемости время выхода на квазистационарный термобарический режим может быть достаточно большим (несколько суток). Тогда как для коллекторов газоконденсатных месторождений Южной Якутии характерное время установления стационарного термобарического режима составляет несколько часов (судя по усредненным величинам проницаемости керна с учетом опыта исследований газовых скважин на стационарных режимах).

2. Имеют место фазовые превращения – выпадение из дросселирующегося газа конденсационной влаги (или гидратов), а также нестабильного углеводородного конденсата. Эти процессы сопровождаются изменением температуры фильтрующегося газа. Из-за малого удельного количества конденсационной воды на месторождениях Южной Якутии оказывается возможным пренебречь тепловым эффектом конденсации водной фазы из газа при его неизотермической фильтрации. Это было проверено сопоставительными термодинамическими расчетами изоэнтальпийного расширения природного газа при наличии конденсирующихся паров воды в газе и при их отсутствии.

3. Некоторое отличие неизотермического течения газа в ПЗП от процесса дросселирования связано с возрастанием скорости газового потока в призабойной зоне и выходе в ствол скважины. Простые оценки показывают, что изменение кинетической энергии флюида в ПЗП незначительно влияет на его температуру.



4. Наличие неоднородности коллектора и перфорационных отверстий. При безгидратном режиме эксплуатации скважины эти факторы не оказывают какого-либо заметного влияния на температуру разных участков забоя из-за близости давлений. Тогда как при гидратном режиме необходим учет особенностей локального дросселирования газа в окрестности перфорационных отверстий, что представляется существенным при создании реалистичных математических моделей гидратоаккумуляции в ПЗП.

Таким образом, процесс неизотермического течения природного газа с учетом изменения скорости потока и фазовых превращений (конденсации воды, выпадения углеводородного конденсата) в первом приближении является изохэнтальпийным. Более точно его можно рассматривать как политропный с показателем политропы, близким к показателю изохэнтальпы.

Традиционное допущение теории разработки газовых и газоконденсатных месторождений – неподвижность остаточной влаги при фильтрации газа в пласте – в ПЗП нарушается. В ходе эксплуатации скважины призабойная зона постепенно увлажняется выше порога начала подвижности воды, при этом «в среднем» устанавливается стационарное распределение влагонасыщенности порового пространства в радиальном направлении от скважины. Это означает, что через некоторое время вся выпадающая в ПЗП конденсационная вода в ней уже не задерживается, а фильтруется вместе с газом и выносится на забой скважины. Говоря «в среднем», мы имеем в виду, что при некоторых режимах фильтрации не исключается возникновение пульсационного (автоколебательного) процесса с периодическим выносом части жидкой поровой влаги на забой скважины.

Другая особенность фильтрации газа в присутствии остаточной воды в коллекторе – некоторое изменение конфигурационного расположения влаги в поровом пространстве при увеличении дебита скважины. Двигающийся газ как бы формирует «под себя» фильтрационные каналы, а при повышенных депрессиях на пласт обеспечивает частичный вынос воды в первую очередь из крупных пор на забой скважины, оттесняя оставшуюся воду в более мелкие поры. Причина выноса влаги в основном из крупных пор связана с различными скоростями газа в порах разного размера. В исследованиях на ядрах реализация такой схемы течения может проявляться в виде нелинейности закона

фильтрации по газу. Недавно по этому направлению исследований была опубликована принципиально важная монография С.Е. Ершова, Д.И. Иванова и М.П. Хайдиной [8], в которой, в частности, обсуждается модель С.Е. Ершова и Ю.П. Коротаева так называемого «псевдоначального градиента» по газу с учетом концевго эффекта в присутствии капиллярно удерживаемой в керне жидкой фазы (воды).

Рассмотрим качественные физические представления о неизотермической фильтрации газа при наличии в поровом пространстве пресной воды (как без образования, так и с образованием гидратов в ПЗП). Исходный термобарический режим залежи предполагается достаточно близким к гидратному, но в самом пласте газовые гидраты отсутствуют (т.е. температура пласта несколько выше температуры гидратообразования). В то же время в призабойной зоне предполагается возможным процесс гидратообразования при определенных режимах работы эксплуатационных скважин (при депрессиях на пласт, превышающих безгидратную депрессию).

Пусть в некоторый момент времени скважина включается в работу, а в призабойной зоне первоначально имеет место равномерное распределение насыщенности пористой среды влагой по радиусу от скважины. Через небольшой промежуток времени формируется квазистационарное распределение давления вокруг скважины (депресссионная воронка). Несколько позже устанавливается квазистационарный температурный режим, т.е. прекращается теплообмен между фильтрующимся газом, скелетом и остаточной водой (в работе [4] отмечено, что при квазистационарном режиме можно пренебречь эффектами, связанными с кондуктивной теплопроводностью). Таким образом, устанавливается квазистационарное термобарическое поле в окрестности скважины – термодепрессионная воронка. По проведенным авторами оценкам, характерное время его установления составляет не более нескольких суток в силу относительно высоких проницаемостей пород месторождений Южной Якутии. Для низкопроницаемых коллекторов данный вопрос требует специального расчетного исследования. Квазистационарная термодепрессионная воронка медленно эволюционирует за счет «движения контура питания» вокруг скважины (до того момента, пока контур питания не остановится). Термодепрессионная воронка

является следствием изохэнтальной течения газа.

Из дросселирующегося газа в призабойной зоне пласта выпадает влага, и через некоторое время формируется стационарное распределение влагонасыщенности в радиальном направлении. В каждой точке призабойной зоны устанавливается свое пороговое значение влагонасыщенности, зависящее от скорости фильтрации газа. Вопрос о пороговых значениях влагонасыщенности требует специального экспериментального изучения. Здесь возникает задача длительности достижения стационарной влагонасыщенности порового пространства. Конденсационная влага продолжает выпадать из фильтрующегося газа, но не остается неподвижной в поровом пространстве, а фильтруется вместе с газом с последующим выносом на забой скважины (а при достаточно высоких дебитках – и на устье скважины). Механизм фильтрации выделяющейся из газа влаги (при объемном ее выделении в силу дроссельного эффекта) не вполне известен и, вероятно, отличается от механизма совместной фильтрации газа и воды при отсутствии конденсации. Можно выделить два аспекта – двухфазное течение газа с распределенными в газе микро(нано)каплями воды и пленочное течение жидкой влаги. Удельное количество выносимой на забой жидкости определяется по влагосодержанию газа в пласте и на забое скважины. При этом можно сделать допущение о квазиравновесном выпадении влаги из газовой фазы, поскольку процесс ее конденсации растянут по всей призабойной зоне. Это допущение, по-видимому, не вполне корректно только вблизи радиуса скважины ( $R_{скв}$ ), т.е. при выходе газа на забой. Имеется в виду, что часть паров воды не успевает конденсироваться в пористую среду, т.е. газ может выходить на забой с некоторой (небольшой) пересыщенностью по парам воды.

Если фактическая депрессия на пласт превышает безгидратную депрессию, то по связи температуры и давления дросселирующегося газа (или, иначе говоря, по изменению температуры и давления «вдоль изохэнталы» и условиям гидратообразования газа конкретного состава) определяется радиус зоны гидратообразования ( $R_c$ ) вокруг скважины (здесь и далее для простоты рассуждений имеется в виду одномерная плоско-радиальная модель фильтрации газа вокруг скважины). В цилиндрическом слое  $R_c - R_{скв}$  вокруг скважины возможно обра-

зование газовых гидратов и их постепенное накопление в порах коллектора. Но из-за сильной крутизны депрессионной воронки для осесимметричной фильтрационной задачи ширина зоны гидратообразования ( $R_c - R_{скв}$ ) при разумных депрессиях может составить только десятки сантиметров. Первоначально в процесс гидратообразования включается имеющаяся в зоне  $R_c - R_{скв}$  остаточная поровая влага, причем она не сразу переходит в гидрат из-за появления газогидратной пленки на поверхности воды. После начальной стадии гидратообразования газовойодяной контакт блокируется гидратным слоем, и процесс замедляется: вода, находящаяся между гидратом и частицами породы, некоторое время остается «незагидратченной». Но в конечном счете останется только пленочная влага, поскольку ее химический потенциал ниже, чем потенциал объемной фазы воды. Определение количества такой пленочной воды как функции давления и температуры гидратообразующего газа может быть сделано расчетным путем с использованием экспериментальных данных по потенциалу поровой влаги (активности поровой воды от влагонасыщенности зерна). Оценить время перехода в гидратное состояние практически всей поровой влаги в зоне  $R_c - R_{скв}$  теоретическим путем (без специальных экспериментов) довольно затруднительно.

Процесс гидратоотложения в зоне  $R_c - R_{скв}$  продолжается посредством двух механизмов. Во-первых, за счет конденсации в этой зоне паров воды из газа непосредственно в гидратную фазу. Во-вторых, за счет фильтрующейся совместно с газом из дальних участков призабойной зоны жидкой воды, которая ранее сконденсировалась из газа. В первом приближении можно допустить, что фильтрующаяся вода, достигнув зоны  $R_c - R_{скв}$ , переходит в гидраты полностью и остается в твердой фазе в порах коллектора.

Таким образом, схематически выделяем две стадии процесса гидратоотложения в ПЗП при заданной депрессии на пласт, превышающей безгидратную депрессию. На первой стадии коллектор дальней части призабойной зоны  $R > R_c$  постепенно насыщается конденсационной водой, но вода в ней еще неподвижна. При этом процесс гидратообразования с самого начала происходит в ближней зоне  $R_c - R_{скв}$  посредством конденсации паров воды из газа непосредственно в газогидрат-

ную фазу. Параллельно и своя исходная поровая влага зоны  $R_c - R_{скв}$  переходит в гидратное состояние. Процесс гидратообразования на этой стадии достаточно медленный, так как в гидраты превращается только масса сконденсировавшейся из газа воды, определяемой по разности равновесного влагосодержания газа между точками  $R_c$  и  $R_{скв}$ . На второй стадии поровая вода из дальней призабойной зоны  $R > R_c$  достигает порога подвижности и начинает фильтроваться в ближнюю зону, где и переходит в гидратную фазу. Таким образом, процесс тампонирувания гидратами зоны  $R_c - R_{скв}$  первоначально идет медленно, а затем постепенно самоускоряется, поскольку вся выделяющаяся из газа в призабойной зоне конденсационная вода начинает «работать» на тампонирувание гидратами очень узкой зоны в окрестности  $R_c$ . При постоянной депрессии на пласт и достижении величины гидратонасыщенности порового пространства вблизи  $R_c$  на уровне 40–60 % дебит скважины начинает резко падать. Так, для надсеноманских (туронских) залежей Западной Сибири, для которых имеет место высокая начальная влагонасыщенность пород коллектора, можно дать оценку снизу времени возможной эксплуатации скважины в гидратном режиме, допуская, что вторая стадия процесса начинается практически сразу. Тогда как для пластов с очень низкой начальной влагонасыщенностью (для месторождений Южной Якутии) необходимо оценивать и длительность первой (медленной) стадии, но здесь следует учитывать высокую минерализацию остаточной влаги в коллекторе.

Предложенная выше для случая пресной поровой воды в коллекторе физическая модель гидратообразования и гидратообразования в ПЗП является более полной, чем представленные в литературе [5, 9], и имеет существенные отличия – наличие двух стадий и постепенное самоускорение процесса. Следует отметить, что и эта (более полная) физическая модель является лишь некоторым приближением. Для ее дальнейшей конкретизации необходимы как специальные экспериментальные исследования, так и численное моделирование отдельных составляющих элементов.

Переходим к описанию термодинамики ПЗП при наличии минерализации остаточной влаги в коллекторе. Прежде всего рассмотрим качественные отличия конденсации влаги из газа от случая с пресной остаточной влагой,

а также особенности гидратообразования и гидратообразования в ПЗП. Наличие минерализации остаточной влаги в коллекторе меняет физическую картину процесса конденсации влаги из дросселирующегося газа. Отличие связано с тем, что пластовый газ, находящийся в равновесии с поровой минерализованной водой, оказывается недонасыщенным влагой по отношению к пресной воде.

В первую очередь рассмотрим случай небольшой минерализации остаточной влаги в коллекторе. В начальный период времени, после включения (с заданной депрессией на пласт) скважины в работу, конденсирующаяся из газа влага вдали от скважины постепенно разбавляет поровый раствор. Причем процесс разбавления остаточной воды в коллекторе в каждой точке ПЗП с определенными термобарическими условиями заканчивается по достижении равновесного состояния с фильтрующимся газом (чем ниже давление дросселирующегося газа в рассматриваемой точке, тем ниже концентрация солей в поровой влаге). Таким образом, через некоторое время возникает стационарное распределение минерализации влаги порового пространства ПЗП вплоть до нулевой концентрации на некотором расстоянии  $R_0$  от скважины. Следует отметить, что данное стационарное состояние устойчиво: оно поддерживается течением дросселирующегося природного газа (с заданной депрессией на пласт) и исходным влагосодержанием газа в пластовых условиях. После установления стационарного распределения концентрации солей в поровом растворе вдоль радиуса скважины в зоне  $R > R_0$  влага вообще перестает выделяться из газа, т.е. влагосодержание пластового газа на этом участке перестает изменяться. Тогда как в ближней от скважины зоне конденсации водяных паров ( $R_0 - R_{скв}$ ) по термодинамическим соображениям влага из газа должна конденсироваться постоянно, поэтому поровый раствор постепенно полностью опреснится (разумеется, процесс опреснения будет протекать параллельно с процессом фильтрации конденсирующейся воды при достижении пороговой влагонасыщенности). После полного опреснения порового раствора на участке  $R_0 - R_{скв}$  конденсация влаги из газа будет продолжаться.

Таким образом, призабойная зона скважины подразделяется на два участка: дальний ( $R > R_0$ ), где влага из газа через некоторый

промежуток времени перестает конденсироваться (реализуется стационарное распределение концентрации солей в водном растворе), и ближний ( $R_g - R_{скв}$ ), где влага из газа постоянно конденсируется (а соли постепенно оказываются полностью «отмытыми» из поровой влаги коллектора).

При увеличении депрессии на пласт система может войти в область гидратообразования. При этом зона  $R_g - R_{скв}$  в свою очередь разделится на две подзоны: конденсации жидкой воды ( $R_g - R_c$ ) и конденсации газового гидрата ( $R_c - R_{скв}$ ). В зоне  $R_g - R_{скв}$  фактически реализуется вышеописанный случай пресной поровой влаги, поскольку с течением времени поровый раствор полностью опреснится. Однако здесь имеет место своеобразная начальная стадия процесса гидратообразования, который начинается вблизи  $R_{скв}$  и постепенно распространяется по зоне  $R_c - R_{скв}$  в ходе разбавления конденсационной водой порового раствора, тогда как для пресного раствора этот процесс начинается сразу по всей зоне  $R_c - R_{скв}$ .

Таким образом, для слабоминерализованной остаточной влаги в коллекторе полностью сохраняются введенные в 1970-е гг. применительно к пресной влаге в ПЗП понятия «безгидратная депрессия» и «безгидратный дебит» скважины. Однако возникают два новых момента относительно конденсации паров воды из газа и гидратообразования в ПЗП:

1) наличие дальней зоны  $R > R_g$ , в которой после установления стационарного состояния концентрация солей в поровом растворе меняется от максимального значения (в пласте) до нуля (при  $R = R_g$ ). В этой зоне влага из газа перестает выпадать после установления стационарного режима минерализации порового раствора. В то же время в ближней зоне  $R < R_g$  из дросселирующегося газа постоянно конденсируется влага;

2) для слабоминерализованной остаточной влаги в коллекторе при депрессии на пласт, превышающей безгидратную, реализуется условие  $R_g > R_c$ . Это означает, что вдоль линии дросселирования газа (вдоль изохоры) при  $R_c < R < R_g$  выпадает жидкая вода, а при  $R < R_c$  из газа конденсируются сразу гидраты. При этом зона  $R_c - R_{скв}$  формируется постепенно с выходом на стационарный водно-солевой режим, поскольку параллельно реализуется и «процесс разбавления», т.е. уменьшения концентрации солей в поровой влаге.

Приведенная выше ситуация характерна для надсеноманских залежей Западной Сибири с небольшой минерализацией пластовых и остаточных вод (на уровне 15–20 г/л). Например, для туронских залежей Южно-Русского месторождения в районе экспериментальной скважины (см. обсуждение опыта эксплуатации этой скважины в работе [10]) пластовая температура, по оценкам авторов, составляет 17,0–17,5 °С при пластовом давлении 9,7 МПа, что только на 2 °С выше условий гидратообразования. Поэтому даже небольшая депрессия на пласт приводит к гидратообразованию в призабойной зоне. Подчеркнем, что зону гидратообразования в данном случае следует определять без учета минерализации остаточной воды (из-за постепенного опреснения остаточной воды в ПЗП).

Далее переходим к рассмотрению качественно нового случая сильно минерализованной остаточной воды в продуктивном горизонте, характерном для месторождений Южной Якутии, подготавливаемых в настоящее время к промышленному освоению. Если бы минерализация остаточной влаги в коллекторах отсутствовала, то такие месторождения оказались бы газогидратными из-за аномально низкой пластовой температуры.

Прежде всего отметим, что если депрессия на такой пласт недостаточно большая, то точка  $R_g$  в призабойной зоне может и не реализоваться. Иначе говоря, при достижении стационарного состояния засоленность остаточной влаги вдоль радиуса от скважины будет меняться от начального максимального значения (в пласте, вдали от скважины) до некоторого минимального значения на выходе в ствол скважины (в точке  $R = R_{скв}$ ). Как показал проведенный авторами термодинамический анализ, именно такая ситуация, по всей вероятности, и будет иметь место на эксплуатационных скважинах месторождений Южной Якутии при депрессиях на пласт на уровне 0,5–1,0 МПа. Это означает, что после некоторого времени пары воды из газа в призабойной зоне вообще перестают конденсироваться. Таким образом, пластовый газ будет выходить на забой скважины со своим исходным пластовым влажосодержанием. Но газ остается недонасыщенным по парам воды по отношению к пресной жидкой воде, поскольку перед выходом на забой он находился в равновесии с водным раствором некоторой засоленности.

При увеличении депрессии на пласт (пока отвлекаясь от возможности гидратообразования) в ПЗП должна появиться точка  $R_{г_0}$ , а в зоне  $R < R_{г_0}$  будет постоянно конденсироваться влага из фильтрующегося газа. Казалось бы, данный случай при больших депрессиях на пласт сводится к вышерассмотренному случаю слабой минерализации порового раствора. Однако принципиально важно учесть возможность гидратообразования, поскольку точка конденсации паров воды из газа непосредственно в гидрат ( $R_c$ ) здесь располагается раньше гипотетической (т.е. не реализуемой в данном случае) точки  $R_{г_0}$ . Таким образом, при учете возможности гидратообразования в ПЗП выделяются две зоны – дальняя зона ( $R > R_c$ ), в которой устанавливается стационарное распределение минерализации порового раствора коллектора от максимальной величины вдали от скважины до некоторого значения при  $R_c$ , и ближняя ( $R_c - R_{скв}$ ), где реализуется процесс выпадения гидратов (гидратонакопления) из паровой влаги. В зоне  $R_c - R_{скв}$  устанавливается свое стационарное распределение минерализации порового раствора, причем при  $R = R_{скв}$  минерализация порового раствора остается некоторой конечной величиной. Таким образом, устанавливается стационарное распределение концентрации солей как функция расстояния от скважины в поровом растворе от максимального (первоначального) вдали от скважины до минимального при выходе на забой, но в точке  $R = R_c$  имеет место излом этой функции. Таким образом, для случая сильноминерализованной влаги в коллекторе ПЗП принципиально сохраняются понятия «безгидратная депрессия» и «безгидратный дебит скважины» (но их расчет становится более сложной задачей). При этом добавляется понятие «безгидратное время», поскольку до начала гидратообразования должен пройти процесс разбавления порового минерализованного раствора. Для условий месторождений Южной Якутии, по оценкам авторов, безгидратное время может составить от нескольких недель до нескольких месяцев в зависимости от депрессии на пласт, дебита скважины и начальной минерализации остаточной воды в коллекторе ПЗП.

Проведенное выше строгое термодинамическое рассмотрение следует дополнить качественными гидрогазодинамическими соображениями. Рассмотрим в самых общих чертах несколько упрощенных моделей движения

газа в поровом пространстве призабойной зоны (в различных по размерам порах).

*Первая модель* (самая простая) – неизотермическое течение газа в крупных порах, из которых газ полностью выдувает (выносит) минерализованную воду. Напомним, что в рассматриваемом случае пластовый газ недонасыщен по влаге (точки росы пластового газа как по гидратам, так и по метастабильной воде ниже, чем температура газа в залежи). Это означает, что при изоэнтальпийном течении газа по «осушенной поре» на значительном участке призабойной зоны вообще не будет выпадения конденсационной влаги из пластового газа. При определенном снижении забойного давления достигается точка росы газа по гидратам (в каких депрессиях на пласт это произойдет, зависит от исходной минерализации порового раствора в пласте). Начиная с «гидратной точки» при  $R < R_c$  непосредственно в потоке газа в данной поре начнут конденсироваться гидраты, причем они могут откладываться на стенках поры. Следовательно, в данной схеме течения газа полностью сохраняются понятия «безгидратная депрессия» и «безгидратный дебит». Расчет величины безгидратной депрессии основывается на определении места нахождения гидратной точки на линии изоэнтальпы (температуры и давления начала выпадения гидратов при заданном влагосодержании пластового газа). Разность между пластовым давлением и давлением в гидратной точке и будет (максимально возможной) величиной безгидратной депрессии ( $\Delta p_c$ ). При депрессии на пласт ( $\Delta p$ ), большей  $\Delta p_c$  (т.е. при  $\Delta p > \Delta p_c$ ), в ПЗП будут выпадать гидраты. Однако в этой схеме течения не возникает понятия «безгидратное время» (так как оно равно нулю). Разумеется, причина отсутствия безгидратного времени связана с исходным допущением мгновенного выдувания из поры остаточной минерализованной влаги.

*Вторая модель* – движение газа по более мелким порам, стенки которых, а также самые маленькие поры содержат остаточную минерализованную воду. Снова рассмотрим процесс вдоль изоэнтальпы. Здесь по мере снижения давления из газа сразу начинает конденсироваться вода и уменьшаться минерализация поровой влаги (идет процесс разбавления). При каждом давлении газа (вдоль изоэнтальпы) это разбавление доходит до некоторого значения и останавливается по достижении равновесия между газом и минерализованным

водным раствором. Разумеется, вблизи границы «газ – вода» стационарное значение концентрации достигается достаточно быстро, далее процесс протекает по диффузионному механизму (с медленным разбавлением минерализованного раствора в застойных зонах). В конечном счете в каждой точке линии изоэнтальпы устанавливается стационарное распределение концентрации солей в водном растворе, вплоть до гидратной точки. Другими словами, при достижении стационарного состояния влага из газа перестает конденсироваться в дальней зоне от пласта вплоть до гидратной точки. После прохождения гидратной точки и до забоя (а в этой зоне пары воды конденсируются сразу в гидратную фазу) постепенно устанавливается свое равновесное распределение концентрации солей. В зоне от гидратной точки до забоя гидраты выпадают непосредственно из газовой фазы (постепенно закупоривая призабойную зону), причем они равновесно сосуществуют с поровым раствором электролита (с определенной концентрацией солей в каждой точке изоэнтальпы). Необходимо отметить, что до момента начала выпадения гидратов проходит определенное время, т.е. возникает понятие «безгидратное время» разбавления засоленного порового раствора.

*Третья модель* – присутствие изначально твердой фазы (соли) в поровом пространстве коллектора, находящейся в равновесии с минерализованным раствором. Нетрудно заметить, что третий случай формально сводится ко второму, только время разбавления увеличивается, так как соль постепенно растворяется, поддерживая высокую минерализацию раствора. Однако здесь появляется и практически важный дополнительный момент – увеличение проницаемости коллектора из-за растворения соли в его порах, который требует специального экспериментального изучения.

Еще раз отметим, что из вышеприведенного термодинамического и качественного гидрогазодинамического анализа следует, что при термобарических условиях в продуктивных горизонтах, характерных для месторождений Южной Якутии, при наличии высокой минерализации остаточной влаги процесс гидратообразования в ПЗП возможен только по механизму конденсации паров воды из газа непосредственно в гидратную фазу (с отложением гидратов в поровом пространстве коллектора в окрестности забоя скважины).

Приведем результаты расчетов температур точек росы по воде и гидратам для фильтрации газа по поровому пространству ПЗП, заполненному остаточной водой с некоторой начальной минерализацией.

Исходные данные для расчета:

1) пластовая температура – 15 °С; пластовое давление – 13,2 МПа; задан состав пластового газа, характерный для ботуобинских горизонтов месторождений Южной Якутии;

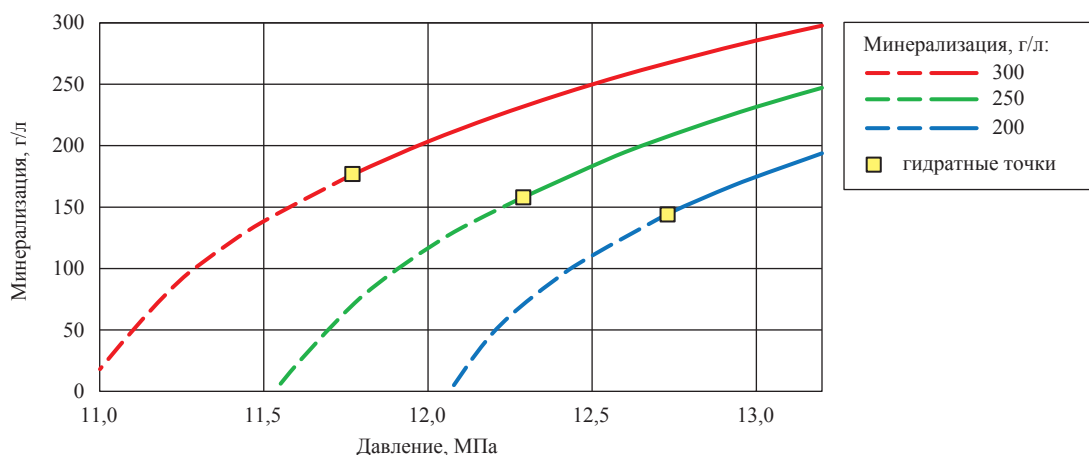
2) при движении газа в ПЗП происходит изоэнтальпийное снижение давления с 13,2 до 10,2 МПа, при этом температура газа снижается с 15 до 5,1 °С;

3) заданы три значения начальной минерализации остаточной воды в коллекторе – 200, 250 и 300 г/л.

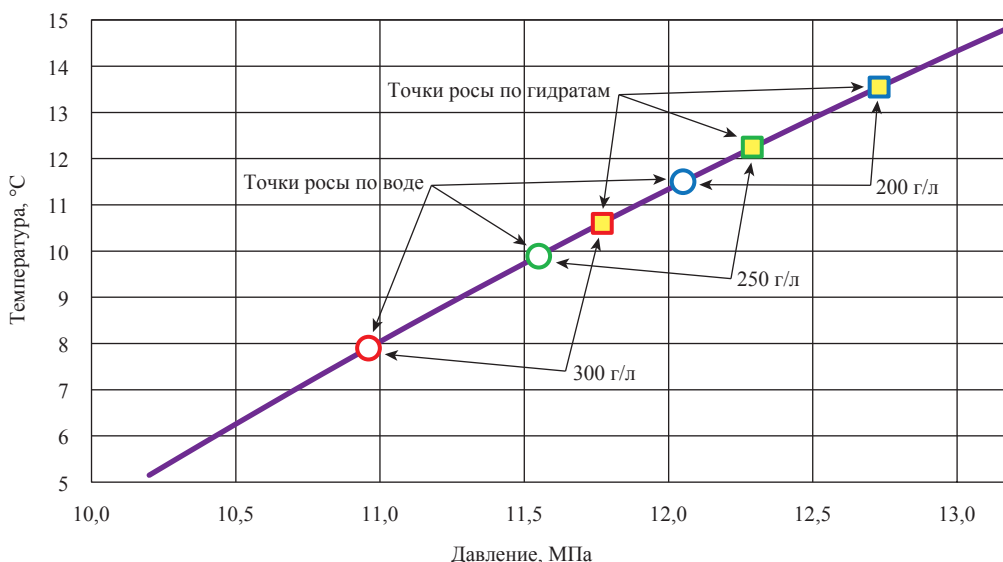
В расчетах пренебрегаем тепловыми эффектами, связанными с разбавлением минерализованной воды, а также с изменением растворимости пластового газа в водной фазе.

Вдоль изоэнтальпы происходят конденсация воды из газа и разбавление минерализованной поровой влаги конденсационной водой до достижения стационарного значения (рис. 1), т.е. в радиальном направлении устанавливается некоторая стационарная концентрация солей в поровом растворе, которая меняется от начальной пластовой вплоть до 0 г/л. Давление газа, при котором поровый раствор оказывается полностью опресненным, зависит от начальной минерализации и, например, для 250 г/л составляет 11,55 МПа. При дальнейшем уменьшении давления (т.е. при увеличении депрессии на пласт) поровый раствор остается в соответствующих точках изоэнтальпы полностью опресненным. Если же при начальной минерализации остаточной воды в коллекторе 250 г/л давление газа на забое выше 11,55 МПа, то в коллекторе при  $R = R_{ске}$  сохранится некоторая стационарная минерализация порового раствора. Например, согласно данным рис. 1, при забойном давлении 11,9 МПа остаточная минерализация составит 100 г/л.

На рис. 2 на рассматриваемой изоэнтальпе выделена область точек росы по воде и гидратам в зависимости от минерализации. Если исходная минерализация воды в пласте – 250 г/л, то гидраты в призабойной зоне появляются при снижении давления до 12,05 МПа и температуре 11,5 °С, т.е. при депрессиях на пласт более 1,2 МПа. В то же время точка росы газа по воде соответствует температуре 10,5 °С и дав-



**Рис. 1. Изменение стационарной концентрации солей в поровой воде при изоэнтальпийном снижении давления газа и различных значениях минерализации остаточной воды в пласте (температура пласта – 15 °С, пластовое давление – 13,2 МПа)**



**Рис. 2. Линия изоэнтальпы газа (температура пласта – 15 °С, пластовое давление – 13,2 МПа) и точки росы газа по гидратам (квадраты) и воде (кружки) при различной начальной минерализации остаточной воды в коллекторе**

лению 11,8 МПа. Таким образом, при движении газа вдоль изоэнтальпы точка росы по гидратам появляется раньше точки росы по жидкой воде. Как показали проведенные авторами расчеты, в диапазоне пластовых температур 10–15 °С имеет место достаточно слабая зависимость безгидратной депрессии от температуры.

Проведенные расчеты стационарного распределения концентрации солей в поровом растворе в радиальном направлении (вдоль изоэнтальпы) в зависимости от депрессии на пласт позволяют непосредственно перейти к расчетам безгидратных депрессий для длительно работающих эксплуатационных скважин [11].

Таким образом, выше предложены термодинамически обоснованные модели конденса-

ции и фильтрации влаги при неизотермическом течении газа с учетом различной минерализации поровой влаги и возможности гидратообразования в ПЗП.

Для случая пресной остаточной воды в коллекторе представлена более полная (по сравнению с известной в литературе) модель образования и накопления газовых гидратов в ПЗП. В рамках этой модели при дросселировании газа в ПЗП гидраты в зоне гидратообразования накапливаются как конденсацией паров воды непосредственно в гидрат, так и посредством фильтрации жидкой воды из более дальней от скважины зоны и ее последующего «загидративания». Для случая слабоминерализованной остаточной воды в коллекторе в окрестности

скважины происходит полное опреснение порового раствора. Поэтому при расчетах безгидратной депрессии на пласт здесь не нужно учитывать влияние минерализации остаточной воды на условия гидратообразования.

Для случая сильноминерализованной остаточной воды в коллекторе предложена новая термодинамическая модель образования и накопления газовых гидратов в ПЗП. Так, для термобарических пластовых условий месторождений Южной Якутии (давление – 10–15 МПа, температура – 10–20 °С) при высокой минерализации остаточной влаги (вплоть до рассолов, находящихся в равновесии с твердой солью в порах коллектора) устанавливается стационарное распределение ее минерализации в ПЗП: от начального максимального значения (вдали от скважины) до некоторого минимального значения на выходе в ствол скважины. И, что важно, полного опреснения поровой влаги не происходит. При небольших депрессиях газовые гидраты в призабойной зоне не образуются, при этом процесс гидратообразования низкой интенсивности возможен в стволе скважины (причем непосредственно из паров воды в газе, т.е. без выделения капельной влаги). Для более высоких депрессий на пласт гидратообразование в ПЗП становится возможным, при этом устанавливается стационарное распределение минерализации остаточной воды в коллекторе (но полного ее опреснения не происходит). Гидраты в ПЗП образуются только по механизму конденсации паров воды непосредственно в гидратную фазу. Введено новое понятие – «безгидратное время», а понятие «безгидратная депрессия» существенно модифицируется. Последнее понятие расщепляется на два предельных случая: начальный момент ввода скважины в эксплуатацию (когда разбавление остаточной высокоминерализованной влаги еще не успело произойти) и случай длительно работающей скважины (когда установилось стационарное распределение минерализации порового раствора вдоль изоэнтальпы).

Также в общих чертах были освещены направления экспериментальных исследований с целью детализации нестационарного процесса неизотермического течения газа с учетом минерализации остаточной влаги в коллекторе и учета особенностей гидратообразования и гидратонакопления в ПЗП.

## Список литературы

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / под ред. Л.М. Зорькина. – М.: Недра, 1989. – 382 с.
2. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б.Б. Лапук. – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1948. – 295 с.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э.Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
5. Бондарев Э.А. Механика образования гидратов в газовых потоках / Э.А. Бондарев, Г.Д. Бабэ, А.Г. Гройсман и др. – Новосибирск: Наука, 1976. – 157 с.
6. Бондарев Э.А. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин и др. – Новосибирск: Наука, 1988. – 272 с.
7. Теслюк Е.В. Термогидродинамические основы проектирования разработки нефтяных месторождений при неизотермических условиях фильтрации, обоснование и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий / Е.В. Теслюк, Р.Е. Теслюк. – М.: Грааль, 2002. – 566 с.
8. Ершов С.Е. Влияние микроструктуры и водонасыщенности пористых сред на фильтрационные характеристики / С.Е. Ершов, Д.И. Иванов, М.П. Хайдина. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 300 с.
9. Тупысев М.К. Исследование фильтрационных задач при образовании гидратов в пористой среде: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.15.06 / М.К. Тупысев. – М., 1976. – 16 с.
10. Лапердин А.Н. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении / А.Н. Лапердин, Т.В. Сопнев, Р.Р. Хасаянов и др. // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 25–26.
11. 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.



УДК 552.578.1: 608:622.23 + 622.276.438:628.543

**В.А. Истомина, Д.М. Федулов, И.И. Минаков, В.Г. Квон, С.В. Буракова**

## Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе

Призабойная зона пласта (ПЗП) в условиях низких пластовых температур может оказаться в режиме гидратообразования как при технологических режимах работы скважин, так и при проведении газодинамических исследований. При этом скважины могут достаточно длительное время работать в режиме накопления гидратов в поровом пространстве коллектора призабойной зоны. Такая ситуация будет характерна при освоении в ближайшие годы надсеноманских (сенон-туронских) залежей месторождений Западной Сибири, месторождений п-ова Ямал (апт-альбские отложения), а также для месторождений Восточной Сибири с аномальными термобарическими пластовыми условиями.

В связи с этим представляется актуальным определение безгидратных режимов работы ПЗП, а также разработка технологических способов и приемов по управлению динамикой гидратоотложения. При эксплуатации таких объектов также могут быть актуальными мероприятия по очистке призабойной зоны от водной фазы для снижения рисков гидратоотложения и увеличения длительности работы скважин с приемлемыми дебитами.

Для расчетов безгидратных дебитов скважин помимо фильтрационных характеристик (коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ ) необходимо знать условия гидратообразования пластового газа с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе. На ряде месторождений Восточной Сибири имеет место высокая минерализация остаточных (внутриконтурных) вод в коллекторе [1].

Для расчета условий гидратообразования при условии контакта пластового газа с высокоминерализованной водой, строго говоря, требуется привлечение теории сильных электролитов. Авторами проведен детальный анализ литературных данных по условиям гидратообразования различных газов в растворах индивидуальных и смешанных электролитов, показывающий, что вне зависимости от типа рассматриваемых солей изменение условий гидратообразования в минерализованном растворе по отношению к гидратообразованию в пресной воде (величина температурной сдвижки  $\Delta T$ ) в основном определяется только активностью воды в растворах электролитов (рассчитанной при атмосферном давлении). При этом роль других факторов (варьирование состава гидратной фазы, растворимость газов в водно-солевых растворах, а также влияние внешнего давления на химический потенциал воды в растворе) оказывается незначительной – они неявно учитываются при построении корреляций  $\Delta T$  только от активности воды в водно-солевых растворах.

Сравнение различных методов расчета активности воды в концентрированных растворах электролитов показывает, что для типичных составов пластовых вод расчет активности допустимо проводить по классическому правилу А.Б. Здановского [2]. При этом погрешность расчета для хлоридно-сульфидно-карбонатных солей щелочных и щелочноземельных элементов практически такая же, как и при использовании современных расчетных схем по методике К. Питцера и ее обобщениям, и не превышает 1–2 %.

Для проверки допущения относительно активности воды в растворе как определяющего фактора для изменения условий гидратообразования (вне зависимости от типа электролита) были сопоставлены расчетные и экспериментальные данные

**Ключевые слова:** призабойная зона пласта, гидратообразование, минерализация пластовой воды, безгидратная депрессия, смачиваемость коллектора.

**Keywords:** bottom hole formation zone, hydrate formation, formation water salinity, non-hydrate pressure drop, reservoir wettability.

по условиям гидратообразования в системах «электролит (смесь электролитов) – вода – метан».

Зависимость условий гидратообразования от минерализации воды для системы «метан – вода – хлорид натрия» описывается, в частности, формулой [3]

$$\ln\left(\frac{P}{P_0}\right) = \frac{8160,43}{T} + 33,1103 - 128,65x + 40,28x^2 - 138,49 \ln(1-x), \quad (1)$$

где  $x$  – молярная доля NaCl в растворе;  $P$  – давление, МПа ( $P_0 = 0,101325$  МПа);  $T$  – температура, К.

По уравнению (1) были рассчитаны условия гидратообразования для различных концентраций NaCl (от 0 до 311 г/л), затем молярные концентрации были пересчитаны на активность воды в соответствующих растворах. Полученные зависимости представлены в графическом виде (рис. 1). Линия, соответствующая чистой воде, характеризуется активностью воды, равной 1,0, линия, соответствующая

насыщенному раствору NaCl (26 % мас., или 311 г/л), – активностью воды, равной 0,76. Также на рис. 1 приведены экспериментальные данные по условиям гидратообразования в растворах различных солей и их смесей [4–6].

Согласно рис. 1, при одинаковой активности воды в растворе наблюдается хорошая согласованность экспериментальных и расчетных условий гидратообразования метана в растворах электролитов и их смесей различной концентрации, включая область рассолов. Это подтверждает предположение о возможности использования активности воды в растворе электролита при расчетах условий гидратообразования.

При давлении 9 МПа смещение температуры гидратообразования при переходе от чистой воды к насыщенному раствору хлорида натрия составляет 19 °С (с 12 до –7 °С). Такое смещение может объяснять отсутствие гидратов в залежах с высокой минерализацией и подходящими термобарическими условиями.

Это дало возможность распространить методику расчета условий гидратообразования [7]

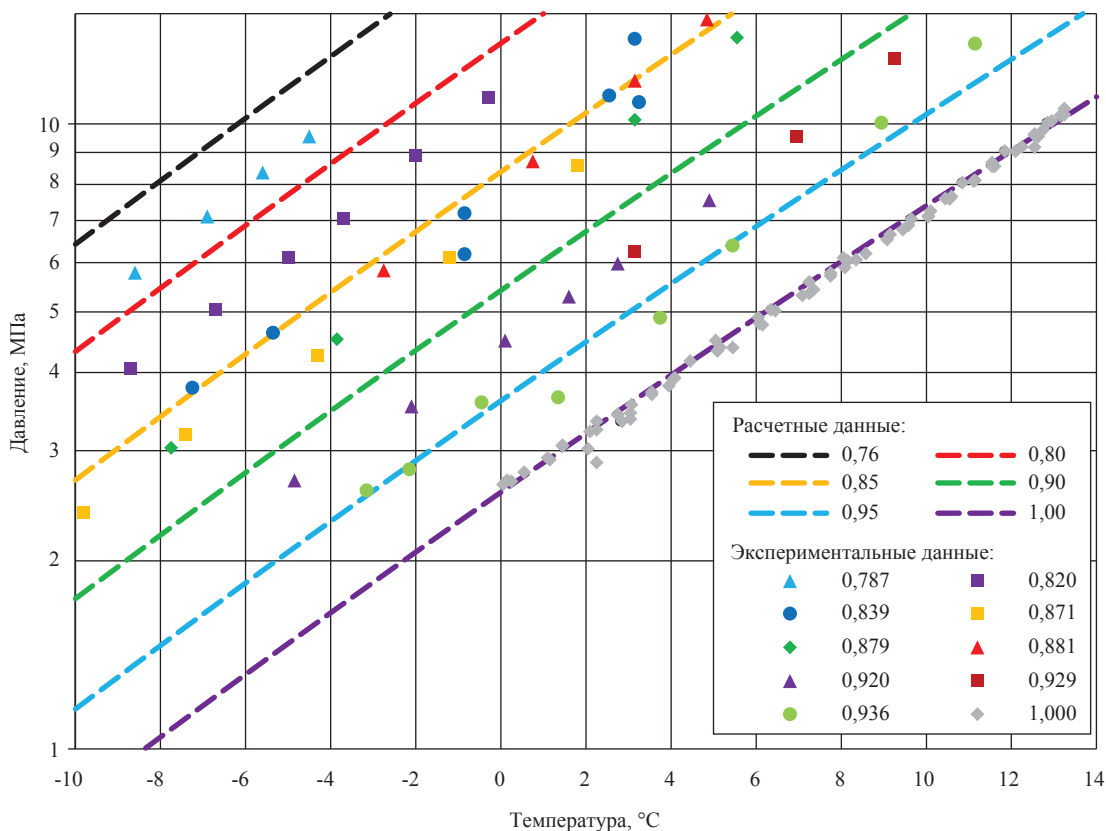


Рис. 1. Сопоставление расчетных и экспериментальных условий гидратообразования метана в присутствии растворов электролитов различной концентрации

на случай водных растворов сильных электролитов. Результаты расчета проверены на экспериментальном материале для смесей различных по составу газов, находящихся в равновесии с растворами электролитов.

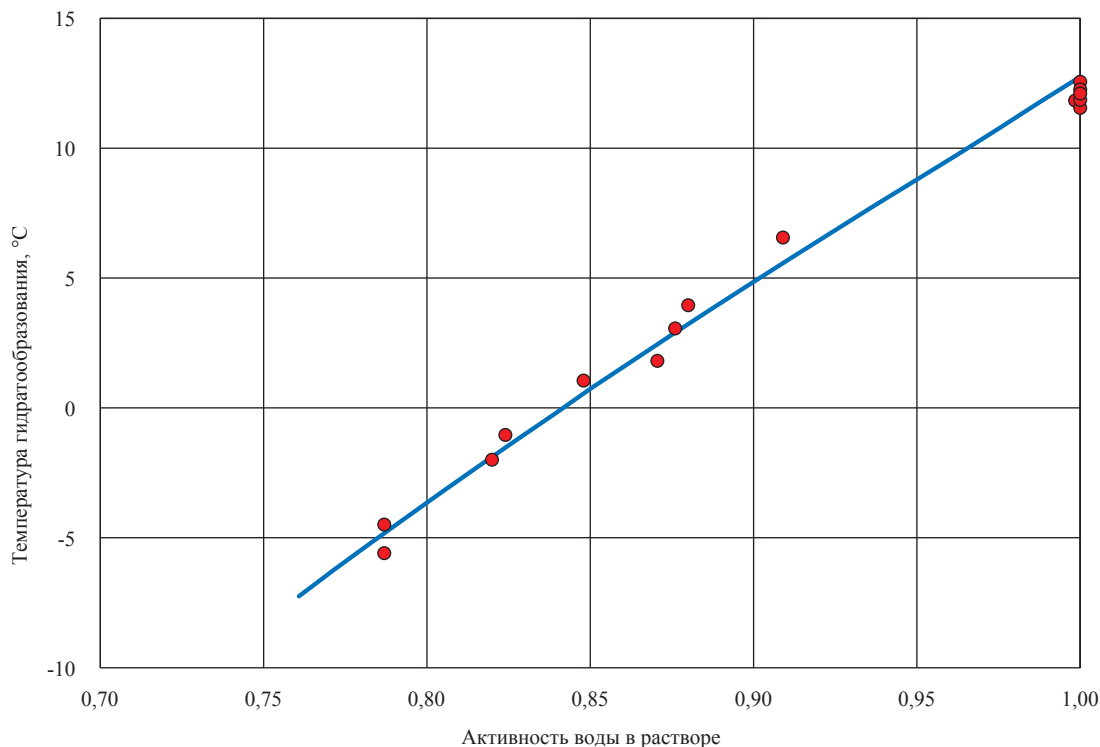
Было проведено сопоставление расчетов по доработанной методике для системы «метан – вода – электролит» при давлении 9,2 МПа с экспериментальными литературными данными при давлениях, близких к 9 МПа [4–6], в растворах различной концентрации (рис. 2).

Из рис. 2 следует, что методика описывает температуры гидратообразования метана при разных концентрациях растворов (различных значениях активности воды) на уровне экспериментальной погрешности, а также что при переходе от чистой воды к раствору, активность воды в котором составляет 0,76, температура гидратообразования смещается на 19–20 °С (согласуется с расчетами по соотношению (1) с погрешностью не более 1 °С). Таким образом, применительно к гидратообразованию чистого метана в растворах электролитов подтверждена хорошая согласованность экспериментальных и расчетных данных.

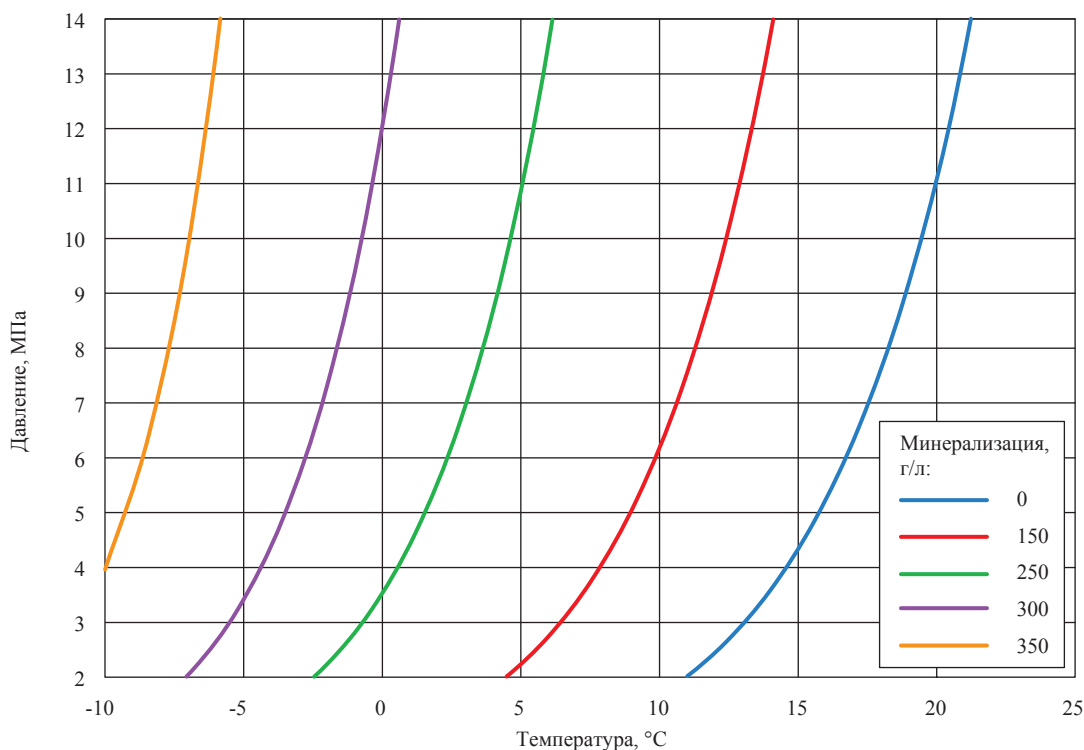
Далее доработанная методика расчета условий гидратообразования в водных растворах электролитов была применена для многокомпонентных газовых смесей. Условия гидратообразования в координатах «температура – давление» в зависимости от минерализации пластовой воды (и остаточной воды в коллекторе) для природных газов месторождений Южной Якутии приведены на рис. 3.

Для заданного состава газа в отсутствие минерализации при давлении 9 МПа температура гидратообразования составляет 19 °С, а при минерализации 350 г/л (активность воды – 0,69) – смещается на 26 °С. Таким образом, если поровая влага в коллекторе близка к рассолу, то газ в ботубинских залежах месторождений Южной Якутии находится вне условий гидратообразования.

Однако еще не исключается образование и накопление гидратов в ПЗП, поскольку при дросселировании пластового газа в призабойной зоне из газа конденсируется вода с разбавлением порового раствора. При достаточно большой минерализации (выше 270 г/л) и депрессиях на пласт до  $\approx 2,0$  МПа не происходит полного



**Рис. 2. Зависимость температуры гидратообразования метана от активности воды в растворе электролитов. Линия – расчетные данные при давлении 9,2 МПа по доработанной методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ», точки – экспериментальные значения при давлениях 8,5–9,5 МПа [4–6]**



**Рис. 3. Влияние минерализации пластовой воды на условия гидратообразования газа ботубинских залежей газоконденсатных месторождений Южной Якутии при различных значениях минерализации пластовой воды**

разбавления порового раствора даже вблизи ствола скважины. Тем не менее эффект разбавления порового раствора «работает» на снижение величины безгидратной депрессии. Следовательно, для корректного расчета безгидратной депрессии для установившегося режима работы эксплуатационной скважины необходимо при заданных пластовых температуре и давлении совместное решение уравнений линии изоэнтальпы (т.е. линии дросселирования в координатах  $P, T$ ), стационарной минерализации вдоль изоэнтальпы, а также условий гидратообразования пластового газа определенного компонентного состава с учетом влияния минерализации.

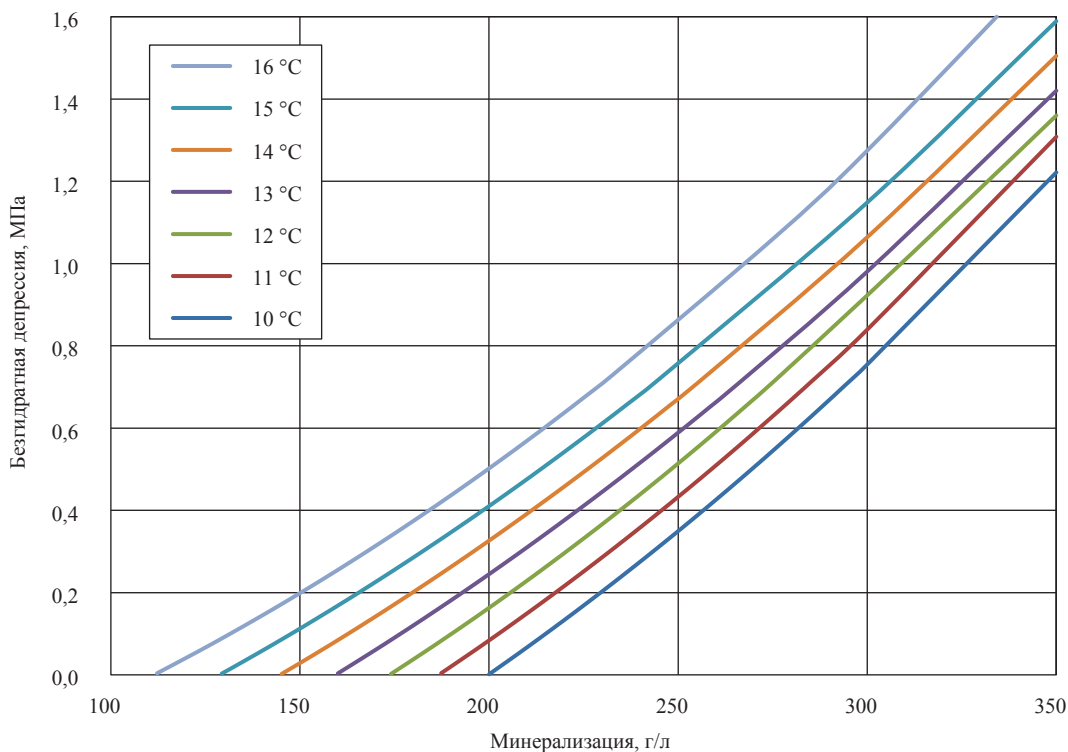
По этой схеме были проведены расчеты безгидратных депрессий для длительно работающих эксплуатационных скважин при различных пластовых температурах (рис. 4). Так, для пластовой температуры 15 °C и минерализации остаточных вод в пласте 200 г/л безгидратная депрессия не превышает 0,4 МПа. При превышении этого значения эксплуатационные скважины будут работать в гидратном режиме. При минерализации 300 г/л и выше безгидратные депрессии становятся больше 1,8 МПа, тогда как в рассолах с минерализацией, превышающей 350 г/л, опасность гидратооб-

разования еще не возникает при депрессиях до 1,6–2,0 МПа.

По результатам проведенных расчетов можно сделать вывод, что величины безгидратных депрессий в ПЗП существенно зависят от минерализации остаточных вод в пласте.

Что касается образования гидратов в стволах эксплуатационных скважин, то возможность гидратообразования здесь определяется температурным режимом скважины. Ствол скважины может оказаться в гидратном режиме, но практически только в верхней части разреза в криолитозоне. При этом гидраты будут образовываться непосредственно из паровой влаги (минуя капельную) и откладываться на внутренней поверхности лифтовой трубы. Такая ситуация (конденсация гидратов из газовой фазы) ранее не встречалась в практике газовой промышленности России. Она обусловлена пониженным влагосодержанием пластового газа, находящегося в равновесии с минерализованной остаточной водой, а также низкими пластовыми температурами.

Следует отметить, что гидратообразование в стволах эксплуатационных скважин до настоящего времени является довольно редким явлением. Так, гидратный режим в стволах сква-



**Рис. 4. Зависимость безгидратной депрессии для эксплуатационных скважин при пластовом давлении 13,24 МПа от минерализации поровых вод продуктивных горизонтов и различных пластовых температур (с учетом «эффекта разбавления»)**

жин на месторождениях Западной Сибири может реализовываться только в начальный период разработки сеноманских залежей и в основном при газодинамических исследованиях скважин. В данном случае в стволе скважины вначале выпадает влага (в аэрозольном виде), а при дальнейшем движении по стволу скважины газа с каплями воды последние «загидрачиваются» при попадании системы в зону возможного гидратообразования.

Учитывая небольшой «заход в гидратную область» фазовой диаграммы при движении газа в стволе эксплуатационной скважины, принципиально возможна разработка новых подходов к ингибированию призабойной зоны, ствола скважин и систем промыслового сбора газа. Это в свою очередь требует разработки и внедрения специальных мер воздействия на околоскважинное пространство.

Рассмотрим физические свойства призабойной зоны пласта. Коллекторы многих месторождений, например терригенных отложений Западной и Восточной Сибири, преимущественно гидрофильны. В ходе строительства и освоения скважин, при ремонтах и в процессе их эксплуатации в призабойную зону попадает «техногенная вода» (из фильтрата бурового раство-

ра, жидкости вторичного вскрытия пласта, жидкости глушения, композиций химических реагентов на водной основе). Кроме того, из-за выпадения конденсационной влаги из фильтрующего газа в процессе эксплуатации скважин увеличивается водонасыщенность ПЗП. В силу гидрофильных свойств поверхности пород коллектора вода, поступающая в прискважинную зону, достаточно прочно удерживается капиллярными силами. Со временем область, сформированная капиллярно удерживаемой водой, может значительно увеличиваться в размерах, затрудняя приток газа из пласта в скважину.

При неизотермической фильтрации газа и снижении температуры за счет изотермического расширения газа (дросселирования) в ПЗП могут возникнуть условия гидратообразования. При работе скважины с депрессиями, превышающими безгидратные, в призабойной зоне постепенно растет гидратонасыщенность. Риск возникновения процессов гидратообразования и гидратоотложения в ПЗП для вводимых в обозримой перспективе газоконденсатных месторождений Восточной Сибири обусловлен низкими пластовыми температурами продуктивного разреза и достаточно высокими депрессиями на пласт.

Помимо соблюдения безгидратных технологических режимов эксплуатации скважин с целью предупреждения гидратообразования в ПЗП для управления динамикой гидратоотложения, по мнению авторов, целесообразно осуществление и ряда дополнительных мероприятий с целью очистки прискважинной области от коагулирующих факторов: водной (техногенной воды, а также конденсационной влаги из фильтрующегося газа) и дисперсной (частиц глины и других минеральных компонентов пород) фаз.

Для борьбы с ухудшенными фильтрационными свойствами коллекторов прискважинной зоны пласта за счет образования зоны коагуляции в качестве перспективных могут рассматриваться волновые технологии [8]. Хорошо известно применение различных модификаций технологий виброакустического и ультразвукового воздействия, а также метода переменных давлений с целью восстановления и повышения продуктивности эксплуатационных скважин (интенсификации флюидоизвлечения из продуктивных пластов).

По своей физической природе *метод акустического воздействия* относится к классу слабых энергетических воздействий и, как следствие, относительно дешев по сравнению с другими методами. В среде при акустическом воздействии, как известно, происходят дегазация, кавитация, возникают акустические потоки, ускоряются процессы кристаллизации, десорбции, ряд химических реакций и т.п.

Под воздействием акустического поля в горных породах и пластах инициируется комплекс физических и физико-химических процессов, из которых наиболее изученными являются следующие:

а) улучшение фильтрационных свойств пород за счет микросмещений, приводящих к изменению структуры пустотного пространства пород и обрабатываемых пластов в целом;

б) дезинтеграция отдельных минеральных компонентов пород (глинистых, карбонатных и других агрегатов) и диспергирование содержащихся в пустотах пород флюидов – газа и воды;

в) изменение минеральными компонентами пород своих поверхностных свойств (из «фильных» в «фобные»);

г) изменение физико-химических свойств флюидов, содержащихся в пустотах пород, в частности их вязкости и газосодержания;

д) инициирование акустико-химических процессов между минеральными компонентами пород и флюидами.

Воздействие *ультразвукового волнового поля* на газожидкостные, жидкостные и твердые системы приводит к интенсификации таких физических и физико-химических процессов, как диспергирование, эмульгирование, деэмульгирование, дегазация, снижение вязкости, ускорение ионного обмена, растворение солей и др.

В отличие от других вибрационных методов ультразвуковой метод воздействия с помощью специальных генераторов ультразвука характеризуется следующими особенностями:

- создаются значительно более высокие сжимающие и растягивающие градиенты давления в масштабе, соизмеримом с размером пор;

- существует возможность локального и направленного воздействия на определенные зоны пласта как по его радиусу, так и по толщине;

- происходит совместное воздействие на пласт теплом и высокими знакопеременными градиентами давления;

- не возникают нарушения цементного камня и разрушения окружающего пласта.

За последнее время широкое применение получили также способы, создающие в коллекторах импульсные и циклические возмущения.

Перспективным является *метод переменных давлений* – метод освоения скважин путем воздействия на пласт многократных глубоких депрессий или депрессий с репрессиями. Он основан на использовании энергии пласта, проявляющейся при искусственном многократном нарушении гидродинамического равновесия системы «скважина – прискважинная зона – пласт». Технология восстановления продуктивности скважин *методом управляемых циклических депрессий* на пласт направлена на повышение производительности и освоения скважин созданием циклических депрессий на пласт с использованием установки циклического воздействия.

При мгновенной смене давлений в скважине меняется напряженно-деформированное состояние из-за смены радиального и кольцевого напряжений, что способствует раскрытию трещин либо их распространению в сторону пласта. В момент мгновенного снижения давления

или его восстановления происходит следующее: высокие градиенты давления из пласта в скважину совпадают практически во времени со снятием давления на забой, а следовательно, с отсутствием сил, прижимающих дисперсную фазу к скелету породы либо к трещинам в пласте, что облегчает вынос частиц (в том числе и воды) в скважину.

По мнению авторов, применение отмеченных выше волновых и импульсных технологий повышает надежность поддержания технологических режимов работы эксплуатационных скважин без отложения гидратов в ПЗП. Разумеется, для практической реализации указанных предложений требуется проведение детальных экспериментальных работ с последующей их адаптацией к конкретным условиям газоконденсатных месторождений. При этом просматривается технически полезный результат: очистка призабойной зоны указанными методами обеспечит приемлемые дебиты скважин за счет более низкой депрессии на пласт, а при работе на депрессиях, превышающих безгидратную, может существенно увеличиваться длительность эксплуатации скважины в режиме медленного гидратонакопления в ПЗП.

Таким образом, по результатам проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

Надсеноманские залежи Западной Сибири находятся в области термобарических условий, близких к газогидратным. Это означает возможность гидратообразования в ПЗП при рабочих дебитах эксплуатационных скважин. При этом минерализация остаточной воды в коллекторе находится на уровне 10–20 г/л. В то же время на ряде месторождений Восточной Сибири имеет место высокая минерализация остаточных вод в коллекторе при аномально низких температурах газа в продуктивных горизонтах. Несмотря на высокую минерализацию (вплоть до рассолов), из-за эффекта разбавления порового раствора конденсационной водой при дросселировании газа в ПЗП здесь также не исключается возможность гидратоотложения в ПЗП при рабочих депрессиях на пласт.

Поэтому для ряда новых месторождений Западной и Восточной Сибири требуется разработка специальных мер воздействия на призабойную зону, позволяющих снизить риски гидратоотложения и увеличить длительность работы скважин при сохранении приемлемых дебитов. Для управления динамикой гидратоотложения в ПЗП помимо соблюдения безгидратных технологических режимов эксплуатации скважин целесообразно применение методов воздействия на ПЗП с целью ее очистки от колюматизирующих факторов.

## Список литературы

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / под ред. Л.М. Зорькина. – М.: Недра, 1989. – 382 с.
2. Фролов Ю.Г. Элементы теории смешанных изоактивных растворов электролитов / Ю.Г. Фролов // Успехи химии. – 1981. – Т. 3. – С. 429–459.
3. de Roo J.L. Occurrence of Methane Hydrate in Saturated and Unsaturated Solutions of Sodium Chloride and Water in Dependence of Temperature and Pressure / J.L. de Roo, C.J. Peters, R.N. Lichtenthaler et. al // AIChE Journal. – 1983. – V. 29. – P. 651–657.
4. Sloan E.D. Clathrate Hydrates of Natural Gases. Third Edition / E.D. Sloan, C.A. Koh. – CRC Press, Taylor & Francis Group, 2008. – 722 p.
5. Zuo Y.-X. Prediction of Gas Hydrate Formation Conditions in Aqueous Solutions of Single and Mixed Electrolytes / Y.-X. Zuo, E.H. Stenby // SPE Journal. – 1997. – V. 2. – P. 406–416.
6. Atik Z. Experimental Gas Hydrate Dissociation Pressures for Pure Methane in Aqueous Solutions of  $MgCl_2$  and  $CaCl_2$  and for a (Methane + Ethane) Gas Mixture in an Aqueous Solution of ( $NaCl + MgCl_2$ ) / Z. Atik, Ch. Windmeier, L.R. Oellrich // J. Chem. Eng. – 2006. – V. 51. – P. 1862–1867.
7. Истомин В.А. Методика и результаты расчета двухфазных равновесий природного газа с конденсированной водной фазой / В.А. Истомин, В.Г. Квон // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 180–204.
8. Мельников В.Б. Перспективы применения волновых технологий в нефтегазовой отрасли / В.Б. Мельников. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007. – С. 27.

УДК: 622.279.1/4.001

Ю.Н. Васильев

## Разгазирование подошвенной воды как основная причина обводнения газового месторождения при его разработке

### Ключевые слова:

сеноманские залежи, обводнение газового месторождения, прогнозирование темпов подъема подошвенных вод, разгазирование пластовой воды, упругость водоносного бассейна.

### Keywords:

senomanian deposits, flooding the gas field, predicting rates of growth in bottom waters, degassing reservoir water, compressibility of the aquifer basin.

Достоверность прогнозирования внедрения пластовых вод в газовое месторождение полностью определяет время обводнения добывающих скважин и, следовательно, необходима для планирования и внедрения технологий эксплуатации скважин при наличии пластовой воды в их продукции.

На завершающей стадии разработки сеноманских залежей уникальных месторождений севера Западной Сибири прогнозирование наблюдаемого прогрессивного обводнения эксплуатационных скважин является весьма актуальным, так как вызывает необходимость постановки и решения новой проблемы добычи и подготовки миллиардных объемов низконапорного газа с большим содержанием пластовой воды в продукции скважин.

Результаты, изложенные в настоящей статье, расширяют возможности достоверного прогнозирования темпов подъема газодляных контактов (ГВК) в массивных сеноманских залежах уникальных месторождений и тем самым ориентируют специалистов в сроках разработки и внедрения необходимых новых технологий добычи газа.

При прогнозировании обводнения газовых месторождений подошвенной водой для определения притока воды в залежь месторождение обычно рассматривается в виде укрупненной скважины, окруженной огромным водоносным бассейном. Только в этом случае удастся согласовывать объемы реально внедрившейся воды с упругим объемом водоносного бассейна. Если же учитывать механизм разгазирования пластовой воды, резко увеличивающей упругость водоносного бассейна, то, как показывают многочисленные расчеты, даже объема подошвенной воды с растворенным газом только под самим месторождением для сеноманских залежей Западной Сибири вполне достаточно, чтоб обводнить весь газонасыщенный объем [1–3].

Увеличение упругости водоносного бассейна за счет выделения газа из воды можно учесть введением в уравнение фильтрации так называемой *фиктивной перемешанной пористости*, уменьшающейся с падением пластового давления, считая при этом как воду, так и пористую среду несжимаемыми.

Расчеты показывают, что объем выделившегося из воды газа, приведенный к пластовым условиям, не превышает 2–3 % от объема порового пространства. При такой газонасыщенности фазовая проницаемость породы для газа должна быть нулевой, а для воды – оставаться абсолютной. Молекулярные центры разгазирования, вокруг которых в первую очередь скапливается выделяющийся газ, должны находиться на поверхности зерен, слагающих пористую среду. По этой причине выделившийся газ считается неподвижным и не влияющим на коэффициент проницаемости породы.

При сделанных предположениях время выделения газа из жидкости при падении в ней давления и установление фазового равновесия в системе «газ – вода» происходит гораздо быстрее, чем перемещение воды в пористой среде из одного элемента объема в другой. Другими словами, можно пренебречь запаздыванием процесса выделения газа из воды (кинетикой этого процесса) при падении давления. Из этого предположения следует, что соотношение газовой и водяной фаз в любом элементарном объеме пористой среды в данный момент времени определяется только давлением и температурой. При этом газ, существовавший в элементе в свободном состоянии до падения давления, расширится, а из оставшейся части воды выделится новый объем неподвижного



газа, который вместе с существовавшим свободным и тоже неподвижным газом увеличит псевдопористость в данном элементарном объеме.

При такой модели в пористой среде движется однородная несжимаемая жидкость (вода), имеющая постоянную плотность и не изменяющая свой объем при выделении из нее газа ввиду относительно малой массы газа, растворенной в ней.

Например, при давлении  $120 \cdot 10^5$  Па в  $1 \text{ м}^3$  пластовой воды сеноманских отложений растворено примерно  $2 \text{ м}^3$  метана (при стандартных условиях  $\approx 14$  кг), т.е. менее 1,5 % мас. При давлении  $60 \cdot 10^5$  Па из воды выделится примерно  $1 \text{ м}^3$  газа, и сжатый этим давлением газ в пластовых условиях займет по объему менее 1,7 % от объема воды.

Фактически механизм выжимания пластовой воды из пористой среды выделяющимся из нее растворенным газом состоит в следующем.

Как только в процессе разработки месторождения начинает падать давление на поверхность первоначального ГВК, оно вызывает снижение давления и в нижележащих слоях пластовой воды, из которой начинает выделяться растворенный газ. Он остается неподвижным, но увеличивает общий объем газовой смеси и выталкивает воду в газонасыщенную часть пласта.

При снижении давления выделение газа из фильтрующейся жидкости происходит на стенках пор. Выделившийся газ ввиду его малого объема по отношению к объему жидкости остается неподвижным и фактически только снижает объем пор, занимаемый жидкостью.

По той же причине он практически не изменяет проницаемость пористой среды для жидкости и ее плотность.

Выделение неподвижного газа равносильно фильтрации жидкости в пористой среде, более сжимаемой, чем сумма сжимаемостей жидкости и породы.

Необходимо иметь в виду, что газ может выделяться либо при переходе жидкости из зоны с более высоким в зону с пониженным давлением, либо при отсутствии движения жидкости с общим понижением давления в ней.

Рассматриваемую модель можно считать адекватной натурному процессу до тех пор, пока газ в водоносном бассейне остается неподвижным.

Предполагаются полная насыщенность пластовой воды газом и отсутствие в ней сво-

бодного газа. Фильтрующаяся вода, передвигаясь из нижних слоев в вышележащие, переносит в растворенном виде газ, который выделяется в вышележащих слоях, находящихся под более низким давлением. Но выделение этого газа оказывается относительно меньшим по сравнению с объемами газа, выделяемыми при общем падении давления.

Следует отметить, что изменение давления со стороны газонасыщенного пласта на поверхности первоначального ГВК должно передаваться на давление воды в водонасыщенном объеме со скоростью распространения упругих колебаний в пористой водонасыщенной среде, т.е. со скоростью нескольких километров в секунду. Поэтому правомерно считать, что давление, избыточное над гидростатическим, изменяется в водоносном бассейне синхронно изменению давления на ГВК  $P(H, t)$ .

Начальное давление в газонасыщенной части пласта на поверхности первоначального ГВК в принятой системе координат (рисунок) будет равно  $P(H, 0)$ . В процессе разработки это давление будет зависеть от времени  $P(H, t)$ .

В процессе разработки газового месторождения давление на поверхности первоначального ГВК, который является границей области решаемой задачи, изменяется (снижается),  $P = P(H, t)$ . Как следствие, будет снижаться давление жидкости в каждой точке водонасыщенного пласта.

В точке водонасыщенной части пласта с координатой  $z$  перед началом разработки месторождения давление в воде будет складываться из давления на поверхности ГВК и веса столба жидкости от контакта до этой точки:

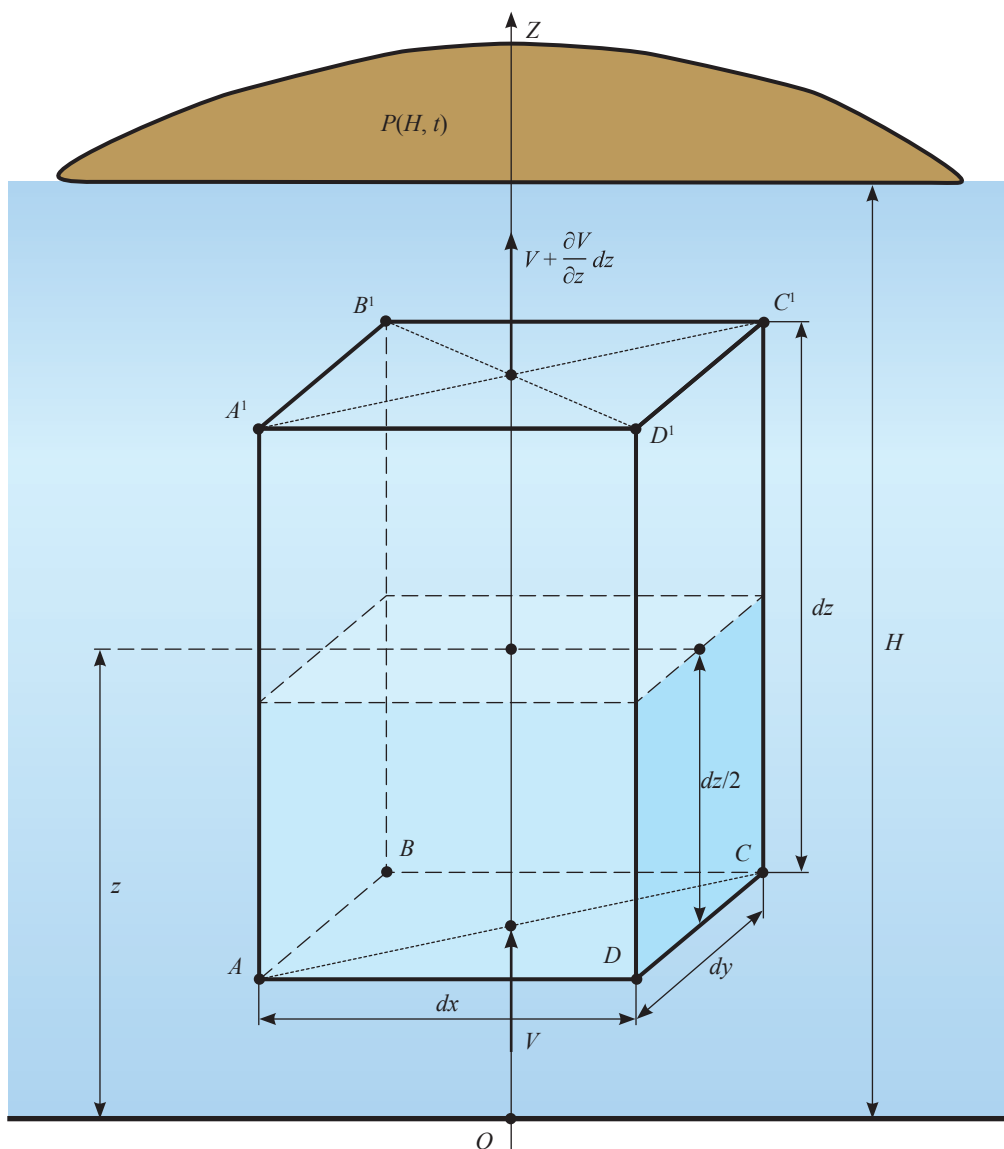
$$P(H, 0) + \rho g(H - z), \quad (1)$$

где  $\rho$  – плотность пластовой воды;  $g$  – ускорение силы тяжести.

Давление, избыточное над гидростатическим, в точке водоносного пласта с координатой  $z$  в момент времени  $t$  будет обозначаться через  $P(z, t)$ .

Но если в нетронутым массиве оно точно определялось формулой (1), то аналогичная формула для расчета давления в этой точке при давлении на поверхности первоначального ГВК  $P(H, t)$  будет приближенной:

$$P(H, t) + \rho g(H - z). \quad (2)$$



**Схема расположения координатной оси и элемента водонасыщенного объема пористой среды водоносного бассейна**

В действительности избыточное давление, представленное в формуле (2) значением  $P(H, t)$ , будет выше, так как к нему необходимо было бы добавить потери давления при движении воды от точки с координатой  $z$  до поверхности первоначального ГВК  $z = H$ . Но эти потери существенно меньше, чем  $P(H, t)$ , и поэтому в первом приближении ими можно пренебречь.

Начальный объем газа, приведенный к стандартным условиям, растворенный в единице объема воды, находящейся на глубине  $(H - z)$ , по закону Генри будет равен

$$\alpha[P(H, 0) + \rho g(H - z)], \quad (3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент растворимости метана в воде.

В единице объема воды при давлении (2) будет растворено

$$\alpha[P(H, t) + \rho g(H - z)] \quad (4)$$

объемов газа при стандартных условиях (давлении  $(P_*)$  и абсолютной температуре  $(T_*)$ ).

Следовательно, при падении давления на поверхности первоначального ГВК на глубине  $(H - z)$  водоносного пласта из единицы объема воды выделится объем газа, приведенный к стандартным условиям:

$$\alpha[P(H, 0) + \rho g(H - z)] - \alpha[P(H, t) + \rho g(H - z)] = \alpha[P(H, 0) - P(H, t)]. \quad (5)$$

По формуле (5), если пренебречь потерями на трение при движении подошвенной воды в направлении ГВК, во всех точках пласта выделится один и тот же объем газа, приведенный к стандартным условиям. Но чтобы определить фактический объем, занимаемый газом, его необходимо привести к давлению и температуре в данной точке пласта.

Приведенный объем выделившегося газа (5) будет равен:

$$\frac{\alpha [P(H, 0) - P(H, t)] P_* A}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} \quad (6)$$

При приведении объема газа к пластовым условиям использовалось уравнение состояния

$$PW = \frac{m}{M} \omega(P, T) RT,$$

где  $m$  – масса газа молекулярного веса  $M$ ;  $W$  – его объем;  $\omega(P, T)$  – коэффициент сжимаемости;  $R$  – универсальная газовая постоянная.

В формуле (6)  $A = \frac{\omega(P, T) T}{\omega(P_*, T_*) T_*}$ , где нижняя

звездочка означает, что символ физической величины относится к ее значению при стандартных условиях.

Если первоначальный объем воды в элементарном объеме пористой среды  $dW$  был равен  $\emptyset_0 \cdot dx \cdot dy \cdot dz = \emptyset_0 \cdot dW$ , где  $\emptyset_0$  – открытая начальная пористость, то после выделения газа доступный для воды объем уменьшится на величину

$$\frac{\alpha \cdot P_* A \cdot \emptyset_0 \cdot dW [P(H, 0) - P(H, t)]}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} \quad (7)$$

и будет равен

$$\emptyset_0 \left\{ 1 - \frac{\alpha \cdot P_* A [P(H, 0) - P(H, t)]}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} \right\} dW. \quad (8)$$

Выражение в фигурных скобках представляет собой функцию изменения пористости  $\emptyset_0$  в зависимости от изменения давления на поверхности первоначального ГВК  $P(H, t)$  и вертикальной координаты  $z$ .

Необходимо обратить внимание на то, что  $P(H, t)$  не равно пластовому давлению в газонасыщенной зоне. Оно складывается из пластового давления в газоносном пласте и давления столба воды, внедрившейся в газовую залежь, т.е. давления столба над поверхностью первоначального ГВК.

Ввиду предположения о неподвижности выделяющегося газа и полной насыщенности подошвенной воды газом псевдопористость по формуле (8) при падении давления на поверхности первоначального ГВК  $P(H, t)$  может только уменьшаться. Но уменьшение псевдопористости происходит не только по причине общего падения давления в системе «газовое месторождение – водоносный бассейн». Когда насыщенная газом вода перемещается из нижних слоев в вышележащие, гидростатическое и избыточное давления в которых ниже, то из нее также начинает выделяться свободный газ.

Далее приведем формулу (без вывода), используя которую можно оценить приведенный к пластовым условиям объем газа, привносимый фильтрующейся жидкостью в растворенном состоянии и выделяющийся как неподвижный в элементарном объеме пористой среды за время  $dt$ :

$$\alpha \cdot P_* A \left\{ \frac{\rho g \cdot V}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} - \frac{\partial V}{\partial z} \right\} dW \cdot dt. \quad (9)$$

Этот объем мал по сравнению с объемом, выделяющимся при общем падении давления в водонасыщенной зоне, представленным формулой (7), ввиду крайне низкой скорости фильтрации  $V$ .

Например, объем пластовой воды, профильтровавшийся через 1 м<sup>2</sup> поверхности первоначального ГВК, составляет  $\approx 4$  м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> (подъем контакта – около 50 м) для месторождений Медвежье и Уренгойское за 22 года их разработки. Следовательно, средняя скорость фильтрации через поверхность первоначального ГВК  $\approx 6 \cdot 10^{-9}$  м/с, а истинная скорость при просветности 0,33 – около  $2 \cdot 10^{-8}$  м/с. Таким образом, на перемещение даже вблизи поверхности ГВК некоторого объема воды на 2 м в его сторону потребуется более трех лет. За это время давление в водоносном пласте упадет более чем на  $10^6$  Па, и дополнительный объем, оцененный по формуле (7), многократно превысит объем, рассчитанный по формуле (9).

Уравнение неразрывности при постоянной плотности воды запишется в следующем виде:

$$\frac{\partial V}{\partial z} = - \frac{\partial \emptyset}{\partial t}, \quad (10)$$

где  $\emptyset$  равна начальной пористости  $\emptyset_0$ , умноженной на функцию в фигурных скобках (8).

Следовательно,

$$\frac{\partial V}{\partial z} = - \frac{\alpha \cdot \emptyset_0 \cdot P_* A [P(H, 0) - P(H, t)]}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]^2} \cdot \frac{\partial P(H, t)}{\partial t} \quad (11)$$

Получилось обыкновенное дифференциальное уравнение, так как давление  $P(H, t)$  является известным граничным условием (переменным давлением на границе поверхности первоначального ГВК). Интегрированием уравнения (11) для граничного условия при  $z = 0$  и  $V = 0$  находится выражение для скорости:

$$V = - \frac{\emptyset_0 \cdot \alpha \cdot P_* A}{\rho g} \left\{ \frac{[P(H, 0) - P(H, t)] \rho g z}{[P(H, t) + \rho g H] \cdot [P(H, t) + \rho g(H - z)]} + \ln \frac{P(H, t) + \rho g H}{P(H, t) + \rho g(H - z)} \right\} \frac{\partial P(H, t)}{\partial t}. \quad (12)$$

Положив  $z = H$ , нетрудно вычислить нормальную скорость к поверхности ГВК и по фактическим данным о подъеме ГВК определить произведение  $\emptyset_0 \cdot \alpha P_*$ , используя его значение в последующем для прогнозирования подъема ГВК. При этом следует учитывать, что  $V$  – это фиктивная скорость фильтрации в предположении, что вода при движении занимает все сечение пористой породы.

Если проинтегрировать выражение (12) по  $t$  от начала разработки месторождения до времени  $t$  для  $z = H$ , то получится формула для объема воды ( $Q$ ) в  $m^3$ , профильтровавшегося через  $m^2$  поверхности первоначального ГВК с момента пуска месторождения в разработку:

$$Q = \frac{\emptyset_0 \cdot \alpha \cdot P_* A}{\rho g} [P(H, 0) - P(H, t)] \ln \left[ 1 + \frac{\rho g H}{P(H, t)} \right]. \quad (13)$$

Формула (13) может быть получена и другим путем.

За произвольный момент времени  $t$ , прошедший с начала разработки месторождения, из воды, находящейся в элементарном параллелепипеде  $dx \times dx \times dz = dW$  с центром в точке  $z$ , выделится объем неподвижного газа, приведенный к давлению и температуре в точке  $z$ , равный

$$\frac{\alpha \cdot P_* A \cdot \emptyset_0 [P(H, 0) - P(H, t)] dW}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]}. \quad (14)$$

Он вытеснит из этого объема равный ему объем воды. Так как рассматривается одноименное движение по оси  $OZ$ , то движение по направлению осей  $OX$  и  $OY$  отсутствует. Поэтому если разделить объем, рассчитанный по формуле (14) на  $dx \cdot dy$ , получится высота  $dz$ , на которую поднимется вода над плоскостью  $z$ . Если теперь проинтегрировать выражение (14) по  $z$  от 0 (положение подошвы водоносного горизонта) до некоторого значения  $z$  ( $0 \leq z \leq H$ ), то получится высота  $\Delta z$ , на которую переместится (поднимется) плоскость воды внутри водоносного горизонта, имеющая координату  $z$  перед началом разработки месторождения при изменении (падении) давления на поверхности первоначального ГВК от  $P(H, 0)$  до  $P(H, t)$ :

$$\Delta z = \frac{\alpha \cdot P_* A \cdot \emptyset_0}{\rho g} [P(H, 0) - P(H, t)] \ln \left[ \frac{P(H, t) + \rho g H}{P(H, t) + \rho g(H - z)} \right]. \quad (15)$$

Если в формуле (15) положить  $z = H$  (м), то получится объем воды в  $m^3$ , профильтровавшийся через  $m^2$  поверхности первоначального ГВК.

В книгах [1–3] приведены подробные фактические данные о подъеме ГВК в сеноманских залежах по месторождениям Медвежье и Уренгойское и практическая возможность эффективного использования механизма разгазирования пластовой воды для прогнозирования обводнения залежей с подошвенной водой, а также фактические данные о значениях коэффициента растворимости  $\alpha$  и плотности пластовой воды  $\rho$ . Физические величины во всех формулах имеют размерности в системе СИ.

**Список литературы**

1. Никоненко И.С. Газодобывающее предприятие как сложная система / И.С. Никоненко, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра, 1998. – 343 с.
2. Степанов Н.Г. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 124 с.
3. Степанов Н.Г. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 204 с.

УДК 622.279:620.197.3

А.В. Ляшенко, Р.А. Жирнов, Д.В. Изюмченко

## Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода

**Ключевые слова:**

скважина,  
газовый конденсат,  
сероводород,  
диоксид углерода,  
защита от коррозии,  
ингибитор  
коррозии.

**Keywords:**

well,  
condensate,  
H<sub>2</sub>S,  
CO<sub>2</sub>,  
corrosion protection,  
corrosion inhibitor.

Кислый влажный газ Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ, введено в эксплуатацию в конце 1986 г.) за счет высокого содержания сероводорода и диоксида углерода является коррозионно-агрессивным по отношению к углеродистым и низколегированным сталям. Наибольшую опасность представляет сероводород (его содержание в добываемой пластовой смеси достигает 25 %). Он может вызывать различные виды коррозии, основными из которых являются сероводородная коррозия, водородное растрескивание (ВР), сероводородное растрескивание под напряжением (СРН), общая и язвенная коррозия.

Наиболее сложными объектами с коррозионной точки зрения являются эксплуатационные скважины АГКМ, что обусловлено воздействием высоких температур (на забое температура достигает 110 °С) и высоких парциальных давлений кислых газов (для сероводорода – до 15 МПа, для диоксида углерода – до 9,2 МПа) при общем пластовом давлении до 61 МПа.

Для труб газонефтяного сортамента, из которых скомпонованы обсадные и эксплуатационные колонны скважин, наиболее опасным видом коррозии, способным привести к быстрому разрушению металла, является СРН. Избежать этого вида коррозии позволяет применение специальных сталей, стойких к сероводородному растрескиванию под напряжением. Поэтому вторая техническая и эксплуатационные колонны, для которых возможен контакт с высокоагрессивной сероводородосодержащей средой, выполнены из труб, изготовленных из низколегированной стали категорий прочности С-90, С-95 по API 5СТ с высокогерметичными резьбовыми соединениями, прошедшими специальные коррозионные испытания на стойкость против сероводородного коррозионного растрескивания. Для компоновки насосно-компрессорных труб (НКТ) применяются аналогичные трубы категории прочности С-90. Элементы подземного оборудования также изготовлены из сталей, обладающих стойкостью к сульфидному растрескиванию под напряжением [1].

Для защиты от общей и язвенной коррозии, обусловленной воздействием сероводорода, а также диоксида углерода проектом предусмотрено применение ингибиторов коррозии. Затрубное пространство скважин выше пакера заполняется раствором ингибитора, что обеспечивает защиту от коррозии наружной поверхности НКТ и подземного оборудования, а также внутренней поверхности эксплуатационной колонны. При отсутствии отложений остатков бурового раствора на поверхности труб в затрубном пространстве раствор ингибитора препятствует протеканию коррозионных процессов даже при поступлении в затруб пластового газа вследствие возможной негерметичности элементов подземного оборудования.

Для защиты подземного оборудования скважин первоначальным проектом предусматривалось применение постоянной подачи ингибитора через ингибиторный клапан, расположенный на 50 м выше пакера. Постоянная подача осуществлялась насосами производительностью 2,6 л/ч из расчета 14 л на 1 млн м<sup>3</sup> газа. Также предусматривалось периодическое нанесение ингибиторной пленки на внутреннюю поверхность НКТ путем закачки раз в три месяца через устье остановленной скважины 1500 л 33%-ного раствора в метаноле и последующего отстоя скважины в течение 24 ч для стекания раствора по лифтовой колонне до забоя. Постоянная подача

ингибитора должна была обеспечивать поддержание/восстановление защитной пленки, нанесенной из концентрированного раствора при периодических обработках. Предложенная система подачи ингибитора через ингибиторный клапан не позволяла обеспечить защиту НКТ ниже ингибиторного клапана.

Система контроля коррозии, предложенная проектом, смонтирована на поверхности после выхода газа из скважины (первый узел контроля коррозии расположен на площадке скважины). Поэтому информация, получаемая с ее помощью, характеризует эффективность ингибиторной защиты системы сбора. Данные различных методов контроля коррозии, полученные при эксплуатации скважин, свидетельствовали, что скорость общей коррозии в системе сбора в начальный период эксплуатации промысла не превышала в среднем 0,02 мм/год [1]. При этом концентрация непрерывно закачиваемого и выносимого из скважин ингибитора соответствовала проектной величине. Периодические обработки НКТ скважин ингибитором коррозии также проводились в соответствии с графиком.

Система контроля коррозии подземного оборудования скважин, предложенная проектом, предполагала также отбор проб выносимой из скважины жидкости (воды и газового конденсата) и определение в них содержания ингибитора коррозии и ионов железа. Как показала практика эксплуатации скважин, использование предложенных методов оказалось нерезультативным для отражения объективной информации о протекающих процессах коррозии и эффективности ингибиторной защиты подземного оборудования. Анализ содержания ионов железа в выносимой воде оказался неприменимым, так как сульфиды железа, являющиеся основным продуктом коррозии в условиях сероводородсодержащего газа АГКМ, практически не растворимы в воде, и их вынос происходит в виде механических частиц.

Извлеченные при проведении капитального ремонта НКТ после 5–8 лет эксплуатации имели значительные коррозионные повреждения, что свидетельствовало о недостаточной эффективности применяемой системы ингибиторной защиты. Экспертиза поднятых НКТ и подземного оборудования, проведенная в 1997 г., подтвердила, что заложенная проектом система ингибирования неэффективна для условий эксплуатации скважин АГКМ. Наибольшие коррозионные повреждения име-

ли место ниже уровня 2000 м и с глубиной повреждения возрастали вплоть до перфорации. Коррозионные повреждения наблюдались непосредственно и вблизи ингибиторного клапана. Причем по своей интенсивности повреждения выше и ниже клапана не отличались. Было также выявлено, что по целому ряду причин [1] ингибиторные клапаны оказались неработоспособными.

Согласно проектной технологии, ингибитор, подаваемый через ингибиторный клапан, должен был восстанавливать защитную пленку, создаваемую при периодических обработках за счет стекания 33%-ного раствора ингибитора в растворителе по НКТ до забоя. Проведенные исследования показали, что закачанная на устье для нанесения защитной пленки порция раствора ингибитора коррозии не стекает по НКТ до забоя, а «зависает» на сужении – переводнике НКТ с 4½" на 3½", расположенном на глубине около 600 м. Раствор ингибитора оставался в верхней части скважины более месяца (согласно проекту, он должен был стечь в течение 24 ч). Поэтому защитная пленка при проведении обработки формировалась только в верхней части НКТ. Подаваемый в небольших количествах через ингибиторный клапан ингибитор не мог в условиях высоких давлений и температур сформировать на внутренней поверхности лифтовой колонны защитную пленку, способную обеспечить защиту металла. Также одной из причин неэффективности ингибиторной защиты нижней части НКТ при использовании только постоянной подачи является переход ингибитора в газообразное состояние в условиях пластовой смеси при высоких давлениях.

Поэтому к середине 1990-х гг. актуальной стала задача изменения проектной системы ингибиторной защиты скважин. Наиболее приемлемой технологией оказалась технология закачки ингибитора в призабойную зону пласта (пласт) залежи (squeezing) через НКТ скважины. Данная технология не требовала проведения каких-либо технических модернизаций и изменения элементов подземного и устьевого оборудования скважин. Метод использовался фирмой «Шелл» (Shell Oil Company) на нефтяном промысле New Iberia (Луизиана, США [2]), газовом месторождении ЛАК (Франция), а также на газоконденсатных месторождениях в Узбекистане (Северный Мубарек, Уртабулак и др.) [3].

Впервые испытания технологии были проведены на одной из скважин АГКМ в 1994–1995 гг. В течение последующих нескольких лет технология была отработана на более чем тридцати скважинах месторождения.

После 2000 г. технология закачки в пласт была принята в качестве основной технологии ингибиторной защиты скважин на месторождении.

В 2001 г. институтом ВНИИГАЗ совместно с АстраханьНИПИгаз был разработан и введен в действие Регламент ингибиторной защиты оборудования скважин Астраханского ГКМ методом закачки ингибитора в призабойную зону пласта, который и в настоящее время остается основным нормативным документом, регламентирующим применение данной технологии.

С целью повышения противокоррозионной защиты и, соответственно, надежности работы скважин ВНИИГАЗом была разработана новая конструкция скважин, предусматривающая применение труб из коррозионно-стойкого сплава группы G3 категории прочности Grade 110 в соответствии с ISO 13680:2000(E) для компоновки нижней части эксплуатационной колонны и колонны НКТ, которая была внесена в разработанный в 2001 г. Проект разработки Астраханского ГКМ [1]. С 2002 г. все вновь построенные скважины имеют новую конструкцию; лифтовая колонна на новых скважинах и скважинах, выходящих из капитального ремонта, стала полностью компоноваться из труб сплава группы G3; подземное оборудование (пакер, циркуляционный клапан, посадочные ниппеля, расходные муфты) – из сплавов Inconel 718 и Incoloy 925. Скважины с такими НКТ и подземным оборудованием уже не нуждаются в ингибиторной защите.

Вместе с тем основной фонд скважин на месторождении оставался с НКТ из углеродистой стали, защита от коррозии которых осуществлялась с применением технологии закачки ингибитора в пласт. Преимущества такой обработки в сравнении с применяемыми на начальной стадии разработки заключаются в возможности ингибиторной защиты НКТ и всего подземного оборудования, расположенного ниже ингибиторного клапана, и подпакерной зоны скважины. Этот способ позволяет сочетать периодическую обработку НКТ путем нанесения ингибиторной пленки в процессе закачки с постоянным поступлением ингибитора

из призабойной зоны пласта в поток выносимой с забоя углеводородной продукции.

Эффективность такой обработки может составлять от 3 до 18 месяцев в зависимости от ингибитора, типа пласта, состава добываемого флюида, дебита скважины (для скважин АГКМ эффективность обработки – от 6 до 12 месяцев).

После закачки раствора ингибитора для адсорбции его пластом скважина выдерживается некоторое время и затем пускается в работу. Сразу после пуска концентрация ингибитора в жидкости, выносимой из скважины, высокая; затем она сравнительно быстро падает при дальнейшей эксплуатации скважины. Выносимый из скважины ингибитор создает на поверхности металла защитную пленку. Однако когда концентрация ингибитора падает и возвращающийся ингибитор не в состоянии больше осуществлять «ремонт» защитной пленки с той быстротой, с какой она удаляется, эффективность обработки падает.

Проведенные исследования по отработке технологии закачки ингибитора в пласт на скважинах АГКМ показали, что ингибитор хорошо адсорбируется карбонатным пластом. В момент пуска скважины в работу наблюдается повышенная концентрация ингибитора в выносимой из скважины жидкости (углеводородном конденсате), которая уже через сутки снижается до обычных значений, не превышающих 100 мг/л. Так, при проведении испытаний на скважинах максимальная концентрация в пробах ингибитора, отобранных из потока на площадке скважины, не превышала 2500 мг/л. Максимальная концентрация ингибитора в пробах, отобранных из газоконденсатопровода 16", по которому продукция скважин поступает с промысла на Астраханский газоперерабатывающий завод (АГПЗ), не превышала 500 мг/л. В пробах, отобранных с трехфазного сепаратора на входе на завод, куда поступала продукция с данного газоконденсатопровода, концентрация в газовом конденсате не превышала 300 мг/л, а в пластовой воде – 150 мг/л. Такое содержание ингибитора в газовом конденсате и пластовой воде, поступающих на входные установки АГПЗ, не может привести к нарушению технологических процессов завода. Большая концентрация ингибитора, который является поверхностно-активным веществом, так же, как и неправильный выбор ингибитора, может привести к образованию стойкой эмульсии «пластовая вода – газовый кон-



денсат» в сепараторах ГПЗ, где осуществляется разделение пластовой смеси, и нарушению работы установок стабилизации конденсата и пластовой воды. Возможное попадание ингибитора на установки аминовой очистки газа от кислых компонентов может обусловить вспенивание раствора абсорбента и, соответственно, нарушение процесса очистки.

При реализации технологии необходимо, чтобы раствор ингибитора был полностью продавлен в призабойную зону пласта растворителем. Если этого не происходит, то часть раствора ингибитора, находящаяся в нижней части ствола, при пуске скважины попадает в систему сбора и далее – на ГПЗ, где высокая концентрация ингибитора в поступающей продукции может привести к нарушению технологического процесса. Так, если раствор ингибитора не продавливался полностью в призабойную зону пласта, при пуске скважин в работу после обработки концентрация ингибитора в жидкости, выносимой из скважины, могла достигать 60000 мг/л.

Количество рабочего раствора ингибитора для закачки в призабойную зону пласта готовится из расчета необходимого объема для обработки скважины. Степень разведения рассчитанного количества чистого ингибитора растворителем не является строго постоянной величиной и зависит прежде всего от величины суточного дебита.

С середины 1990-х гг. на месторождении применяется высокомолекулярный ингибитор «Додиген 4482-1», который был разработан для условий АГКМ в результате многолетней совместной работы фирмы-производителя, ВНИИГАЗа и АстраханьНИПИгаза. Ингибитор поставляется на месторождение в виде концентрата, содержащего 70 % мас. активной части в растворителе, представляющем собой смесь ароматических углеводородов. Он образует на поверхности металла стойкие защитные пленки, сохраняющие свой защитный эффект при высоких пластовых температурах. Ингибитор прошел полный цикл лабораторных стендовых и опытно-промышленных испытаний и соответ-

ствует по своим защитным качествам технологическим требованиям, предъявляемым к ингибиторам в газовой отрасли [4]. В настоящее время он применяется для защиты скважин, а также системы сбора и транспорта газоконденсатной смеси на АГПЗ.

Концентрация ингибитора для закачки в призабойную зону пласта должна составлять 10–15 % содержания товарной формы ингибитора в растворителе. Объемы концентрата ингибитора «Додиген 4482-1» и растворителя при приготовлении рабочих растворов разной концентрации приведены в табл. 1.

При обработке скважины закачка проводится из расчета среднего содержания ингибитора в выносимой из скважины жидкости (воды и газового конденсата) 25 мг/л, но не менее 10 л ингибитора на 1 млн  $\text{м}^3$  газа, что соответствует подаче 10–14 л ингибитора на  $10^6 \text{ м}^3$  добываемого газа. Также предусматривается дополнительное количество ингибитора на необратимое поглощение продуктивным пластом. Расчет проводится с учетом рабочего дебита скважины и ее работы в течение не менее 6 месяцев после проведения закачки.

Как показал опыт применения закачки ингибитора в призабойную зону пласта на скважинах АГКМ, десорбция ингибитора из породы происходит практически равномерно, и большая часть его выносится из пласта.

Необходимое количество товарной формы ингибитора  $V$  для проведения закачки рассчитывается по эмпирической формуле, л:

$$V = 2Wvt,$$

где  $W$  – среднесуточная производительность скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $v$  – удельный расход товарной формы ингибитора, принимается равным  $10^{-5} \text{ л}/\text{м}^3$  (соответствует расходу 10 л на  $10^6 \text{ м}^3$  газа);  $t$  – время непрерывной работы скважины, сут (принято рассчитывать на 6 или 12 месяцев); 2 – коэффициент, учитывающий возможность необратимой адсорбции ингибитора пластом и неравномерность его выноса в процессе десорбции.

Таблица 1

**Соотношение ингибитора-концентрата «Додиген 4482-1» и растворителя при приготовлении растворов (общий объем рабочего раствора – 1000 л)**

Концентрация рабочего раствора (содержание товарной формы в рабочем растворе), %	10	15
Ингибитор-концентрат / растворитель, л	57/943	86/914

Объем продавочной жидкости (дизельное топливо или метанол)  $V_1$  рассчитывается по формуле, л:

$$V_1 = V_{01} + V_{02} + V_{03} + V_{04},$$

где  $V_{01}$  – объем задавочной линии скважины и части фонтанной арматуры, заполняемой жидкостью в процессе закачки;  $V_{02}$  – объем НКТ и подземного оборудования до пакера;  $V_{03}$  – объем подпакерной и призабойной зоны скважины;  $V_{04}$  – объем жидкости, необходимой для продавки ингибиторного раствора в пласт, принимается равным не менее 20000 л.

Время отстоя скважины для адсорбции ингибитора пластом должно составлять не менее суток. Пуск скважины в эксплуатацию при использовании в качестве растворителя дизельного топлива производится непосредственно в шлейф при минимально допустимом расходе газа. Проведенные испытания показали, что объемы жидкости, применяемые при закачке, и сама технология закачки и пуска скважины в работу не приводят к поступлению значительных количеств ингибитора на входные установки ГПЗ и, соответственно, к нарушению технологического процесса переработки газа и газового конденсата. Пуск скважины в работу без предварительной отработки на амбар позволяет избежать потерь вследствие сжигания значительных количеств углеводородной жидкости, которая возвращается в процесс переработки.

Решение о проведении следующей закачки ингибитора принимается при снижении содержания ингибитора ниже 25 мг/л в трех последовательно отобранных в соответствии с графиком отбора проб. Обязательная закачка производится не реже одного раза в год, даже если концентрация ингибитора в пробах превышает 25 мг/л.

В 2005 г. недропользователем ООО «Газпром добыча Астрахань» был разработан и введен стандарт предприятия, предусматривающий для продавки 15%-ного раствора ингибитора в пласт применение 5%-ного раствора ингибитора коррозии в объеме 34,2 т, что при плотности раствора 0,83–0,84 соответствует объему не менее 41 м<sup>3</sup>. Масса закачиваемого в призабойную зону 15%-ного раствора в зависимости от дебита скважины составляет 2,5–9,3 т, что соответствует объему раствора от 3 до 12,5 м<sup>3</sup>. Опыт многолетней эксплуатации показал следующее:

- потери ингибитора в скважине за счет безвозвратной адсорбции пластом после проведения нескольких закачек существенно ниже, чем на начальном этапе применения технологии, и поэтому такого количества ингибитора достаточно для обеспечения работы скважины в течение 12 месяцев;
- для адсорбции пластом закачанного ингибитора достаточно 24 ч.

Стандартом предусматривалось, что пуск скважины в работу после проведения закачки должен осуществляться непосредственно в шлейф на эксплуатационном режиме. Вместе с тем ингибитор, выносимый при пуске скважины с 5%-ным раствором, заполняющим НКТ и нижнюю часть ствола, количество которого значительно, попадает с продукцией в трехфазный сепаратор одной из входных установок АГПЗ, что приводит к нарушению технологического процесса переработки газа и газового конденсата.

В табл. 2 приведены данные расчетов массы ингибитора, заполняющего НКТ и нижнюю часть ствола и выходящего из скважины при ее пуске, попадая в систему сбора. Также отражено расчетное содержание ингибитора в жидкости трехфазного сепаратора В02 входной уста-

Таблица 2

**Расчет массы ингибитора, выносимого из скважины с продавочной жидкостью, и возможного содержания ингибитора в жидкости трехфазного сепаратора входной установки АГПЗ**

Концентрация раствора ингибитора в дизельном топливе, %	Объем раствора ингибитора в дизельном топливе, выносимый из скважины при ее пуске, м <sup>3</sup>	Масса товарной формы ингибитора, кг	Максимально возможное содержание ингибитора в жидкости сепаратора В02 У171 за счет попадания ингибитора при пуске скважины, мг/л
5	20	840	11200
0,1	20	16,6	221
0,4	20	66,4	885
0,5	20	83	1106

новки ГПЗ при условии, что весь ингибитор, вынесенный из скважины, в виде 5%-ного раствора в дизельном топливе попадет в сепаратор. Расчеты проводились исходя из условия, что сепаратор объемом 100 м<sup>3</sup> заполнен на 3/4 своего объема. Для расчетов принято, что объем фонтанной арматуры, НКТ и нижней части ствола скважины составляет 20 м<sup>3</sup>.

Согласно данным табл. 2, при попадании всего 5%-ного раствора со скважины на входную установку АГПЗ содержание ингибитора в сепараторе составит выше 11000 мг/л. Такие концентрации могут привести к нарушению технологического процесса работы установок ГПЗ.

Данные исследований содержания ингибитора коррозии во флюиде, отобранном из газоконденсатопровода перед входом на АГПЗ после пуска скважин (где закачка проводилась с использованием 5%-ного раствора ингибитора в дизельном топливе) непосредственно в шлейф без отработки на амбар, показали сверхнормативные пиковые значения концентраций ингибитора в жидкости, транспортируемой по газоконденсатопроводу с промысла на АГПЗ.

В случае если в дизельном топливе, применяемом для продавки ингибитора в пласт, будет содержаться от 0,1 до 0,4 % ингибитора, то содержание ингибитора в жидкости сепаратора не превысит 885 мг/л, что является допустимой величиной и не приведет к нарушению работы технологических установок. Поэтому для исключения возможных нарушений технологического режима работы установок газоперерабатывающего завода рекомендуется для продавки ингибитора в пласт использовать дизельное топливо с содержанием ингибитора не более 0,4 %.

Как уже упоминалось, система контроля коррозии, предложенная проектом, смонтирована на поверхности после выхода газа из скважины (первый узел контроля коррозии расположен на площадке скважины) и не позволяет получить информацию об эффективности ингибиторной защиты НКТ скважины. Возможно оценить состояние насосно-компрессорных труб, поднятых со скважины при проведении капитального ремонта. Такая работа проводится постоянно. Ряд результатов изложен и представлен в источнике [1]. Однако фактически все скважины, выходящие в капитальный ремонт, были построены и введены в эксплуатацию до начала 2001 г., когда способ закачки ингибитора в пласт в качестве основной техноло-

гии еще не использовался. Поэтому невозможно оценить, какие коррозионные повреждения на извлеченных НКТ были получены до внедрения технологии, а какие после.

Единственным источником информации о протекании коррозионных процессов на поверхности НКТ может стать анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС), получаемых методом магнитно-импульсной дефектоскопии с помощью приборов МИД. Однако стоит отметить, что прибор дает интегральную информацию об общей толщине стенки НКТ, не позволяя определить на какой стороне – внутренней или внешней – произошла потеря металла. Сопоставляя данные о толщине стенки НКТ, полученные при двух или нескольких исследованиях, проведенных с помощью этого прибора в период применения технологии закачки ингибитора в пласт, можно получить информацию об эффективности ингибиторной защиты.

Для проведения анализа был выделен ряд скважин, добывающих пластовый флюид с повышенным содержанием воды, где протекание коррозионных процессов наиболее вероятно (табл. 3). Все эти скважины (приведены их условные номера) имеют НКТ из низколегированной углеродистой стали, введены в эксплуатацию до 2000 г. и стали обрабатываться с применением метода закачки раствора ингибитора в пласт с начала 2000-х гг.

В табл. 3 указан интервал лифтовой колонны, в котором (согласно данным, полученным с помощью прибора МИД) не были зафиксированы изменения общей толщины стенки труб в периоды между исследованиями и, соответственно, обеспечивается ингибиторная защита НКТ от коррозии. Отражено, что на всех скважинах (начиная с определенной глубины) при использовании метода закачки ингибитора в пласт обеспечивается ингибиторная защита НКТ от общей коррозии. В табл. 3 также приведены расстояния от пакера до начала интервала лифтовой колонны ( $\Delta H$ ), где обеспечивается ингибиторная защита. На скв. 13X начало интервала НКТ, где имели место утонения стенки труб, находится ниже пакера на 81 м; на всех остальных скважинах – выше пакера. На 15 скважинах  $\Delta H$  составляет от 0 до 57 м; на скв. 7X – 234 м. Вместе с тем наблюдаемые выше пакера коррозионные повреждения лифтовой колонны могут быть и на внешней стороне труб в связи с негерметичностью затрубного

Таблица 3

**Результаты анализа эффективности ингибиторной защиты скважин с применением технологии продавки ингибитора в призабойную зону пласта с НКТ из низколегированной углеродистой стали на основании данных исследований технического состояния методом магнитно-импульсной дефектоскопии**

№ скв.	ВГФ*, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Интервал НКТ, где толщина стенки не менялась при эксплуатации, м	Глубина установки пакера ( $\Delta H$ ), м	Содержание ингибитора в пробах жидкости, мг/л
1X	828	0–3748, ниже 3748 – коррозионные повреждения	3727 ( $\Delta H = 21$ )	Не менее 25
2X	318	0–3761, ниже 3761 – коррозионные повреждения	3798 ( $\Delta H = 37$ )	Не менее 25
3X	221	0–3762, ниже 3762 – коррозионные повреждения	3742 ( $\Delta H = 20$ )	Не менее 25
4X	147	0–3838, ниже 3838 – коррозионные повреждения	3868 ( $\Delta H = 30$ )	Не менее 25
5X	145	0–3858, ниже 3858 – коррозионные повреждения	3881 ( $\Delta H = 23$ )	Не менее 25
6X	123	0–3787, ниже 3787 – коррозионные повреждения	3844 ( $\Delta H = 57$ )	Не менее 25
7X	94	0–3345, ниже 3345 – коррозионные повреждения	3579 ( $\Delta H = 234$ )	Не менее 25
8X	74	0–3806, ниже 3806 – коррозионные повреждения	3816 ( $\Delta H = 10$ )	Не менее 25
9X	69	0–3822, ниже 3822 – коррозионные повреждения	3828 ( $\Delta H = 6$ )	Не менее 25
10X	68	0–3749, ниже 3822 – коррозионные повреждения	3717 ( $\Delta H = 32$ )	Не менее 25
11X	48	0–3882, ниже 3882 – коррозионные повреждения	3907 ( $\Delta H = 25$ )	Не менее 25
12X	43	0–3860, ниже 3860 – коррозионные повреждения	3855 ( $\Delta H = 5$ )	Не менее 25
13X	41	0–3949, ниже 3949 – коррозионные повреждения	3868 ( $\Delta H = -81$ , ниже пакера)	Не менее 25
14X	32	0–3789, ниже 3789 – коррозионные повреждения	3812 ( $\Delta H = 23$ )	Не менее 25
15X	30	0–3844, ниже 3844 – коррозионные повреждения	3844 ( $\Delta H = 0$ )	Не менее 25
16X	21	0–3888, ниже 3888 – коррозионные повреждения	3903 ( $\Delta H = 15$ )	Не менее 25
17X	26	0–3900, ниже 3900 – коррозионные повреждения	3909 ( $\Delta H = 9$ )	Не менее 25

\* ВГФ – водогазовый фактор.

пространства и проникновения в это пространство коррозионно-агрессивного пластового флюида. На всех скважинах хвостовик, находящийся ниже пакера, подвергается процессам коррозии, вероятно, за счет воздействия коррозионной среды на внешнюю поверхность труб.

Проведенный анализ данных контроля технического состояния скважин с НКТ из углеродистой низколегированной стали показал, что применяемая технология ингибиторной защиты с использованием метода продавки ингибитора в пласт позволяет обеспечить эффективную защиту лифтовой колонны с уровня, расположенного на 0–234 м выше пакера.

Полученные результаты подтвердили проектные решения об использовании на скважинах АГКМ комбинированной колонны НКТ, верхняя часть которой может быть скомпонована из труб углеродистой стали типа С-90, нижняя – из труб сплава типа SM2535. Скважины с комбинированной колонной должны эксплуатироваться в условиях применения ингибиторной защиты. Полученные данные и применяемый методический подход могут быть использованы для выбора места перехода «углеродистая сталь – коррозионно-стойкий сплав» для скважин при проведении капитального ремонта.

С целью существенного снижения количества углеводородного растворителя, применяемого для продавки раствора ингибитора в пласт, ВНИИГАЗом в Дополнении к проекту разработки на 2007–2019 гг. было рекомендовано использовать азот. Такая технология позволяет также избежать проблем при пуске скважин с пониженным пластовым давлением после проведения обработки. Когда ствол скважины после закачки заполнен газообразным азотом, скважина легко осваивается.

В период 2009–2010 гг. на шести скважинах месторождения были проведены опытные закачки раствора ингибитора в пласт с использованием азота в качестве продавочного агента [5]. Для закачки применялась азотно-конверторная установка, способная нагнетать жидкий азот при давлениях до 70 МПа. Жидкий азот после повышения давления нагревается в теплообменнике и переходит в газообразное состояние, в котором и поступает в скважину.

На нескольких скважинах была реализована технология с распылением раствора ингибитора в закачиваемый поток азота, позволяющая обрабатывать скважины, находящиеся в зонах с низким пластовым давлением. При использовании азота скважины после закачки

ингибитора пускались в работу непосредственно в шлейф без отдувки на амбар. Во время и после проведения опытных работ по опробованию ингибирования скважин методом закачки ингибитора коррозии в пласт с применением азотно-конверторной установки изменений в технологическом режиме установок переработки газа ГПЗ не зафиксировано.

Применяемая технология предусматривает на первом этапе процесса закачки заполнение ствола скважины азотом до установления стационарного значения давления на устье (это будет свидетельствовать о том, что лифтовая колонна полностью заполнена), а затем подачу 33%-ного раствора ингибитора в закачиваемый азот. Однако заполнение азотом НКТ до забоя приводит к дополнительному расходу газа.

С учетом анализа данных, полученных при опробовании технологии закачки ингибитора в пласт с использованием азота в качестве продавочного агента, ВНИИГАЗом была рекомендована следующая последовательность технологических операций при проведении закачки:

1) подавать азот в скважину до заполнения фонтанной арматуры и верхней части лифтовой колонны (100–300 м);

2) начать подавать 33%-ный раствор ингибитора коррозии в растворителе в распыленном виде в азот, по-прежнему подаваемый в скважину;

3) раствор ингибитора коррозии в распыленном виде подавать вместе с азотом до его полного расхода;

4) после исчерпания раствора ингибитора коррозии продолжать подачу азота до вытеснения закачанного раствора из лифтовой колонны (достижения стационарного давления на устье);

5) продолжать подачу азота и закачивать его в объеме, который был использован от момента начала подачи раствора ингибитора до момента вытеснения этого раствора из лифтовой колонны;

6) после выполнения этапов 1–5 прекратить подачу азота и выдержать скважину в неработающем состоянии от 24 до 72 ч для абсорбции раствора ингибитора коррозии в призабойной зоне;

7) пустить скважину в работу.

На 2013 г. недропользователем запланировано провести работы по ингибированию с применением азота не менее чем на 25 скважинах месторождения.

Таким образом, внедрение технологии ингибиторной защиты скважин методом продавки раствора ингибитора в пласт позволило обеспечить эффективную защиту НКТ и подземного оборудования эксплуатационных скважин АГКМ в условиях высокого содержания в добываемой продукции коррозионно-агрессивных компонентов – сероводорода и диоксида углерода.

## Список литературы

1. Филиппов А.Г. Эксплуатация скважин Астраханского газоконденсатного месторождения / А.Г. Филиппов, А.К. Токман, А.Г. Потапов и др. – М.: Газпром экспо, 2010. – 171 с.
2. Raifsnider P.J. Radioactive tracer studies on squeeze inhibition of oil wells / P.J. Raifsnider, V.P. Guinn, C.L. Barr et. al // *Materials Protection*. – 1965. – July. – P. 18–22.
3. Альтшулер Б.Н. Технология защиты от коррозии скважинного оборудования методом закачки ингибитора в пласт / Б.Н. Альтшулер, Н.Е. Легезин и др. // *Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности*. – 1979. – № 8. – С. 15–17.
4. СТО Газпром 029-2007 «Положение о допуске ингибиторов коррозии к применению в ОАО «Газпром».
5. Голубев С.В. Ингибирование скважин с применением передвижной азотно-конверторной установки / С.В. Голубев, К.Ю. Маточкин, Д.В. Пономаренко // *Нефтегаз*. – 2012. – Вып. 2. – [www.ntfepixel.ru/node/329](http://www.ntfepixel.ru/node/329).

УДК 622.279.23/4

**Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин**

## Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики\*

**Ключевые слова:**  
эксплуатация скважин, поздняя стадия разработки, экспериментальные исследования, вертикальные газожидкостные потоки, потери давления, водогазовый фактор.

**Keywords:**  
gas well operations, later stage of development, experimental research, vertical gas-liquid flows, pressure drops, water-gas factor.

Уникальные месторождения Западной Сибири, вступившие в завершающую стадию разработки, продолжают оставаться базовыми поставщиками газа ОАО «Газпром». Такая ситуация продлится еще по крайней мере несколько лет. Возникающие на этой стадии разработки технические и технологические особенности эксплуатации скважин, связанные в первую очередь с обводнением продукции и снижением энергетического потенциала залежей, потребовали создания в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» специализированного экспериментального стенда для исследования гидродинамики двухфазных потоков [1]. Работы были инициированы профессором С.Н. Бузиновым, недавно ушедшим из жизни, и проводились под его научным руководством.

Стенд рассчитан на воспроизведение физических условий, характерных для скважин сеномана на поздней стадии разработки, в том числе малых расходов жидкости. Важной особенностью стенда является возможность поддержания с высокой точностью на постоянном уровне расходов газа и жидкости в течение длительного периода времени, что позволяет исследовать газожидкостные потоки как в переходных, так и в установившихся режимах.

Уже полученные на стенде результаты существенно повлияли на представления о гидродинамике вертикальных двухфазных потоков. В данной статье сделана попытка сформулировать ряд положений, вытекающих из полученных экспериментальных данных и на первый взгляд противоречащих общепринятым положениям о физике движения по стволу скважины смесей газа и воды. Такие кажущиеся противоречия обусловлены тем, что диапазоны физических параметров, характерные для западно-сибирских скважин на поздней стадии разработки месторождений, прежде экспериментально практически не исследовались. Многие распространенные представления двухфазной гидродинамики оказались в этих условиях не вполне адекватными. Рассмотрим некоторые из таких представлений.

### Вертикальные газожидкостные потоки хорошо исследованы.

Как уже отмечалось, газожидкостные потоки настолько сложны, что модели, разработанные для определенного диапазона параметров, становятся неадекватными при попытке их использования для другого диапазона.

В табл. 1 перечислены основные специфические особенности условий разработки западно-сибирских месторождений и обусловленные этими особенностями проблемы.

Таблица 1

#### Специфические особенности эксплуатации скважин западно-сибирских месторождений на поздней стадии

Специфические особенности	Проблемы
Относительно небольшой водный фактор	В мировой практике нет готовых технических решений. Необходимы специальные исследования
Большие диаметры насосно-компрессорных труб	В мировой практике нет готовых технических решений. Необходимы специальные исследования
Уникальные размеры газовых месторождений	Целесообразно добиться экстраординарно высоких коэффициентов газоотдачи, что стимулирует проведение специальных теоретических и экспериментальных исследований

\* Настоящая статья предлагается в порядке обсуждения

Важнейшей особенностью сеноманских скважин является малое содержание жидкости в потоке газа ( $ВГФ < 10^{-5}$ ). Даже конденсационная вода, выпадающая в жидкую фазу в лифтовой трубе, может стать причиной самозадавливания скважины. На рис. 1 представлены диапазоны расходных и истинных водосодержаний, в которых в разные годы разными авторами проводились экспериментальные исследования гидродинамики вертикальных двухфазных потоков (по данным Г.Э. Одишарии, 1998). На рис. 1б в укрупненном масштабе красным прямоугольником выделена область малых значений водосодержания, характерная для сеноманских скважин. Этот диапазон до проведения описываемых в данной статье экспериментов практически не был исследован. Стоит отметить, что количество проведенных экспериментов значительно превышает число точек, изображенных на графиках рис. 1. Здесь приве-

дена лишь иллюстрация специфического положения важной для скважин сеномана области в широком диапазоне возможных значений водосодержаний газожидкостных потоков.

Другой важной особенностью условий эксплуатации сеноманских скважин являются большие диаметры лифтовых труб (более 7,6 см).

В табл. 2 приведены физические условия тех широко известных экспериментов, которые по своим параметрам наиболее соответствуют актуальным для скважин сеномана диапазонам.

Как следует из табл. 2, условия проведенных ранее экспериментов не охватывают весь диапазон параметров, характерных для скважин западно-сибирских месторождений. Таким образом, имеются актуальные для практики разработки газовых месторождений диапазоны параметров, в которых газожидкостные потоки исследованы недостаточно.

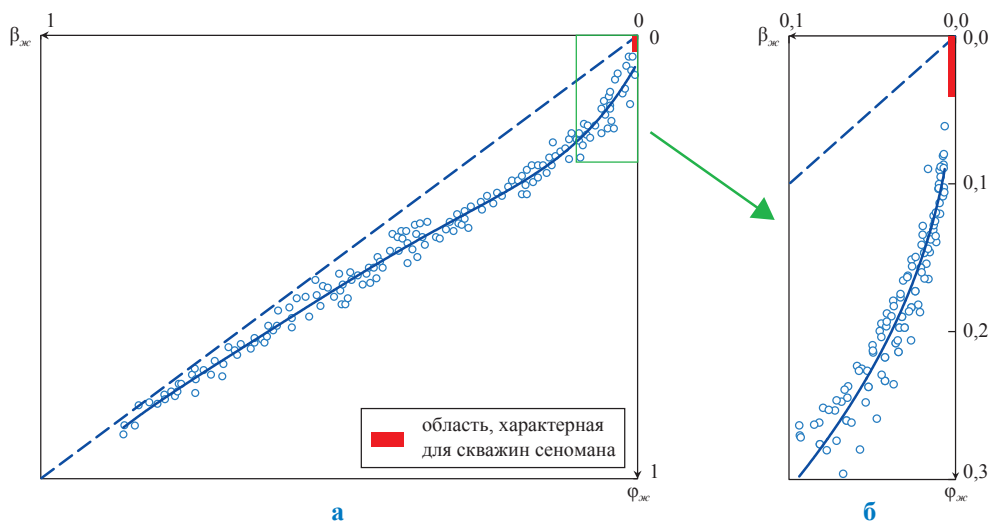


Рис. 1. Экспериментально исследованные диапазоны расходного ( $\beta$ ) и истинного ( $\phi$ ) водосодержания газожидкостных потоков

Таблица 2

**Перечень основополагающих исследований гидродинамики вертикальных двухфазных потоков применительно к работе газовых скважин**

Авторы	Внутренний диаметр лифтовой трубы, см	Давление, МПа	Компоненты газожидкостной смеси	Жидкостной фактор, $см^3/м^3$
Duns H. Jr., Ros N. C. J. (1963)	2,5–7,5	Около 0,1	Нефть, газ	> 200
Hagedorn A. R., Brown K. E. (1965)	2,5–3,8	До 5,0	Нефть, газ, вода	> 200
Hewitt G. F., Hall-Taylor N. S. (1970)	3,2	До 0,28	Вода, воздух	> 100
Beggs H. D., Brill J. P. (1973)	2,5–3,8	Около 0,1	Вода, воздух	> 200
Mukherjee H., Brill J. P. (1985)	3,8	Около 0,1	Керосин, воздух	~ 300
Gray H. E. (1999)	< 7,6	До 3,4	Конденсат, вода, газ	< 30
Коротчаев Ю. П. (1958)	3,8–7,6	Около 0,1	Вода, воздух	> 50
Бузинов С. Н., Шулятиков В. И. (1974)	6,2	До 2,0	Вода, воздух	> 30
Ахмедов Б. О., Бузинов С. Н. (1982)	6,2	До 9,0	Вода, воздух	> 30

**Вертикальные газожидкостные потоки предпочтительно исследовать в трубах большой длины. Чем длиннее труба, тем лучше.**

Это не так, поскольку в длинной трубе невозможно измерить локальные характеристики потока, измеряются лишь осредненные по высоте интегральные характеристики. Чем меньше участок измеряемой трубы, тем точнее может быть полученная информация о характеристиках потока.

На рис. 2 представлена схема организации газожидкостного потока и измерения его характеристик при следующих параметрах:

- задаваемых:  $D$  – внутренний диаметр;  $L$  – длина трубы;  $p$  – давление;  $Q$  – объемный расход газа;  $q_{жс}$  – расход жидкости;
- измеряемых:  $\Delta p$  – перепад давления;  $V_{жс}$  – объем жидкости в трубе.

На рис. 3 представлены типичные зависимости безразмерных (приведенных) потерь давления ( $i$ )

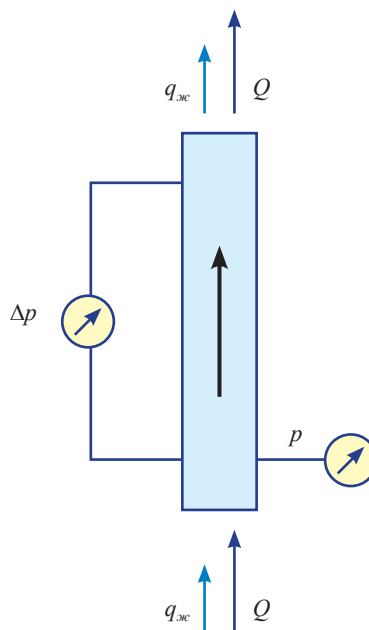
$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{жс} g L} \quad (1)$$

и истинного водосодержания ( $\varphi$ )

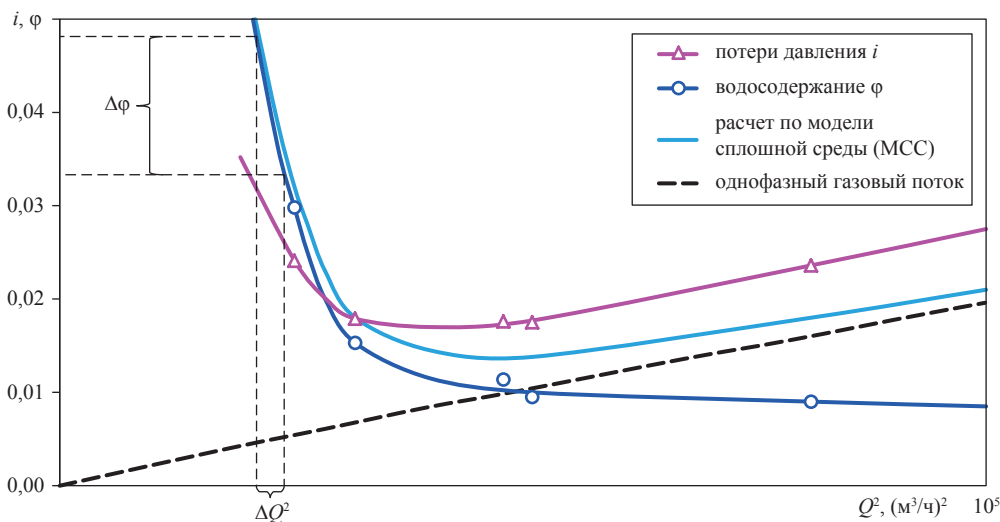
$$\varphi = \frac{V_{жс}}{V_{тр}} \quad (2)$$

восходящего газожидкостного потока от расходной характеристики газа  $Q^2$ , м<sup>3</sup>/ч, где  $\rho_{жс}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $V_{жс}$  – объем жидкости в трубе, м<sup>3</sup>;  $V_{тр}$  – объем трубы, м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

При малых расходах газа зависимость водосодержания от расхода имеет большой наклон, т.е. в этой области незначительное изменение объемного расхода вдоль трубы, которое имеет место в результате некоторого уменьшения давления в направлении снизу вверх, приводит к существенному различию между водосодержаниями сверху и снизу трубы (см. рис. 3). Поскольку при малых расходах газа (т.е. на левой ветви, которую используют для вычисления минимального дебита скважины, и поэтому к точности ее получения требования особенно высоки) в нижней и верхней



**Рис. 2. Схема измерения параметров газожидкостного потока на стенде**



**Рис. 3. Зависимости приведенных потерь давления и истинного водосодержания от расходной характеристики газа в лифтовой трубе диаметром 11,4 см при давлении 0,6 МПа и расходе жидкости  $q_{жс} = 100$  л/ч**



частях трубы локальные измеряемые параметры потока могут заметно отличаться, следует производить измерения на небольшом отрезке трубы, чтобы минимизировать погрешности от неравномерности потока по высоте.

Для уменьшения длины трубы существуют два общеизвестных ограничения:

- при малой длине трубы измеряемые перепады давления малы и трудно поддаются измерению;
- считается, что стабилизация турбулентного потока происходит на определенном расстоянии от входа в трубу (например, равном 15 диаметрам трубы).

Однако в настоящее время уже разработаны достаточно точные методы и средства измерения перепада давления, которые позволяют производить измерения с точностью до 0,2 см вод. ст. при значительных абсолютных давлениях. Утверждение о стабилизации потока на указанной длине справедливо, строго говоря, лишь для однофазных потоков. В газожидкостной смеси, как показали эксперименты, перемешивание происходит значительно раньше. Смесь жидкости и газа, применяемый на стенде и расположенный внизу испытуемой трубы, обеспечивает стабилизацию потока на расстоянии двух-трех диаметров от низа трубы. Механизм этого процесса заключается в том, что жидкость уже на начальном участке потока газа разбивается на большое количество мелких частиц (капель), хаотичное движение которых способствует более быстрому перемешиванию, чем в однофазном потоке.

**Определяющим параметром газожидкостного потока является скорость газа. По величине скорости газа можно сделать вывод, будет ли обводненная скважина работать устойчиво или «задавится» водой.**

Несмотря на значительное количество работ, опровергающих это утверждение, оно все еще встречается в литературе. Исследования авторов статьи подтвердили [2], что скорость газа не является определяющим параметром газожидкостных потоков.

Для иллюстрации на рис. 4 и 5 изображены одни и те же экспериментальные результаты по измерению потерь давления в двухфазном потоке в трубе диаметром 6,2 см при расходе жидкости 210 л/ч и разных давлениях. Из рисунков следует, что для вертикальных газожидкостных потоков определяющим параметром является не скорость газа, а модифицированный параметр Фруда:

$$Fr^* = \frac{\rho_c}{\rho_{жс}} \cdot \frac{u_c^2}{gD}, \quad (3)$$

где  $\rho_c$  – плотность жидкости, л/ч;  $u_c$  – средняя по сечению трубы скорость газа м/с;  $D$  – внутренний диаметр трубы.

Действительно, промысловая практика показывает, что для западно-сибирских месторождений на поздней стадии разработки минимальная скорость газа, необходимая для устойчивого выноса жидкости, колеблется в диапазоне 3–8 м/с, в то время как на Астраханском газоконденсатном месторождении (ГКМ) минимальная

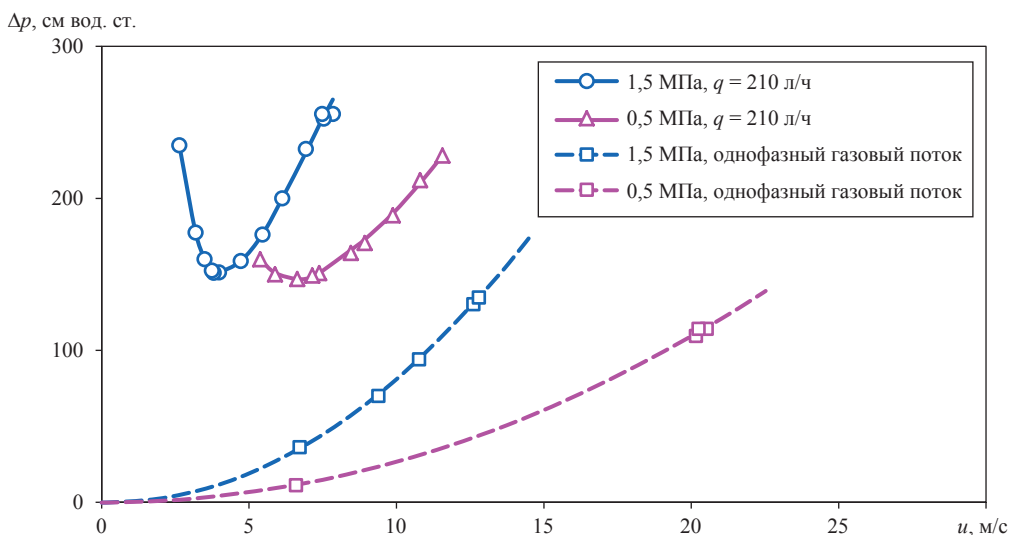


Рис. 4. Зависимости потерь давления от скорости газа в вертикальной трубе диаметром 6,2 см при различных давлениях

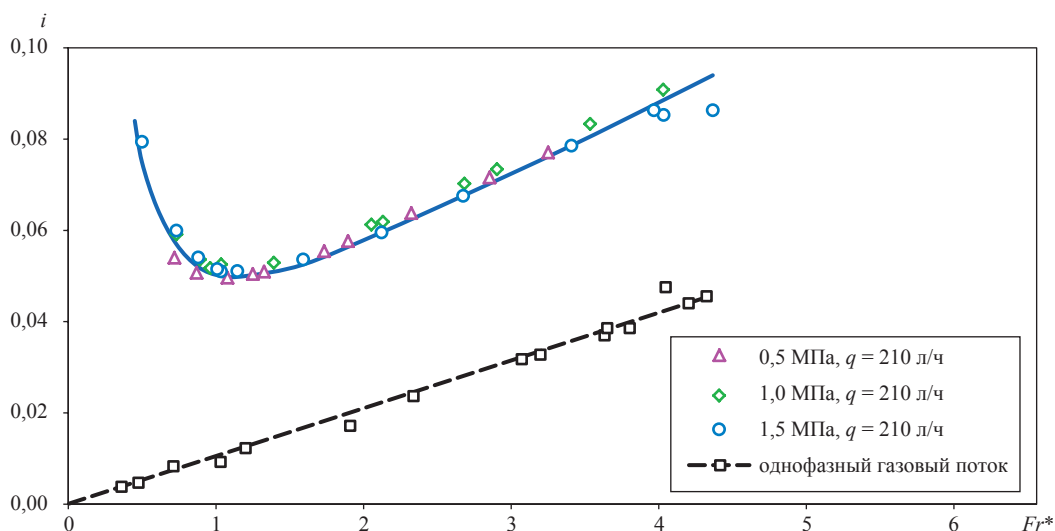


Рис. 5. Зависимости безразмерных потерь давления от модифицированного параметра Фруда в вертикальной трубе диаметром 6,2 см при различных давлениях

скорость выноса жидкости составляет менее 1 м/с. Таким образом, скорость газа не является параметром, определяющим условие выноса жидкости с забоя на устье.

**Минимальный дебит газа обводненной скважины можно определить по кривой потерь давления в лифтовой трубе. Чаще всего минимальный дебит связывают с минимумом потерь давления на этой кривой.**

Это не так, поскольку величина минимального дебита обводненной скважины определяется совместной работой пласта, лифтовой трубы и шлейфа, а не только лифтовой трубы.

Зависимость потерь давления от расходной характеристики газа ( $Q$ ,  $u$  или  $Fr^*$ ) называется характеристикой газожидкостного подъем-

ника, или характеристикой лифта. По ней невозможно определить расход (или скорость) газа, при котором труба перестанет выносить жидкость (рис. 6), поскольку лифт сам по себе (см. рис. 2) может работать при каком угодно малом расходе газе (например, в точке 4 рис. 6). Хотя потери давления при этом могут быть значительными, жидкость будет полностью выноситься на поверхность.

На рис. 7 и 8 представлены примеры зависимостей минимального дебита устойчивой работы скважины от фильтрационного коэффициента  $a$  и сопротивления шлейфа  $\Theta = \Delta p^2/Q^2$ .

Таким образом, помимо характеристики лифта на границы диапазона параметров устойчивой работы газовых скважин влияют также параметры пласта и шлейфа.

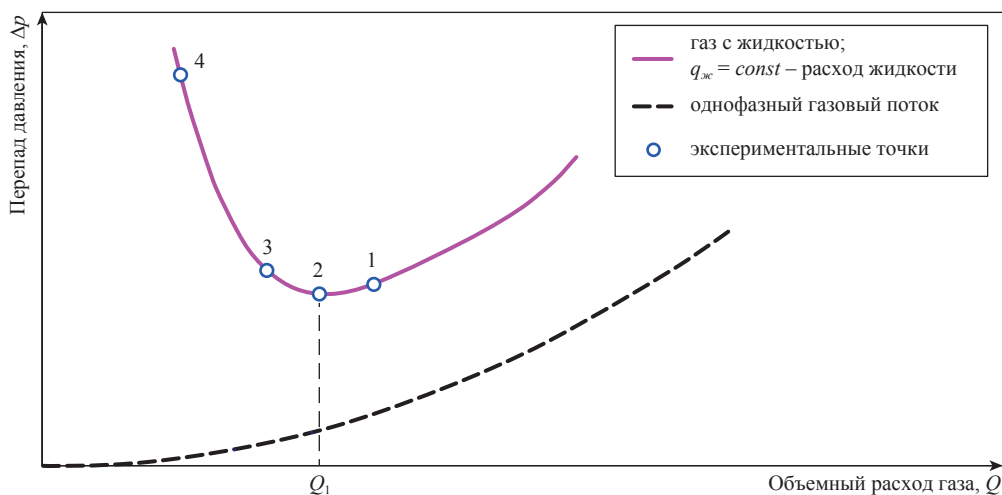


Рис. 6. Характеристика лифта.

$Q_1$  – расход газа, соответствующий минимальным потерям давления в лифте

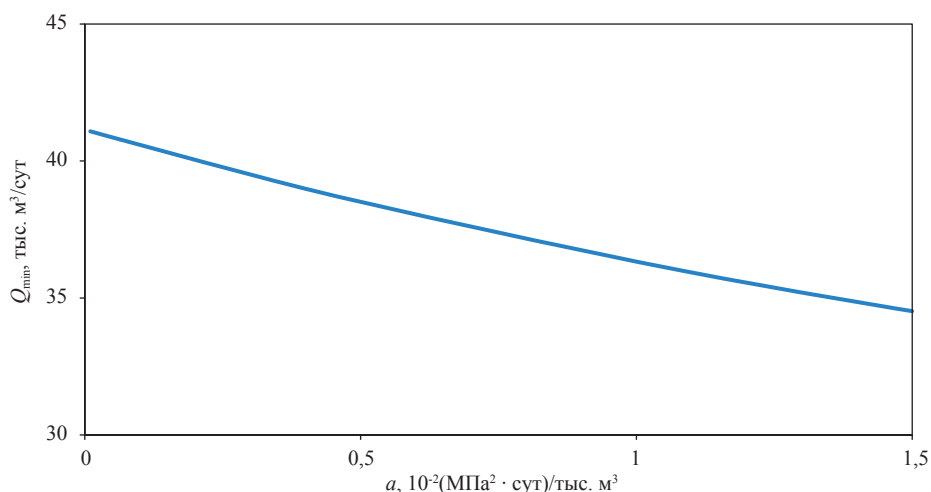


Рис. 7. Зависимость минимального дебита скважины от фильтрационного коэффициента  $a$  (для скважины с лифтовой трубой 8,9 см при пластовом давлении 1,5 МПа)

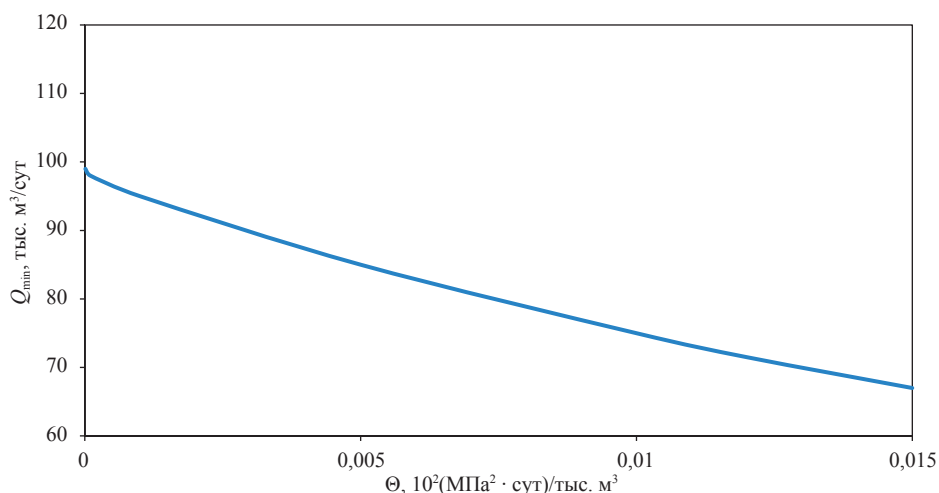


Рис. 8. Зависимость минимального дебита скважины от сопротивления шлейфа  $\Theta = \Delta p^2/Q^2$  (для скважины с лифтовой трубой 16,8 см при пластовом давлении 1,6 МПа)

**Минимальный дебит устойчивой работы скважины можно рассчитать по некоей формуле, в которую входят характеристики потока газожидкостной смеси в трубе.**

Это не так, поскольку, как показано выше, на величину минимального дебита оказывают влияние также параметры пласта и шлейфа.

Условия выноса жидкости газом обычно связывают с поведением либо капель в потоке газа (рассматривается витание капель), либо пленки (рассматриваются процессы ее течения или возникновения возмущений на поверхности). Могут также быть рассмотрены и более сложные процессы или их сочетания.

В табл. 3 приведены наиболее распространенные формулы для расчета минимальной скорости газа.

На рис. 9 приведены характеристики лифта диаметром 8,9 см (внутренний диаметр – 7,6 см) для расходов воды 120 и 2,5 л/ч. Для сравнения на график нанесены величины модифицированного параметра Фруда, соответствующие минимальным скоростям газа, рассчитанным по соотношениям из табл. 3.

Согласно рис. 9, в ряде случаев некоторые из рассмотренных формул могут давать значения минимальной скорости, довольно близко соответствующие реальным величинам. Однако, во-первых, для труб другого диаметра оказываются более подходящими другие формулы, и априори неизвестно, какая из формул даст наиболее адекватные результаты в каждом конкретном случае; во-вторых, эксперименты и проведенные по ним расчеты

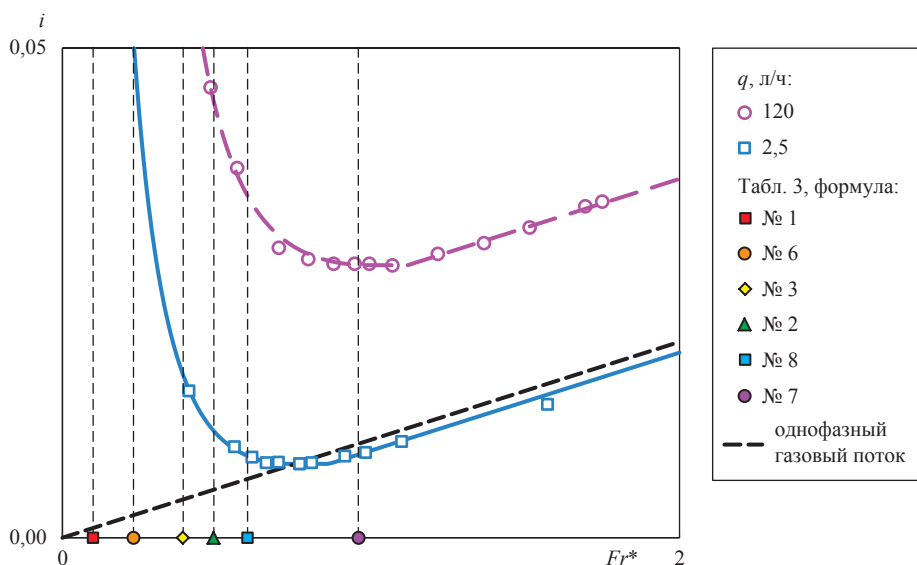
Таблица 3

**Наиболее распространенные формулы для расчета минимальной скорости газа, обеспечивающей полный вынос жидкости в восходящем вертикальном газожидкостном потоке\***

№	Источник	Формула для минимальной скорости, $u$ , м/с	Для газа сеноманских залежей	
			$u$ , м/с	$Q_{\min}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	ВНИИГАЗ (Власенко А.П.)	$u \geq \sqrt[4]{\frac{4\sigma(\rho_{жс} - \rho)g}{K_j \rho^2}}$	$u = 0,62 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$0,918 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
2	Тернер Р.Дж.	$u \geq 3,71 \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_{жс} - \rho)g}{\rho^2}}$	$u = 1,36 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$2,03 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
3	Точигин А.А.	$u \geq 3,34 \sqrt[4]{\frac{\sigma g \rho_{жс}^2}{(\rho_{жс} - \rho) \rho^2}}$	$u = 1,21 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$1,80 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
4	ВНИИГАЗ (Васильев Ю.Н.)	$u = \sqrt{A\alpha \left(\frac{6q}{\pi DA}\right)^{1/3}} + \beta + \frac{1}{2} A \left(\frac{6q}{\pi DA}\right)^{2/3}$		
5	Кутателадзе С.С.	$u \geq \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_{жс} - \rho)g}{\rho^2}}$	$u = 0,37 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$0,546 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
6	Ухтинский филиал ВНИИГАЗа	$u \geq 0,412 \sqrt{\frac{\rho_{жс} - \rho}{\rho}}$	$u = 0,92 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$1,50 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
7	СевКавНИИГаз (Игнатенко Ю.К.)	$Q \geq 65 \frac{D^2}{Tz} \sqrt{p}$	$u = \frac{32,7}{\sqrt{p}}$	$65 \frac{D^2}{Tz} \sqrt{p}$
8	ВНИИГАЗ (Бузинов С.Н., Шулятиков В.И.)	$Q_{\min} = 0,015 d^2 \sqrt{pD}$	$u = 2,1 \sqrt{\frac{D}{p}}$	$0,015 d^2 \sqrt{pD}$

\* В таблице приняты единицы:  $[p] = \text{ат}$ ,  $[D] = \text{см}$ ; использованы обозначения:  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе «газ – жидкость»;  $T$  – абсолютная температура, К;  $z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  $\Delta$  – относительная

по воздуху плотность газа;  $A = \frac{g\rho_{жс} + \frac{\partial p}{\partial y}}{\mu}$ ,  $\alpha = \frac{8\mu}{\lambda\rho_c}$ ,  $\beta = \frac{2Dg}{\lambda}$ ;  $\mu$  – вязкость жидкости;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления однофазного потока.



**Рис. 9. Сравнение экспериментальных данных для лифтовой трубы 8,9 см с расчетами по формулам из табл. 3**

показали, что минимальный дебит зависит также от величины расхода жидкости, а из рассмотренных в табл. 3 формул только № 4 учитывает влияние расхода жидкости; в-третьих, эти формулы не учитывают влияния пласта и шлейфа на величину минимального дебита скважины; в-четвертых, с помощью приведенных формул невозможно оценить величину потерь давления, поскольку расчеты по соотношениям для однофазного газа в данном случае неприемлемы.

Таким образом, формулы для расчета минимальной скорости газа, необходимой для устойчивого выноса жидкости, имеют оценочную точность. Они удобны для экспресс-оценок, но при составлении и обосновании технологических режимов скважин и промысла в целом на поздней стадии эксплуатации требуются более точные методы.

**На левой ветви характеристики лифта скважина устойчиво работать не может.**

Это не так. Значение минимального устойчивого дебита *всегда* определяется точкой на левой ветви характеристики лифта. Устойчивость работы скважины определяется условием

$$\frac{\partial Q}{\partial p_{\text{вых}}} < 0, \tag{4}$$

где  $p_{\text{вых}}$  – давление в той точке газосборной сети, в которой осуществляется регулирование работы скважины.

Условие (4) означает, что скважина работает устойчиво, если при увеличении давле-

ния  $p_{\text{вых}}$  дебит газа падает, а при уменьшении давления – наоборот, возрастает. Обычно считается, что такой точкой регулирования является устье скважины, хотя в большинстве случаев регулирование осуществляется на сборном пункте.

Проанализируем условие (4) применительно к ситуации, изображенной на рис. 10. Здесь для условий на забое изображены индикаторная линия пласта и характеристики лифта для разных значений устьевого давления.

При давлении на устье  $p_{y2}$  характеристика лифта и индикаторная линия пласта пересекаются в двух точках – 1 и 2. При уменьшении устьевого давления от значения  $p_{y2}$  до значения  $p_{y1}$  характеристическая кривая лифта (сплошная розовая линия) смещается вниз, при этом правая точка пересечения смещается вправо (дебит увеличивается), а левая точка – влево (дебит уменьшается). При увеличении пластового давления от значения  $p_{y2}$  до значения  $p_{y3}$ , наоборот, характеристическая кривая лифта смещается вверх, при этом дебит в правой точке уменьшается, а в левой – увеличивается. Отсюда в соответствии с соотношением (4) следует вывод об устойчивости режима в правой точке 2 и неустойчивости в левой точке 1. Предельный режим работы скважины характеризуется точкой 4 для случая, когда кривые лифта и пласта имеют одну общую точку. На рис. 10 отражено, что минимальный дебит может быть значительно левее минимума характеристики лифта, что особенно характерно для малопродуктивных скважин.

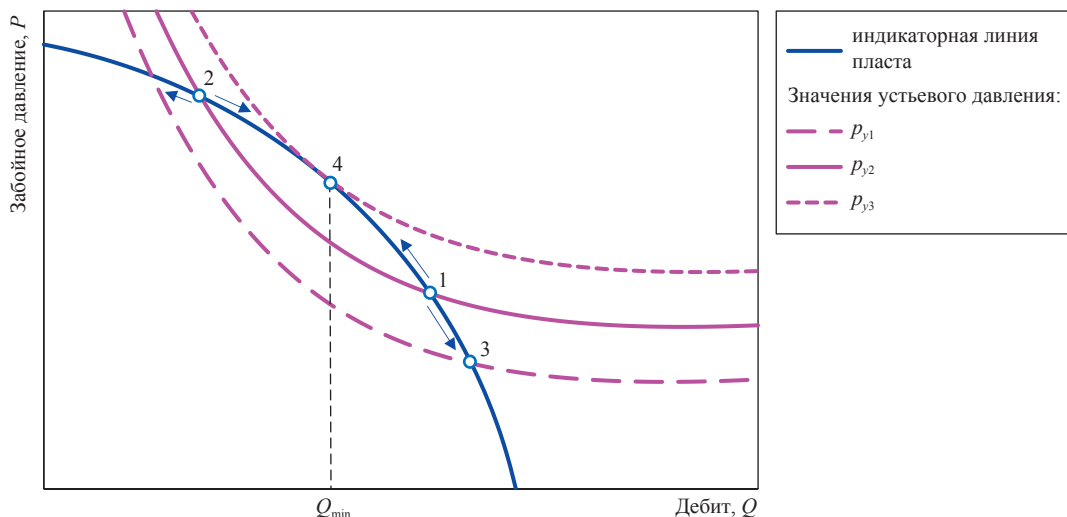


Рис. 10. К вопросу об устойчивости работы скважины на левой ветви лифтовой характеристики ( $Q_{\min}$  – предельный режим работы скважины,  $p_{y3} > p_{y2} > p_{y1}$ )

### Вертикальный газожидкостный поток описывается моделью сплошной среды.

Это не так. Восходящий вертикальный газожидкостный поток с малым содержанием жидкости не подчиняется уравнению для квазигомогенных сред

$$\frac{dp}{dL} = -\rho_{см} g - \lambda_{см} \frac{\rho_{см}}{D} \cdot \frac{u_{см}^2}{2}. \quad (5)$$

Здесь нижний индекс «см» относится к параметрам смеси. Величины этих псевдопараметров определяются с помощью тех или иных математических манипуляций над параметрами реальных флюидов, участвующих в рассматриваемом процессе как компоненты смеси.

Общепринято, что первый член правой части формулы (5) определяет весовую составляющую перепада давления, а второй – потери на трение. Однако, как показали эксперименты, на левой ветви градиент давления может быть меньше, чем величина  $\rho_{см} g$  [2, 3], а на правой ветви, наоборот, возникают дополнительные потери давления за счет обмена количеством движения между капельной жидкостью в газовом ядре и пленкой жидкости на стенке трубы. Поэтому для левой ветви характеристики лифта формула (5) дает завышенные значения, а для правой – заниженные. Некоторые причины этого рассмотрены в работе [2], хотя данный вопрос требует дополнительных исследований. На рис. 3 представлено сравнение рассчитанной по МСС кривой потерь давления с фактическими данными.

### Скорость выноса жидкости в лифте определяется скоростью газа.

Это не так, поскольку средняя скорость жидкости в потоке определяется исключительно расходом жидкости, поступающей в трубу (см. рис. 2). При классическом газлифте, теория которого была разработана для нефтяных и водозаборных скважин, имеет место низкое газосодержание, и сплошной фазой является жидкость. В этом случае действительно расход газа непосредственно определяет количество поднимаемой жидкости [4]. Однако при газосодержаниях 0,999 и более теория классического газлифта не применима. Так, в экспериментах, результаты которых изображены на рис. 4, расход газа изменялся в широких пределах, а расход жидкости оставался неизменным.

### Расход жидкости в дисперсно-кольцевом режиме обеспечивается движением жидкости в пленке.

Это не так, поскольку большая доля массопереноса жидкости в вертикальном направлении обеспечивается каплями, хотя основным конденсатором количества жидкости в трубе является пленка на стенке трубы. Например, в вертикальном газожидкостном потоке в трубе длиной 30 м диаметром 10 см при расходах газа 100 м<sup>3</sup>/ч, жидкости 10 л/ч и давлении 1,0 МПа общее количество жидкости в трубе составляет около 3 л; основной объем этой жидкости находится в пленке на стенке, толщина которой составляет около 0,3 мм. Вопрос о скорости и направлении движения пленки представляет собой отдельный предмет исследования, которого авторы здесь не касаются, однако можно отметить, что скорость пленки в любом случае существенно меньше скорости газового ядра. В газовом ядре жидкость движется в виде мелких капель с большой скоростью (практически со скоростью газа, равной в рассматриваемом примере 3,5 м/с). Суммарный объем капель в трубе при этом составляет не более 30 мл, однако в основном именно капли обеспечивают поток жидкости вверх через любое сечение трубы.

### Добавление ПАВ в вертикальный водогазовый поток уменьшает гидравлическое сопротивление.

Это не так. Как показали эксперименты, проведенные во ВНИИГАЗе [5], при добавлении поверхностно-активных веществ (ПАВ) в вертикальный водогазовый поток наблюдается смещение характеристики лифта влево (рис. 11). Это приводит к тому, что при малых скоростях газа (на левой ветви) потери давления могут уменьшиться, а при больших скоростях газа (на правой ветви), наоборот, – возрасти.

Однако этот вопрос подлежит дальнейшему изучению. Несмотря на широкое применение ПАВ в практике эксплуатации обводненных скважин, до сих пор не существует приемлемой теории, позволяющей проводить соответствующие технологические расчеты. Опубликованные экспериментальные результаты, касающиеся этого вопроса, противоречивы и не позволяют создать расчетную модель.

Отметим, что ввиду высокой значимости вопроса применения ПАВ в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» запланированы соответствующие

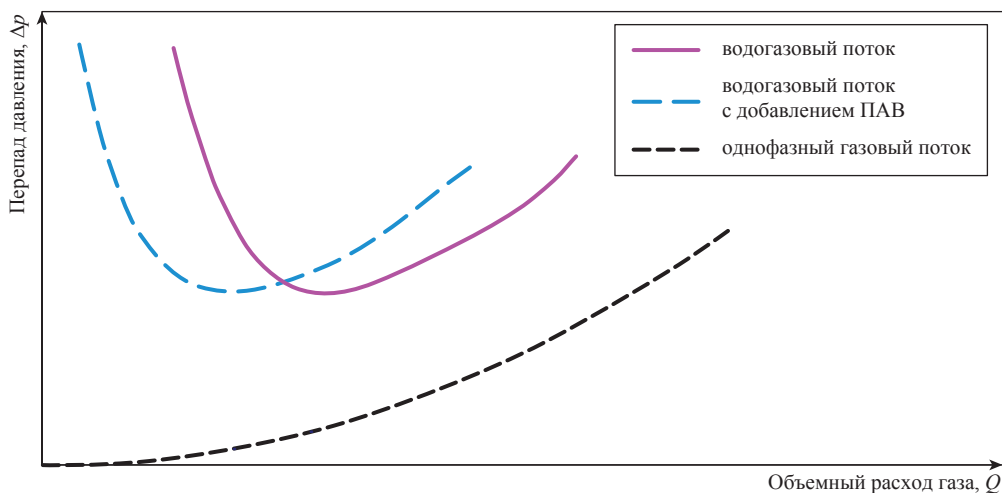


Рис. 11. Влияние ПАВ на характеристику лифта

экспериментальные исследования для условий поздней стадии разработки газовых месторождений.

Таким образом, экспериментальные исследования газожидкостных потоков применительно к условиям поздней стадии разработки месторождений уже принесли немало сюрпризов. Современная научно-методическая база в этой области знаний требует существенной доработки. Необходимо развивать и расширять

экспериментальные исследования, поскольку вопрос касается проблем наиболее полного извлечения из залежей западно-сибирских месторождений остаточных запасов газа, составляющих триллионы кубометров. Результаты должны выливаться в методические и руководящие материалы, направленные на максимальное увеличение коэффициента извлечения газа из недр месторождений-гигантов.

### 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. Бузинов С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, С.А. Бородин и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
3. Гриценко А.И. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газовой смеси при малых расходах газа / А.И. Гриценко, Г.Н. Вязенкин, С.Н. Бузинов и др. // Проблемы подземного хранения газа в СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – С. 86–96.
4. Муравьев И.М. Эксплуатация нефтяных месторождений / И.М. Муравьев, А.П. Крылов. – М.: ГНТИНЛ, 1949. – 451 с.
5. Бузинов С.Н. Экспериментальное исследование влияния пенообразующих поверхностно-активных веществ на работу газожидкостного подъемника / С.Н. Бузинов, Б.О. Козаков // Повышение эффективности систем разработки месторождений природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – С. 92–102.

УДК 622.279.23

**О.В. Николаев, С.А. Шулепин**

## Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины

**Ключевые слова:**

эксплуатация скважин, поздняя стадия разработки, обводнение скважин, минимальный дебит, газожидкостные потоки, забой, глубина спуска лифтовых труб.

**Keywords:**

well operation, later stage of development, drowning gas wells, the minimum gas flow rate, gas-liquid flows, borehole bottom, setting depth of tubing.

На поздней стадии разработки газовых месторождений имеет место обводнение скважин, что приводит к необходимости создания и применения расчетных моделей, учитывающих влияние жидкости в продукции на технологические показатели работы скважин, кустов, сборных пунктов (УКПП) и промысла в целом. В работах [1, 2] рассмотрены две основные группы методик расчетов техрежимов скважин, содержащих в продукции жидкость. Первая группа основана на использовании математических выражений для минимальной скорости газа, необходимой для выноса жидкости в вертикальном потоке. Существует ряд таких соотношений, теоретически выведенных разными авторами исходя из рассмотрения различных физических условий, имеющих место в газожидкостных потоках и отражающих определенные аспекты взаимодействия газовой и жидкой фаз между собой и твердой поверхностью стенки трубы. Основой второй группы является метод сопряженных элементов, рассматривающий совместную работу двух соседствующих звеньев цепи – пласта и лифтовой трубы, соединенных забоем в качестве общей точки, в которой определенные физические параметры газожидкостного потока принимаются одинаковыми для обоих элементов. Методики второй группы требуют знания характеристики лифтовой трубы для газожидкостных потоков и отличаются между собой в основном выбором способа задания в ней потерь давления.

Оба подхода имеют общий недостаток – они игнорируют физические явления на забое. Однако при определенных условиях технологический режим газовой скважины может в значительной степени определяться процессами, происходящими на забое скважины. Дело в том, что даже в устойчивом режиме работы скважины, т.е. при полном выносе жидкости потоком газа по лифтовой трубе на поверхность, пространство забоя заполнено газожидкостной смесью с изменяющимся по высоте соотношением фаз, что приводит к наличию на участке скважины значительного вертикального градиента давления. В связи с этим при больших расстояниях между башмаком лифтовой трубы и нижней границей интервала перфорации локальная депрессия с глубиной может заметно уменьшаться, что в условиях поздней стадии разработки, характеризуемой пониженным пластовым давлением, может приводить к существенному снижению рабочего дебита. Отметим, что газожидкостная смесь на забое может формироваться как пластовой, так и конденсационной жидкостью по мере ее выпадения в стволе в связи с изменением термобарических условий вдоль направления движения извлекаемого газа.

Рассмотрим газожидкостные процессы, которые имеют место на забое обводненной скважины, и их влияние на технологический режим. В расчетах используем корреляции для потерь давления в вертикальных газожидкостных потоках, полученные на специализированном стенде при давлениях от 0,2 до 3,0 МПа для труб диаметром от 0,62 до 0,15 м [3–5]. Результаты экспериментов позволили получить зависимости потерь давления от диаметра лифтовой трубы, что дало возможность путем экстраполяции рассчитывать процессы в трубах диаметром 21 см (типичный внутренний размер эксплуатационной колонны на западно-сибирских месторождениях).

Вначале рассмотрим вариант, когда башмак лифтовой трубы располагается на уровне кровли пласта, затем перейдем к изучению вопроса о том, как глубина спуска насосно-компрессорной трубы (НКТ) влияет на технологический режим работы скважины. Будем рассматривать совершенную по характеру и степени вскрытия скважину.



**Вариант 1**

Башмак лифтовой трубы расположен на уровне кровли продуктивного пласта (рис. 1а).

Для расчетов технологического режима работы скважины выделим на забое два возможных характерных интервала. В интервале  $h_{12}$  находится однофазная жидкость, газ в этом интервале из пласта в скважину не поступает. В данной работе будем считать, что обратной фильтрации жидкости в пласт не происходит. В интервале  $h_{11}$  находится жидкость, барботируемая газом, поступающим из пласта. Эта двухфазная смесь поднимается вверх до баш-

мака лифтовой трубы, поступает в лифтовую трубу и течет к устью скважины.

Разобьем перфорированный интервал высоты  $H$  на  $N$  одинаковых ячеек достаточно малого по высоте размера  $\Delta H = H/N$ . Занумеруем ячейки (начиная снизу) и рассмотрим  $j$ -ю ячейку (рис. 2). Газ в нее поступает из двух источников: из нижней ячейки в количестве  $Q_{(j-1)}$  и из пласта в количестве  $Q_{пл(j)}$ , а утекает в верхнюю ячейку в количестве  $Q_{(j)}$ . Примем, что расходное количество жидкости определяется водогазовым фактором  $W = q_{жк}24/Q$ .

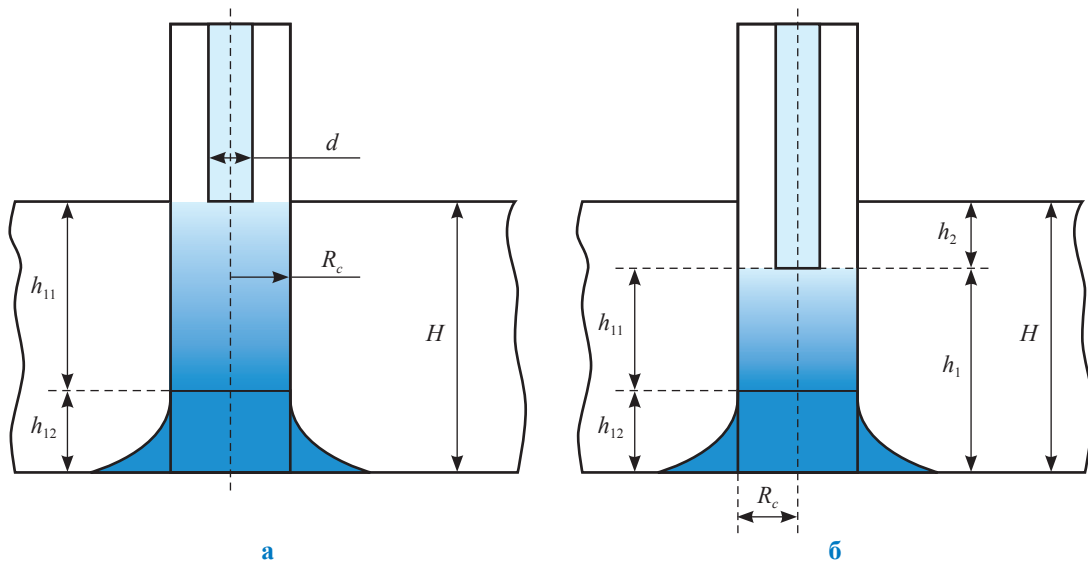


Рис. 1. Схематичное изображение забоя скважины:

- а – вариант 1 – башмак лифтовой трубы расположен на уровне кровли;
- б – вариант 2 – башмак лифтовой трубы спущен ниже кровли.  $R_c$  – радиус скважины на забое;  $d$  – диаметр лифтовой трубы;  $H$  – интервал вскрытия пласта;  $h_{11}$  – интервал, заполненный газожидкостной смесью;  $h_{12}$  – интервал, заполненный жидкостью;  $h_1$  – интервал от башмака до нижней точки забоя;  $h_2$  – расстояние от кровли до башмака

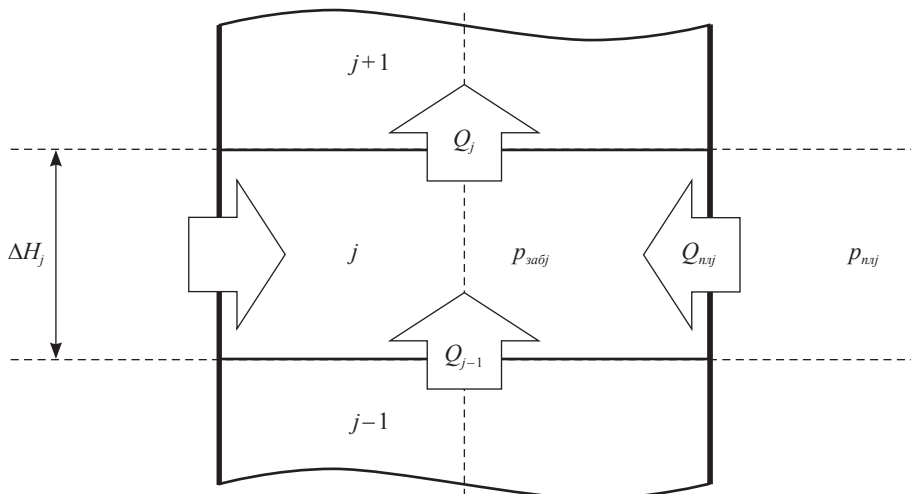


Рис. 2. Схема расчета восходящего газожидкостного потока на забое скважины

Определим следующие соотношения для каждой ячейки. Для притока газа в ячейку  $j$  из пласта:

$$p_{nl(j)}^2 - p_{заб(j)}^2 = a_{(j)} Q_{nl(j)} + b_{(j)} Q_{nl(j)}^2, \quad (1)$$

где  $a_{(j)} = aN$ ,  $b_{(j)} = bN^2$ ;  $a$ ,  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта;  $p_{nl(j)}$  – пластовое давление напротив  $j$ -й ячейки;  $p_{заб(j)}$  – давление в  $j$ -й ячейке.

Для притока газа в ячейку  $j$  из нижележащей ячейки ( $j-1$ ) воспользуемся формулами, полученными для вертикальных газожидкостных потоков [4, 5]:

$$p_{заб(j)}^2 - p_{заб(j-1)}^2 = \rho_{(j-1)} g \Delta H_{(j-1)} + i_{(j-1)} \rho_{ж} \Delta H_{(j-1)}, \quad (2)$$

где  $\rho_{(j-1)}$  – плотность газа в ( $j-1$ )-й ячейке;  $g$  – ускорение свободного падения.

Безразмерные потери давления  $i = i(Fr^*, Bu)$  определяются по эмпирическим корреляциям, в которых в качестве аргументов выступают модифицированный параметр Фруда и параметр Бузинова [5]:

$$Fr^* = \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \cdot \frac{u^2}{gD_c}; \quad (3)$$

$$Bu = \left( \frac{\sigma}{\rho_{ж} g D_c^2} \right)^{1/2} \cdot \left( \frac{w^2}{g D_c} \right)^{1/3}, \quad (4)$$

где  $D_c$  – диаметр забоя;  $\rho_g$ ,  $\rho_{ж}$  – плотности газа и жидкости;  $u$ ,  $w$  – средние по сечению потока скорости газа и жидкости;  $\sigma$  – величина поверхностного натяжения на границе «газ – жидкость».

Для перетока газа в верхнюю ячейку справедливо соотношение

$$p_{заб(j+1)}^2 - p_{заб(j)}^2 = \rho_{(j)} g \Delta H_{(j)} + i_{(j)} \rho_{ж} \Delta H_{(j)}. \quad (5)$$

Соотношение материального баланса для газа в каждой ячейке выражается как

$$Q_{(j)} = Q_{(j-1)} + Q_{nl(j)}. \quad (6)$$

Материальный баланс жидкости в ячейке определяется аналогичным образом:

$$q_{ж(j)} = q_{ж(j-1)} + q_{жnl(j)}. \quad (7)$$

В каждой ячейке устанавливается динамическое равновесие с присущими ему парамет-

рами: давлением, плотностью газа, расходом жидкости, расходом газа, модифицированным параметром Фруда, параметром Бузинова, потерями на трение, объемным водосодержанием и т.д. Задаваясь величиной давления в нижней точке забоя, по соотношениям (1)–(7) можно рассчитать давление на башмаке лифтовой трубы и дебит скважины. Расчет потерь давления в лифтовой трубе осуществляется по методике, изложенной в работе [4].

Поскольку в скважине между башмаком лифтовых труб и нижней точкой забоя находится не газ, а барботируемая жидкость, градиент давления по вертикальной координате больше по величине, чем в случае для однофазного газа. Это приводит к тому, что «локальная» депрессия

$$\Delta p_{(j)} = p_{nl(j)} - p_{заб(j)} \quad (8)$$

в каждом из интервалов  $\Delta H_j$  уменьшается с глубиной, и в нижнем интервале  $\Delta H_1$  она минимальна. Возможны режимы, когда в нижней части забоя находится однофазная жидкость (интервал  $h_{12}$  на рис. 2). Такие режимы могут реализовываться при достаточно большом промежутке между башмаком лифта и нижней точкой забоя (более 50 м). В этом случае работающий интервал  $h_{11}$  меньше перфорированного, что позволяет рассматривать скважину как несовершенную по степени вскрытия.

Воспользуемся известными соотношениями для расчета коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a^*$  и  $b^*$  в несовершенных по степени вскрытия скважинах [6]:

$$a^* = a \left( 1 + \frac{C_1}{\ln(R_k / R_c)} \right); \quad (9)$$

$$b^* = b(1 + C_2), \quad (10)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – коэффициенты, учитывающие степень вскрытия пласта.

Обозначим  $y = h_{11}/H$ . Поскольку  $y$  – аналог относительного вскрытия пласта, коэффициенты  $C_1$  и  $C_2$  можно определить из соотношений

$$C_1 = \frac{1}{y} \ln y + \frac{1-y}{y} \ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right); \quad (11)$$

$$C_2 = \frac{1}{y}, \quad (12)$$

где  $R_k$  – радиус контура питания;  $R_c$  – радиус скважины в интервале перфорации.

Расчетные коэффициенты  $a_{(j)}$  и  $b_{(j)}$  в (1) определим по  $a^*$  и  $b^*$ . Будем считать, что давление на контуре питания распределяется по толщине пласта в соответствии с барометрической формулой, и средневзвешенная ее величина определяет значение пластового давления.

Проведенные расчеты показывают, что, как и следовало ожидать, при одинаковых характеристиках пласта скважина с большим интервалом перфорации на большом расстоянии от башмака лифтовой трубы до нижней точки забоя работает в менее благоприятных условиях; предельное значение устьевого давления у такой скважины выше, а минимальный дебит больше.

Параметры, принятые при расчете, отражены в табл. 1.

На рис. 3 изображены кривые продуктивности скважины для разных величин интервала перфорации. На рис. 4 и 5 приведены результаты расчетов параметров предельного режима от протяженности интервала перфорации. Из анализа графиков следует, что высокий подъем башмака относительно забоя в обводненной скважине может приводить к существенному ухудшению условий эксплуатации скважины. Особенно значительно это отрицательное влияние сказывается на поздней стадии разработки, когда необходимое для устойчивой эксплуатации скважины снижение устьевого давления требует дополнительных затрат, связанных, например, с вводом следующей очереди дожимной компрессорной станции (ДКС).

Таблица 1

Пластовое давление, $P_{плз}$ , МПа	Размеры лифтовой трубы, м		Радиус забоя, м	Радиус зоны дренирования, м	Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта	
	$L$	$D$			$a$ , $10^{-2}$ (МПа $^2 \cdot$ сут)/тыс. м $^3$	$b$ , $10^{-2}$ ((МПа $ \cdot$ сут)/тыс. м $^3$ ) $^2$
2,0	1000	0,15	0,21	500	0,1	0,001

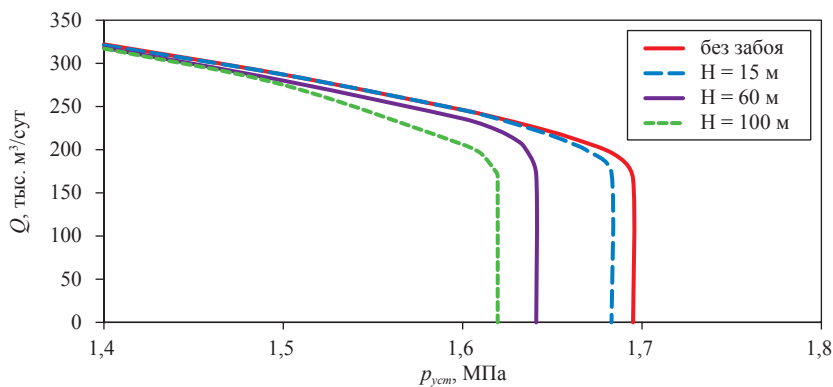


Рис. 3. Влияние высоты башмака лифтовой трубы относительно забоя  $H$  на продуктивность скважины

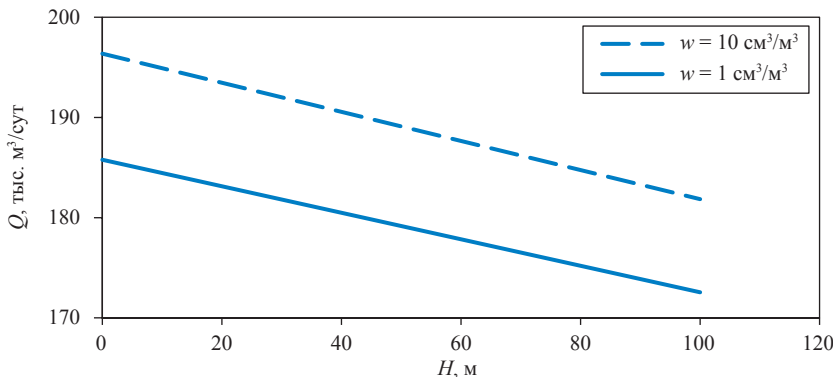


Рис. 4. Зависимость минимального дебита от высоты башмака лифтовой трубы над нижней границей интервала перфорации

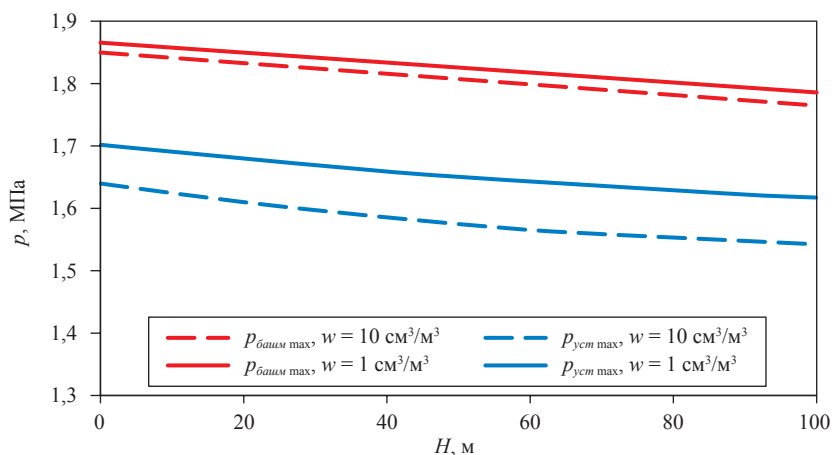


Рис. 5. Зависимость максимальных устьевого давления и давления на башмаке от протяженности интервала перфорации

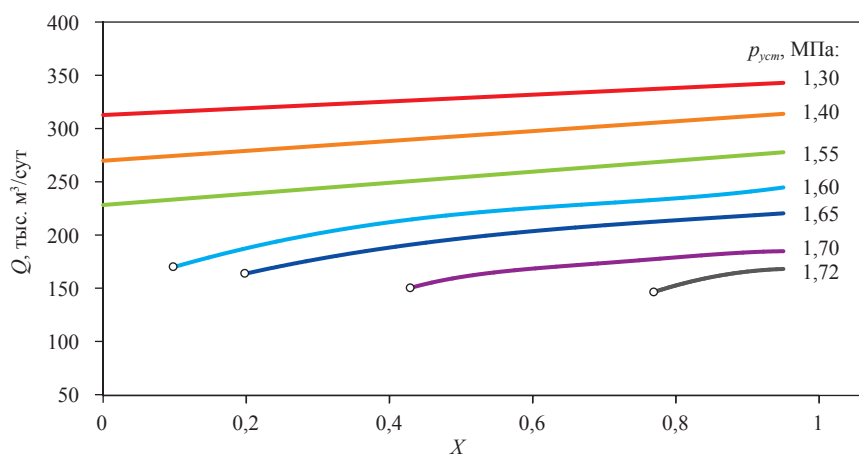


Рис. 6. Зависимость дебита скважины от глубины спуска лифтовой трубы при разных значениях устьевого давления

## Вариант 2

Башмак лифтовой трубы расположен ниже уровня кровли продуктивного пласта (рис. 1б).

Введем обозначения:

$x = h_2/H$  – степень спуска башмака лифтовой трубы ниже кровли пласта (или безразмерный интервал перекрытия лифтовой трубой интервала перфорации);

$y = (h_{11} + h_2)/H$  – безразмерный работающий интервал (аналог относительного вскрытия пласта в теории несовершенных скважин);

$z = h_{11}/h_1$  – безразмерный работающий интервал в пространстве ниже башмака лифтовой трубы;

$ug = h_2/(h_2 + h_{11})$  – безразмерный интервал с нисходящим потоком.

Для исследования влияния глубины спуска лифтовой трубы на технологический режим работы скважины рассмотрим три характерных интервала на забое. Как и в предыдущем варианте, имеются два интервала  $h_{12}$  и  $h_{11}$ , располо-

женные ниже башмака лифтовой трубы. Эти интервалы описаны выше. Дополнительно к ним появляется третий промежуток  $h_2$  от башмака лифтовой трубы до верхних дыр перфорированного интервала, в котором газ (возможно с жидкостью) поступает из пласта в кольцевое пространство и течет вниз до башмака, где смешивается с восходящим из нижнего участка забоя газожидкостным потоком, заходит в лифтовую трубу и направляется к устью скважины. Расчеты потерь давления в нисходящем потоке кольцевого пространства интервала  $h_2$  проводятся по известным гидродинамическим соотношениям для однофазного потока. Расчеты потерь давления в восходящем газожидкостном потоке интервала  $h_{11}$  проводятся аналогично варианту 1.

Исходные данные для расчетов представлены в табл. 1. Интервал перфорации был принят равным 100 м. На рис. 6 представлены значе-

ния дебитов скважины при различных значениях устьевого давления в зависимости от глубины спуска лифтовой трубы. Согласно рисунку, при устьевых давлениях выше 1,55 МПа и башмаке лифтовой трубы, установленной на высоте верхних дыр перфорации, скважина устойчиво работать не будет. Для работы скважины башмак лифтовой трубы должен быть спущен ниже; например, при устьевом давлении 1,72 МПа скважина будет работать только в случае, если башмак располагается от забоя не выше, чем на 20 м.

На рис. 7 отражены зависимости значений предельного устьевого давления от глубины расположения башмака в случае разных значений водогазового фактора. Глубина спуска лифтовой трубы существенно влияет на режим работы обводненной газовой скважины. Расчет методом сопряженных элементов, т.е. без учета процессов на забое, для условий рассмотренного примера дает значения параметров предельного режима, приведенные в табл. 2. Как видно из сравнения с рис. 6, эти величины соответствуют вариантам значительного спуска лифтовой трубы к нижней точке забоя ( $X > 0,8$ ).

Таблица 2

$w$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$Q_{\min}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$p_{уст\ max}$ , МПа
1	166	1,695
10	173	1,627

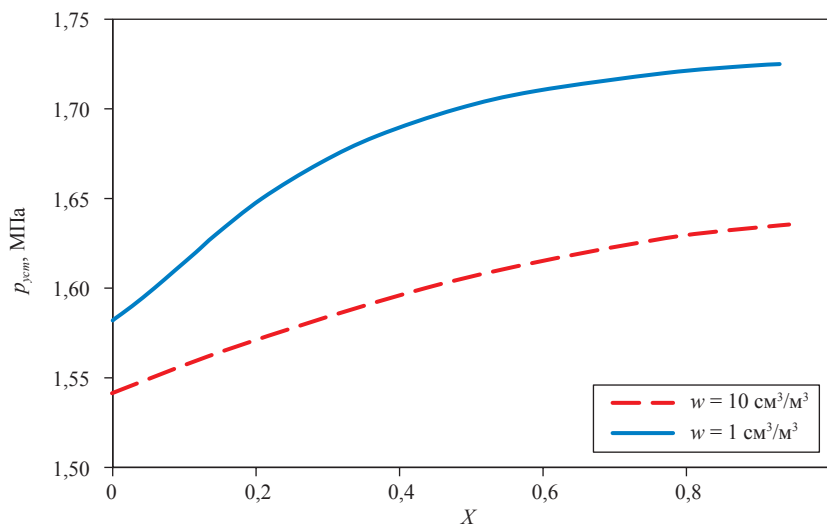


Рис. 7. Зависимость предельно максимальной величины устьевого давления от глубины спуска лифтовой трубы при разных значениях водогазового фактора

На поздней стадии разработки месторождений режим работы скважины зависит от глубины спуска лифтовых труб. Эта зависимость обусловлена повышенным (по сравнению с пластом и лифтовой трубой) содержанием подвижной жидкой фазы на забое, что создает дополнительное сопротивление газовому потоку и приводит к перераспределению давлений по высоте интервала перфорации.

Глубина спуска лифтовой трубы влияет не только на текущие параметры рабочего ре-

жима, но и на границы устойчивого режима, в частности на величину минимального дебита скважины.

Влияние глубины спуска лифтовых труб наиболее заметно при значительном интервале вскрытия пласта (более 100 м), поскольку наличие на забое протяженного столба газожидкостной смеси с повышенным содержанием жидкой фазы создает предпосылку для ухудшения условий поступления газа из пласта в скважину.

### Список литературы

1. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.; Ижевск: Ин-т комп. иссл., 2006. – 384 с.
2. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулупин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 36–45.
3. 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.
4. Бузинов С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, С.А. Бородин и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
5. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис. канд. техн. наук / Николаев Олег Валерьевич. – М., 2012. – 128 с.
6. Зотов Г.А. Расчет фильтрационных сопротивлений скважины, несовершенной по степени вскрытия пласта, при нелинейном законе фильтрации / Г.А. Зотов // Подземная гидродинамика: тр. ВНИИГАЗа. – М.: ГТТИ, 1963. – Вып. 18/26. – С. 64–70.
7. Плосков А.А. Фильтрация конденсационной воды в пласт в работающих скважинах сеноманских залежей / А.А. Плосков, И.В. Шулятиков, В.З. Минликаев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 62–66.

УДК 622.279.23

Г.М. Гереш, О.В. Николаев, С.А. Шулепин, А.М. Михайлов

## Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений

В настоящее время основной объем добычи газа ОАО «Газпром» обеспечивается месторождениями Надым-Пур-Тазовского региона, большинство из которых перешло в завершающую стадию разработки. При этом основными проблемами, с которыми сталкиваются недропользователи, являются самозадавливание скважин жидкостью и образование песчаных пробок, абразивный износ оборудования, изменение условий транспорта и подготовки газа на фоне снижения энергетического потенциала залежи.

Эксперименты по изучению гидродинамики вертикальных двухфазных потоков, проведенные в последние годы на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1], позволили существенно уточнить расчетную модель обводняющихся скважин с лифтовыми трубами большого диаметра (до 168 мм) и низким значением водогазового фактора (от  $0,1 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ). Расчеты, проведенные на основе новой модели, показали, что выбор и обоснование технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин должны определяться особенностями двухфазной гидродинамики [2]. При взаимодействии нескольких скважин через систему сбора наличие жидкости в продукции и разрушение призабойной зоны многократно усложняют формирование эффективных технологических режимов [3].

В данной работе на примере работы куста скважин показаны ограничения, которые необходимо учитывать при планировании добычи газа в период поздней стадии разработки. В статье рассматриваются аспекты влияния на удельную добычу шлейфа, с одной стороны, самозадавливания скважин, а с другой – ограничений по максимальной депрессии.

### Производительность куста обводненных скважин

Как было показано в работе [4], элементы наземного обустройства газового промысла (ПХГ), в том числе шлейфы, оказывают существенное влияние на работу единичной скважины. Рассмотрим работу двух скважин, подключенных к одному шлейфу (рис. 1).

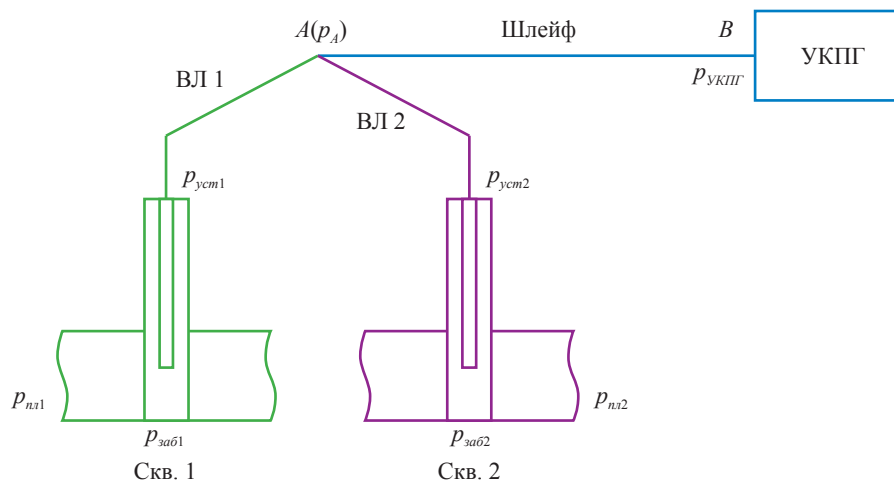


Рис. 1. Схема кустового расположения двух скважин

### Ключевые слова:

поздняя стадия разработки, скважина, шлейф, газожидкостные потоки, минимальный дебит, потери давления.

### Keywords:

later stage of development, gas well, connecting pipeline, gas-liquid flows, the minimum flow rate, pressure drop.

Предположим, скв. 1 и 2 работают в один шлейф, оканчивающийся в точке  $B$  на входе в УКПГ, и выкидные линии скважин (ВЛ 1 и ВЛ 2) соединяются в начале шлейфа в точке  $A$ . Для газовых месторождений севера Тюменской области исходя из схемы обустройства длины выкидных линий незначительны, и поэтому можно считать  $p_A = p_{уст}$ . Примем параметры скважин, вскрываемых ими пластов и выкидных линий такими, как в табл. 1. Для упрощения расчетов условно будем рассматривать строго горизонтальный шлейф с тем, чтобы размерную величину гидродинамического сопротивления шлейфа, определяемую выражением

$$\Theta_{шл} = \frac{p_A^2 - p_B^2}{Q_{шл}^2},$$

считать постоянной; примем ее равной  $0,0004 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ .

Построим характеристику продуктивности системы «шлейф – две скважины», т.е. зависимость между давлением в точке  $B$  на входе в

УКПГ и производительностью шлейфа, в координатах  $p_{УКПГ} = p_{УКПГ}(Q_{сум})$ .

Для этого вначале построим отдельно характеристики обеих скважин для точки  $A$ , расположенной в начале шлейфа: для скв. 1 –  $p_A = p_A(Q_1)$  и для скв. 2 –  $p_A = p_A(Q_2)$  (рис. 2).

Скважины 1 и 2 имеют разные параметры предельного режима, значения которых представлены в табл. 2.

Из анализа рис. 2 следует, что при давлении в точке  $A$  выше  $p_{Amax2}$  (1,254 МПа) ни одна из скважин устойчиво работать не будет, при давлении в точке  $A$  от  $p_{Amax1}$  (1,183 МПа) до  $p_{Amax2}$  (1,254 МПа) будет работать только скв. 1, при давлении меньше  $p_{Amax1}$  (1,183 МПа) будут работать обе скважины, причем в последнем случае в точке  $A$  происходит суммирование их дебитов. Таким образом, точки 1 и 2 обозначают границы характерных с точки зрения устойчивой работы скважин диапазонов давлений (табл. 3).

Таблица 1

**Исходные данные для случая совместной работы двух скважин**

Параметры системы «пласт – скважина»	№ скважины	
	1	2
Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта: $a, 10^{-2} (\text{МПа}^2 \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3$	0,3	0,2
$b, 10^{-2} ((\text{МПа} \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3)^2$	0,0003	0,0001
Пластовое давление, $p_{пл}$ , МПа	1,50	1,45
Интервал вскрытия пласта, $H$ , м	1100	1100
Диаметр, $D$ , см	10,0	15,0
Сопротивления ВЛ, $\Theta, 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$	0,00001	0,00001

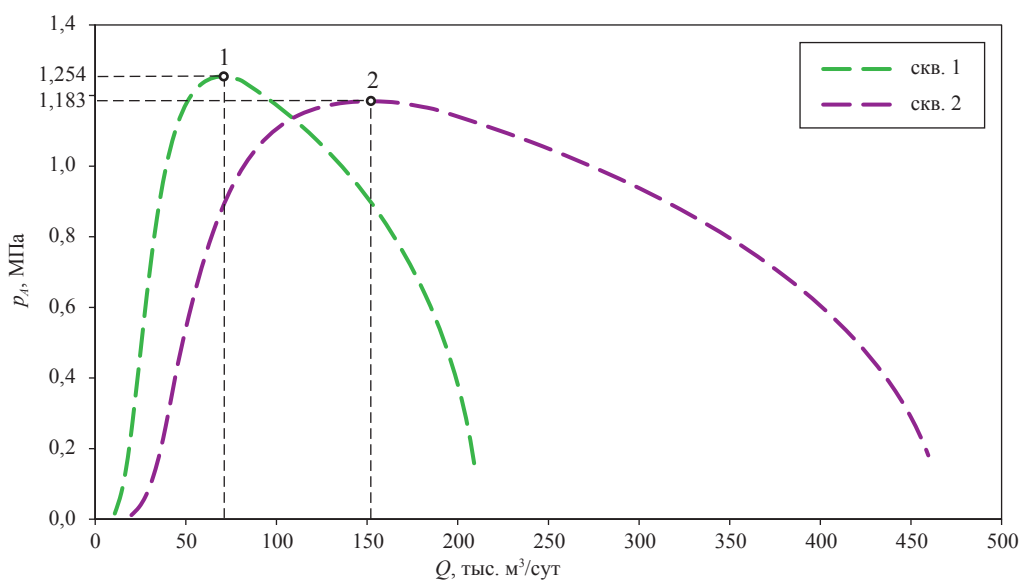


Рис. 2. Характеристики скв. 1 и 2 совместно с выкидными линиями



Таблица 2

**Параметры предельных режимов совместной работы двух скважин**

№ скважины	$p_{A \max}$ , МПа	$p_{заб}$ , МПа	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	1,254	1,421	70
2	1,183	1,333	151

Таблица 3

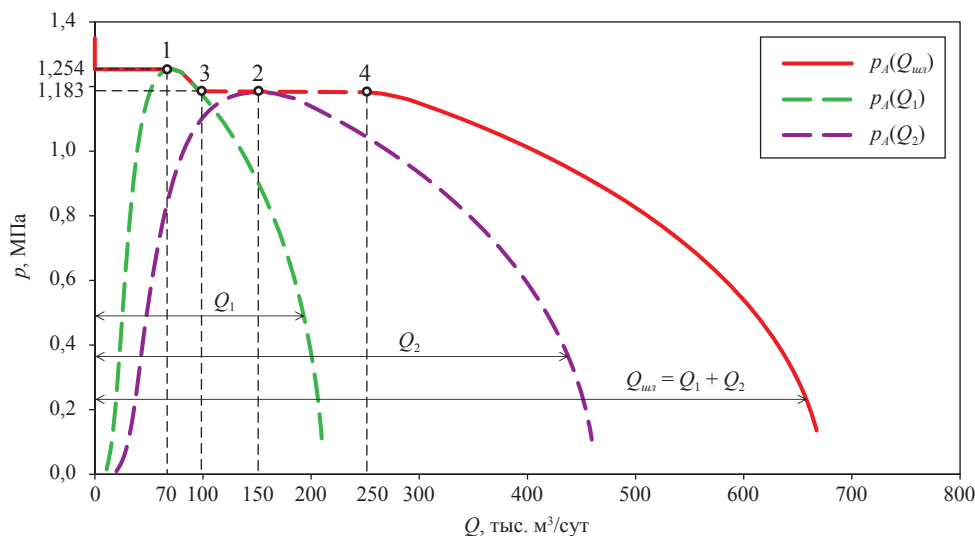
**Характеристика диапазонов давлений в точке А при совместной работе двух скважин**

№ диапазона	$p_A$ , МПа	Дебит в шлейфе
1	$p_A > p_{A \max 1}$	0
2	$p_{A \max 1} < p_A < p_{A \max 2}$	$Q_1(p_A)$
3	$p_A < p_{A \max 2}$	$Q_1(p_A) + Q_2(p_A)$

На рис. 3 изображена совместная характеристика добычных возможностей двух скважин относительно точки А (начальной точки шлейфа). Как видно из рисунка, на совместной характеристике точка 1, соответствующая предельному режиму скв. 1, остается актуальной, в то время как вместо точки 2, соответствующей предельному режиму скв. 2, появляются две другие характерные точки 3 и 4. Эти три точки (1, 3 и 4) устанавливают границы «запрещенных» диапазонов дебитов, в пределы которых величина рабочего дебита не попадает ни при каких давлениях в точке А. Это диапазоны от 0 до 70 тыс. м<sup>3</sup>/сут (от точки 1 и левее – до нуля) и от 99 до 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут (между точками 3 и 4); они отмечены горизонтальными пунктирными линиями. Наличие таких «запрещенных» диапазонов приводит к возникновению на характеристике производительности УКПГ «диапазонов неопределенности».

Поясним это утверждение.

Когда в шлейфе движения газа нет ( $Q = 0$ ), на устье скважины, в выкидной линии и во всех точках шлейфа давление одинаковое. Если же дебит газа не равен нулю, то в точках А и В шлейфа (см. рис. 1) давления различаются на величину потерь давления на трение в шлейфе. Вернемся к характеристике продуктивности куста скважин относительно точки А (см. рис. 3). При дебитах 99 (точка 3) и 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут (точка 4) давления в точке А шлейфа одинаковые и равны 1,183 МПа. Однако в точке В шлейфа (на входе в УКПГ, см. рис. 1) давление при дебите 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут будет меньше, чем при дебите 99 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На рис. 4 изображены характеристики продуктивности куста относительно начальной точки А шлейфа (оранжевая кривая) и конечной точки В шлейфа (синяя кривая). При дебите 99 тыс. м<sup>3</sup>/сут давление в конце шлейфа равно 1,170 МПа (точка 6), а при дебите 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут – 1,071 МПа (точка 5).



**Рис. 3. Характеристика совместной работы двух скважин в один шлейф**

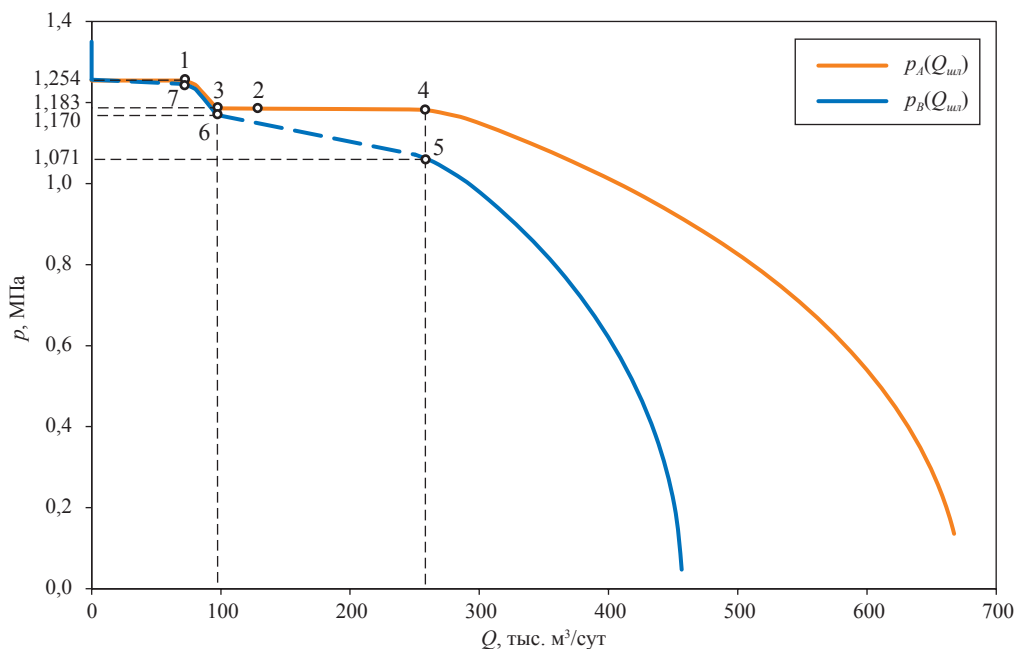


Рис. 4. Характеристика продуктивности куста из двух скважин относительно начала (оранжевая кривая) и конца (синяя кривая) шлейфа

Как было указано выше, интервал между значениями дебитов в точках 3 и 4 (а следовательно, и между 6 и 5) является «запрещенным». Это приводит к неопределенности по дебиту в диапазоне давлений между точками 6 и 5, т.е. между величинами 1,071 и 1,170 МПа.

Неопределенность заключается в следующем. Предположим, в исходном состоянии УКПГ не работает, все точки шлейфа имеют одинаковое давление не менее 1,254 МПа, а в некоторый начальный момент времени на входе в УКПГ создается давление из «диапазона неопределенности» (например, 1,09 МПа). Это приведет к инициации сложного переходного процесса запуска куста в работу, который будет состоять из ряда последовательных фаз. Поскольку в исходный момент времени скважины не работают, в начале шлейфа давление на какое-то короткое время также примет значение 1,09 МПа. При таком давлении на устье обе скважины начнут работать, поскольку это давление меньше максимального предельного (см. рис. 3). Дебиты газа из обеих скважин начнут увеличиваться в переходном процессе, и суммарный дебит будет стремиться вырасти до значения 250 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , поскольку к дебиту скв. 1, который в таких условиях не меньше 99 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , будет добавляться дебит скв. 2, который в установившемся режиме не может быть меньше своего минимального предельного значения 151 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Однако воз-

растание дебита приведет к увеличению давления в точке А шлейфа, в результате чего это давление станет больше предельной величины 1,183 МПа для скв. 2, и она остановится. Снижение дебита в шлейфе приведет к уменьшению давления в точке А, и вновь возникнут условия для работы скв. 2.

Таким образом, в рамках метода сопряженных элементов, оперирующего лишь установившимися во времени физическими величинами, режим скв. 2 затруднительно оценить аналитически. На практике эта скважина будет пребывать в режиме самозадавливания и нуждаться в периодической продувке. Возможно, если исключить постороннее вмешательство, вторая скважина будет работать в некотором пульсирующем режиме. Для исключения таких ситуаций следует избегать техрежимов работы скважин с устьевыми давлениями, попадающими в «диапазоны неопределенности».

Альтернативным решением этой проблемы является применение газлифтного способа эксплуатации для скважин, по устьевому давлению попадающих в «интервал неопределенности». Перечень таких скважин можно выявить при составлении технологического режима, и в случае принятия соответствующего решения запланировать своевременную прокладку сети подводящих трубопроводов с учетом принципов расчета газлифта, которые рассмотрены в работе [5].

На рис. 5 представлена продуктивная характеристика куста двух скважин в координатах  $Q_{инт} = Q_{инт}(p_{укплг})$ . Это та же кривая, что и на рис. 4, только с измененным порядком координат. Граничные точки «интервалов неопределенности» условно соединены прямыми линиями.

Рассмотрим кратко работу шлейфа с тремя скважинами, параметры которых представлены в табл. 4;  $\Theta = 0,0004 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ .

На рис. 6 изображены характеристики скважин относительно давления в начале шлейфа.

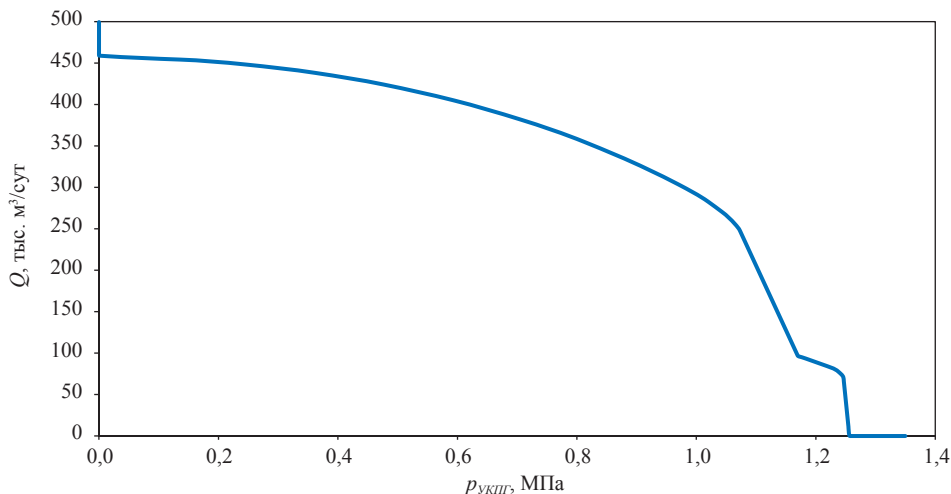


Рис. 5. Характеристика продуктивности шлейфа с двумя скважинами

Таблица 4

Исходные данные для случая совместной работы трех скважин

Параметры системы «пласт – скважина»	№ скважины		
	1	2	3
Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта:			
$a, 10^{-2} (\text{МПа}^2 \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3$	0,3	0,25	0,2
$b, 10^{-2} ((\text{МПа} \cdot \text{сут})/\text{тыс. м}^3)^2$	0,002	0,0001	0,0001
Пластовое давление, $p_{пл}$ , МПа	1,55	1,50	1,45
Интервал вскрытия пласта, $H$ , м	1100	1100	1100
Диаметр, $D$ , см	10,0	12,8	15,0
Сопротивления ВЛ, $\Theta, 10^{-2} \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$	$10^{-5}$	$10^{-5}$	$10^{-5}$

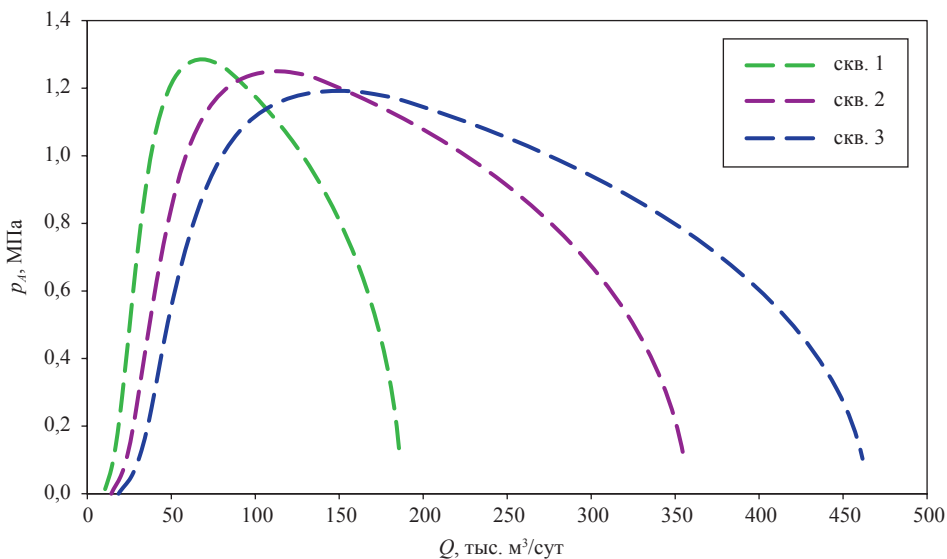


Рис. 6. Характеристики трех скважин шлейфа относительно давления в начале шлейфа

На рис. 7 представлена характеристика продуктивности шлейфа, на которой хорошо видны три «зоны неопределенности».

Отметим, что на поздней стадии разработки, когда пластовые давления существенно снижены, зоны неопределенности по совокупности занимают довольно протяженные

по величине и самые выгодные для эксплуатации диапазоны давлений, чем существенно затрудняют добычу газа. Как правило, в каждой такой зоне неопределенность возникает лишь из-за одной скважины; это облегчает планирование мероприятий по регулированию работы шлейфа.

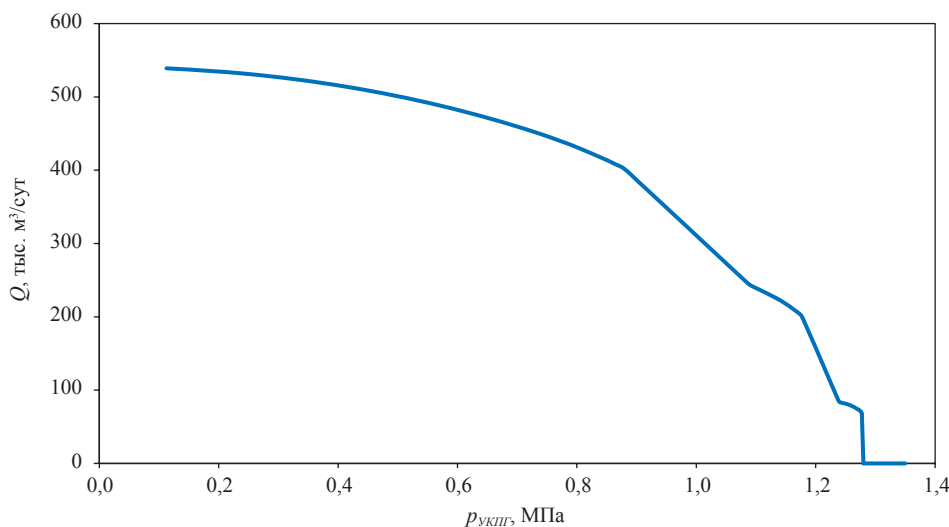


Рис. 7. Характеристика продуктивности шлейфа с тремя скважинами

### Расчет производительности куста обводненных скважин с ограничениями по максимальной депрессии (дебиту)

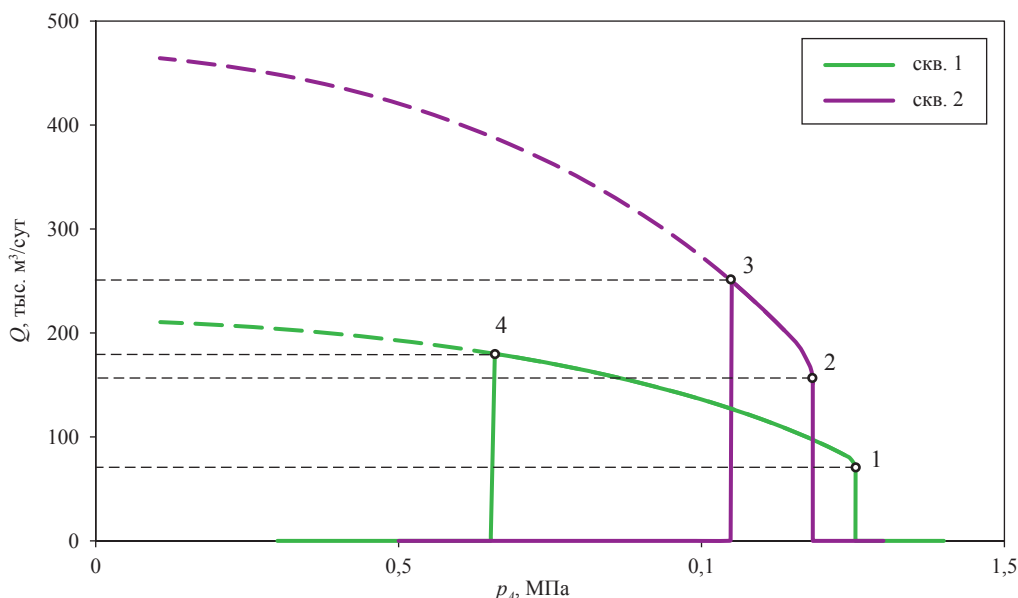
При эксплуатации скважин сеноманских залежей на завершающей стадии имеется тенденция разрушения породы призабойной зоны, поскольку наличие воды на забое приводит к размыванию цемента, ухудшению прочностных свойств и ослаблению скелета пород. На практике во избежание разрушения пород призабойной зоны и выноса песка скважину эксплуатируют при депрессии, не превышающей по величине некоторого предельного значения. При этом в ряде случаев говорят не о максимальной депрессии, а о максимальном дебите.

Требования ограничения депрессии (или дебита) приводят к дополнительным сложностям при эксплуатации скважин в один шлейф, поскольку условия устойчивой (с точки зрения выноса жидкости) и безопасной (с точки зрения неразрушаемости пород призабойной зоны) работы разных скважин могут вступать в противоречия друг с другом. Далее рассмотрены проблемы эксплуатации куста таких скважин и методика регулирования их работы с целью повышения объемов добычи.

На рис. 8 представлены характеристики продуктивности двух скважин для одного из предыдущих примеров (см. табл. 1) при наличии ограничений по максимальному дебиту:  $Q_{1\max} = 180$  тыс. м<sup>3</sup>/сут для скв. 1 и  $Q_{2\max} = 250$  тыс. м<sup>3</sup>/сут для скв. 2. Для скв. 1 точка 1 соответствует минимальному дебиту и максимальному давлению  $p_1$  в шлейфе, обеспечивающему устойчивый режим работы скважины, а точка 4 – максимально допустимому дебиту, обеспечивающему целостность пород призабойной зоны. При снижении давления в точке А меньше  $p_4$ , соответствующего точке 4, депрессия в скв. 1 превысит допустимое значение, и возникнут условия для разрушения призабойной зоны и появления в потоке опасных для оборудования песчаных примесей.

Для скв. 2 максимальное давление с точки зрения обеспечения ее устойчивой работы соответствует точке 2 ( $p_2$ ). При этом минимальное безопасное давление соответствует точке 3 ( $p_3$ ).

Таким образом, при давлении в шлейфе  $p_A > p_1$  ни одна из двух скважин работать не будет; при давлении  $p_2 > p_A > p_1$  будет работать только скв. 1. При давлении в диапазоне  $p_3 > p_A > p_2$  будут работать обе скважины.



**Рис. 8. Характеристики двух скважин, подключенных к одному шлейфу, при наличии ограничений на максимальный дебит**

В диапазоне давлений  $p_A < p_A < p_3$  скв. 2 следует отключить во избежание разрушения призабойной зоны и абразивного износа промышленного оборудования, при этом останется работать только скв. 1, а при давлении в шлейфе  $p_A < p_4$  следует отключить и скв. 1. Варианты режима работы скважин представлены в табл. 5 (столб. 1–3).

Теперь рассмотрим случай, когда скважины снабжены индивидуальными регулирующими устройствами, с помощью которых можно создавать дополнительные регулируемые потери давления (рис. 9). Такое техническое решение позволяет поддерживать дебит каждой скважины на уровне максимально допустимого, что существенно расширяет возможности увеличения суммарной продуктивности куста.

Так, при  $p_A < p_3$  (диапазоны 4 и 5 в табл. 5, столб. 4) вместо отключения скв. 2 можно путем штуцирования поддерживать ее дебит на уровне

$Q_{2max}$ . При этом в диапазоне устьевых давлений  $p_A < p_A < p_3$  к работе будет также подключена скв. 1 с дебитом  $Q_1(p_A)$ , а при давлении  $p_A < p_4$  можно добиться работы обеих скважин с максимально допустимыми дебитами. Рассмотренный вариант работы куста с индивидуальным регулированием скважин изображен на рис. 10 синей линией; красной линией показана характеристика куста. Как и в предыдущем примере, сопротивление шлейфа незначительно.

Наконец, рассмотрим влияние шлейфа с большим сопротивлением на работу куста для случая регулирования работы скважин. Примем, что  $\Theta_{шл} = 0,0003 \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>.

На рис. 11 представлены сравнительные характеристики продуктивности куста скважин с большим и малым сопротивлением шлейфа. Как видно из графиков, наличие длинного шлейфа вносит существенные коррективы в работу куста обводненных скважин.

Таблица 5

**Совместная работа скважин в характерных диапазонах давлений в начале шлейфа при наличии ограничений по максимальному дебиту**

№ диапазона	$p_A$ , МПа	Дебит в шлейфе при отсутствии регулирования, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Дебит в шлейфе при наличии регулирующих устройств, тыс. м <sup>3</sup> /сут
1	$p_A < p_1$	0	0
2	$p_2 < p_A < p_1$	$Q_1(p_A)$	$Q_1(p_A)$
3	$p_3 < p_A < p_2$	$Q_1(p_A) + Q_2(p_A)$	$Q_1(p_A) + Q_2(p_A)$
4	$p_4 < p_A < p_3$	$Q_1(p_A)$	$Q_1(p_A) + Q_{2max}$
5	$p_A < p_4$	0	$Q_{1max} + Q_{2max}$

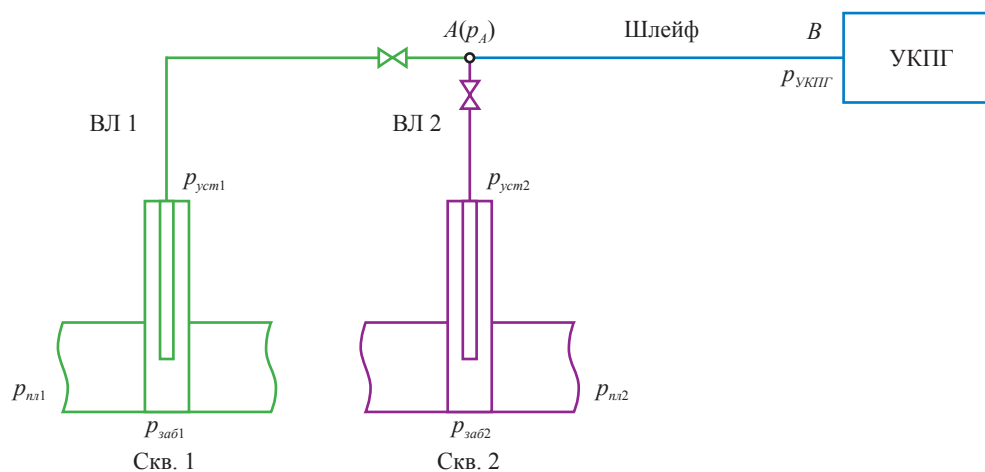


Рис. 9. Схема кустового расположения двух скважин с регулирующими устройствами на выкидных линиях

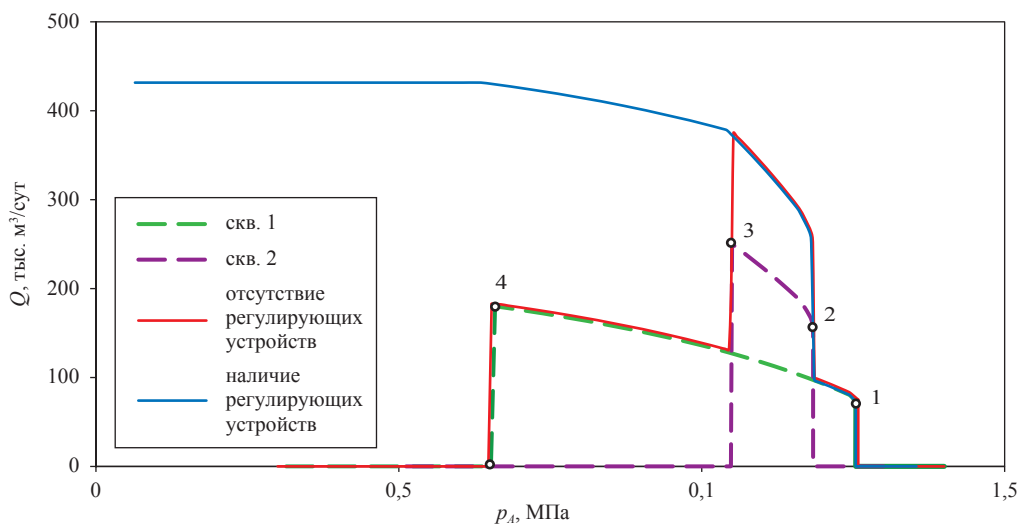


Рис. 10. Характеристика продуктивности куста с двумя скважинами при наличии ограничений на максимальный дебит. Красная линия – без регулирования; синяя линия – с регулированием скважин

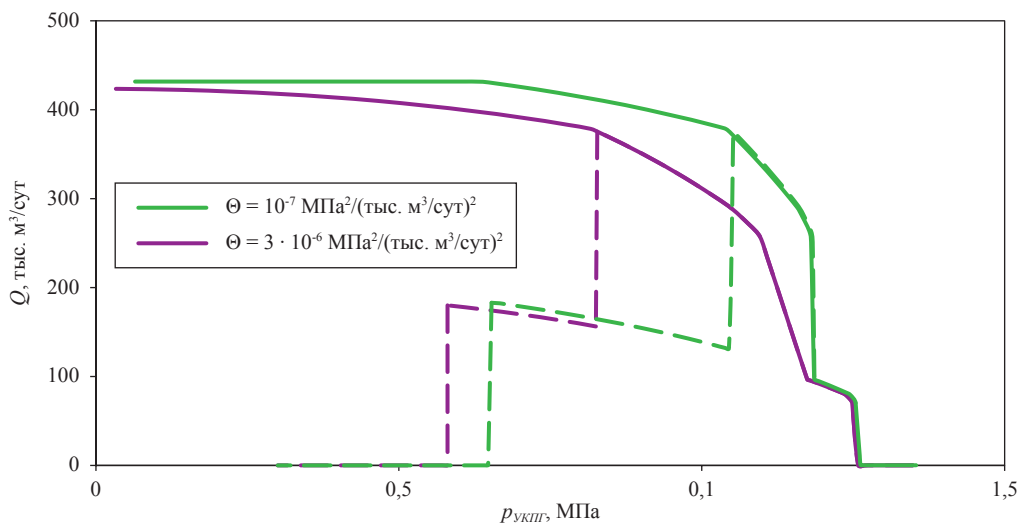


Рис. 11. Характеристики продуктивности кустов с шлейфами разного сопротивления при наличии индивидуальных регулирующих устройств на устьях скважин

Так, если давление на УКПГ будет поддерживаться на уровне не ниже 0,8 МПа, необходимость в регулировании работы скв. 1 отпадает, поскольку ее дебит не будет превышать максимально допустимого значения. В то же время диапазоны неопределенности по давлению существенно увеличатся, и при давлении на УКПГ больше 1,15 МПа возникнут условия для самозадавливания скв. 2. Поскольку при сезонном снижении объемов добычи имеет место некоторое увеличение давления на УКПГ, необходимо предусмотреть запасные варианты устойчивой эксплуатации скв. 2. Наиболее предпочтительным в период сезонного увеличения давления может оказаться эксплуатация отдельных скважин с применением газлифтной технологии [5]. Альтернативным вариантом может быть уменьшение диаметра лифтовой колонны до 11,4 см [6]. При этом скважина начнет работать устойчиво, однако ее дебит понизится, что приведет к изменению продуктивной характеристики шлейфа.

Таким образом, индивидуальное регулирование скважин в кусте на поздней стадии разработки месторождений обеспечивает существенное увеличение суточной добычи газа.

Приведенные данные однозначно свидетельствуют о необходимости учитывать при формировании технологических режимов скважин, шлейфов, УКПГ и промысла в целом особенности гидродинамики двухфазных потоков в скважинах. Игнорирование в процессе проектирования и на этапе авторского надзора физических и технологических ограничений, имею-

щих место при эксплуатации скважин на поздней стадии, приводит к завышению прогнозных показателей работы промысла.

На поздней стадии индивидуальное регулирование скважин способствует существенно увеличению производительности промысла. При этом выбор скважин для врезки в их обвязку регулирующих устройств целесообразно осуществлять по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ», основанной на экспериментальных результатах.

Регулирование работы отдельных скважин, кустов и промысла в целом является насущным требованием поздней стадии разработки месторождений, обеспечивающим максимально возможные объемы добычи и коэффициенты извлечения газа, и составляет основу интеллектуализации процесса добычи низконапорного газа.

Специализированный стенд по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является эффективным инструментом для исследования газожидкостных потоков, построения газогидродинамических моделей и разработки методик для обоснования и расчета технологий эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями. Развитие и расширение экспериментальных исследований газожидкостных потоков обеспечивает максимально полное извлечение газа из недр западно-сибирских месторождений, оставшиеся запасы в которых оцениваются триллионами кубометров.

## 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. Бузинов С.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 2 (спецвыпуск «Подземное хранение газа»). – С. 9–11.
3. Гереш Г.М. Проблемы формирования технологических режимов газовых промыслов на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона / Г.М. Гереш, Ю.Е. Дорошенко, Л.Н. Евликова и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 24–27.
4. Бузинов С.Н. Влияние шлейфа на работу обводненной газовой скважины / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – С. 87–89.
5. Бузинов С.Н. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Территория нефтегаз. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 80–83.
6. Бузинов С.Н. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Вестник ЦКР. – 2013. – С. 80–83.

УДК 622.279

А.А. Ротов, В.А. Истомина

## Адаптация гидродинамических моделей газожидкостных потоков в трубопроводах промышленных газосборных систем

**Ключевые слова:** газосборная сеть, трубопровод, газожидкостной поток, моделирование, адаптация, гидравлическая эффективность.

**Keywords:** gas gathering system, pipe, gas-liquid flow, modeling, adjustment, flow efficiency.

В настоящее время математическое моделирование играет важную роль в обеспечении надежной и эффективной эксплуатации промышленных систем сбора продукции газовых и газоконденсатных скважин. Проводимые на основе разрабатываемых моделей прогнозные расчеты широко используются при проектировании разработки, обустройства и реконструкции месторождений и назначении эксплуатационных режимов работы. Надежность прогноза во многом определяется тем, насколько корректно математическая модель воспроизводит реальные эксплуатационные характеристики объекта. Поэтому при создании моделей отдельных промышленных систем (скважин, газосборных сетей, установок комплексной подготовки газа, дожимных компрессорных станций) или месторождения в целом особое внимание следует уделять стадии их адаптации. Адаптация моделей газосборных сетей осуществляется на основе сопоставления промышленной информации о фактических режимах работы трубопроводов с расчетами и последующим введением адаптационных параметров.

Для адаптации гидравлических расчетов к фактическим эксплуатационным характеристикам трубопроводов, транспортирующих однофазный газовый поток, обычно используется безразмерный коэффициент гидравлической эффективности  $E$  (*flow efficiency*). Этот коэффициент позволяет в значительной мере скомпенсировать отличие фактического коэффициента гидравлического сопротивления трубопровода от его расчетного значения [1–3], обусловленное погрешностью определения шероховатости внутренней поверхности трубопровода и наличием дополнительных местных гидравлических сопротивлений различной природы (твердых отложений, очагов коррозии, деформированных участков и др.).

Коэффициент  $E$  определяется как отношение фактической производительности трубопровода ( $Q_\phi$ ), полученной на основе эксплуатационных данных, к ее расчетному значению при тех же термобарических условиях ( $Q_p$ ):

$$E = \frac{Q_\phi}{Q_p} = \frac{Q_\phi}{\sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)F^2}{\lambda \frac{L}{d} zRT\rho_0^2}}}, \quad (1)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – давление в начале и в конце трубопровода;  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях;  $T$  – температура газа;  $z$  – коэффициент сжимаемости;  $R$  – газовая постоянная;  $L$  – протяженность трубопровода;  $F$  – площадь сечения трубопровода;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  – диаметр трубопровода. Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  в (1) определяется на основе существующих корреляций [1, 4]. Иногда в литературе встречаются несколько отличающиеся от соотношения (1) определения коэффициента  $E$ , что в рамках данного рассмотрения не принципиально.

При известном значении коэффициента гидравлической эффективности расчет гидравлических потерь в трубопроводе при изотермическом течении газа проводится по формуле

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{1}{E^2} \lambda \frac{L}{d} \frac{zRT\rho_0^2}{F^2} Q^2. \quad (2)$$



Анализируя формулу (2), коэффициент гидравлической эффективности можно интерпретировать как отклонение расчетного гидравлического сопротивления трубопровода  $\lambda$  от его фактического значения  $\lambda_{\phi}$ , наблюдаемого в процессе эксплуатации:

$$E^2 = \frac{\lambda}{\lambda_{\phi}}. \quad (3)$$

Таким образом, коэффициент  $E$  выступает в роли адаптационного параметра для модели стационарного потока газа в трубопроводе (2), учитывающего фактическое состояние трубопровода.

Следует отметить, что рассмотренный подход к адаптации модели хорошо зарекомендовал при описании фактических эксплуатационных режимов трубопроводов, транспортирующих чисто газовые потоки. Часто коэффициент гидравлической эффективности используется в качестве адаптационного параметра и при моделировании трубопроводов газосборных сетей. Однако работа газосборных сетей, как правило, проходит в условиях наличия жидкости (газового конденсата, капельной и конденсационной влаги) в составе транспортируемой продукции. Непосредственное применение данного подхода при моделировании газожидкостных потоков представляется не в полной мере оправданным. Необходима разработка более сложных адаптационных схем, учитывающих особенности гидродинамики двухфазных потоков.

При транспортировке газожидкостного потока, в том числе при малых содержаниях жидкости (на уровне нескольких грамм на кубический метр газа), на подъемных участках трубопровода может происходить ее накопление, приводящее к дополнительным потерям давления, что необходимо учитывать при определении пропускной способности и расчете гидравлических потерь. Объем накопленной жидкости зависит от уровня давления в трубопроводе, скорости потока, содержания жидкости. Следовательно, для газожидкостного потока значение гидравлической эффективности, определяемое по формуле (1), зависит не только от фактических гидравлических характеристик самого трубопровода, но и от термобарических и расходных условий его эксплуатации. Это обстоятельство значительно ограничивает возможности модели при проведении прогнозных расчетов.

В работах [5, 6] по гидравлическому расчету промысловых трубопроводов потери давления, возникающие за счет накопления жидкости в его полости, предлагается также учитывать за счет коэффициента  $E$ , но с использованием другой формулы для его определения:

$$E = \left( 1 - 45,15 \frac{\beta^{0,32}}{w} \right)^{-1} \quad (4)$$

где  $\beta$  – объемное содержание жидкости в газе;  $w$  – средняя скорость течения газа в участке, м/с.

В качестве другого способа учета накопления жидкости при определении пропускной способности и гидравлических расчетах трубопровода в работах [6, 7] предлагается использование уравнений (1) и (2), но с заменой гидравлического сопротивления  $\lambda$  для движения чисто газового потока на  $\lambda_{см}$ , определяемое многопараметрической функцией

$$\lambda_{см} = \lambda(Re, \epsilon) \psi(\beta, Fr, \bar{\mu}), \quad (5)$$

где  $\lambda(Re, \epsilon)$  – коэффициент гидравлического сопротивления при движении потока;  $Re$  – число Рейнольдса;  $\epsilon$  – относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода;  $\beta$  – расходное содержание газа в потоке;  $\bar{\mu}$  – относительная вязкость газовой и жидкостной составляющих потока;  $Fr$  – критерий Фруда смеси. Значение функции  $\psi$  определяется по номограммам, построенным для различных значений  $\beta$ ,  $\bar{\mu}$ ,  $Fr$ , или эмпирическим зависимостям.

Предлагаемые в литературе подходы к адаптации модели с использованием соотношений (4) и (5) обладают рядом существенных недостатков. Наличие жидкости в полости трубопровода учитывается только как коррекция коэффициента его гидравлического сопротивления в формуле (2). При движении газожидкостного потока может реализоваться пробковый режим течения, когда жидкость полностью перекрывает сечение трубопровода. В этом случае возникают дополнительные гидростатические потери давления, обусловленные весом накопленной на подъемных участках жидкости, которые не могут быть описаны уравнением (2). Кроме того, заменяя определение гидравлической эффективности по фактическим эксплуатационным данным на расчет по аналитическим зависимостям, мы утрачиваем одну из ее важнейших функций – функцию адаптационного параметра для

гидравлической модели конкретного промышленного трубопровода.

Таким образом, задача адаптации модели к реальным газосборным сетям месторождения, по мнению авторов, требует более полного и детального анализа. Ниже предлагается новый подход, основанный на раздельной адаптации модели гидравлического расчета по потерям на трение и гидростатическим потерям при рассмотрении двухфазных потоков в реальном трубопроводе за счет введения двух адаптационных параметров.

Пренебрегая силами инерции, уравнение движения газожидкостного потока в наклонном трубопроводе согласно [4, 7] может быть записано следующим образом:

$$-\frac{dP}{dl} = g\rho_{см} \sin \theta + \lambda_{см} \frac{\rho_{см} w_{см}^2}{2d}, \quad (6)$$

где  $P$  – давление в трубопроводе;  $l$  – расстояние вдоль оси трубопровода;  $g$  – ускорение свободного падения;  $\theta$  – угол наклона трубопровода;  $\lambda_{см}$  – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;  $d$  – диаметр трубопровода;  $\rho_{см}$  – плотность газожидкостной смеси, определяемая по формуле  $\rho_{см} = (\rho_{ж}\phi + \rho_{г}(1 - \phi))$ , где  $\phi$  – истинное содержание жидкости на рассматриваемом участке трубопровода. Для использования соотношения (6) необходимы замыкающие соотношения по  $\lambda_{см}$  и  $\phi$  от  $\beta$  (расходного содержания жидкости), зависимости по которым и включаются в математическую модель гидравлической системы.

Проанализируем гидравлическую характеристику трубопровода, определяемую уравнением (6). Общие потери давления в трубопроводе  $\Delta P$  складываются из гидростатических потерь  $\Delta P_{см}$  и потерь на трение  $\Delta P_{тр}$  (первое и второе слагаемые в правой части уравнения соответственно), причем тенденции их изменения при варьировании расхода газожидкостной смеси противоположны (рис. 1). Так, при увеличении расхода смеси увеличивается скорость потока, и потери на трение возрастают. В то же время увеличение скорости потока способствует интенсификации выноса жидкости из полости трубопровода, уменьшению скоплений жидкости на подъемных участках и, соответственно, снижению гидростатических потерь. При снижении расхода смеси наблюдается обратная ситуация. Уменьшение скорости потока приводит к снижению потерь на трение, при этом ухудшаются условия выноса жидкости и гидростатическая составляющая потерь давления возрастает.

Предположим, имеются фактические данные о режиме работы трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь: состав жидкой и газовой фаз, расход газа, расходное влажосодержание, давление в начале и в конце трубопровода. Тогда на основе (6) и используемых в модели газожидкостного потока корреляций для  $\lambda_{см}$  и  $\phi$  можно провести гидравлический расчет трубопровода в аналогичных термобарических и расходных условиях эксплуатации, а затем оценить соотношение потерь на

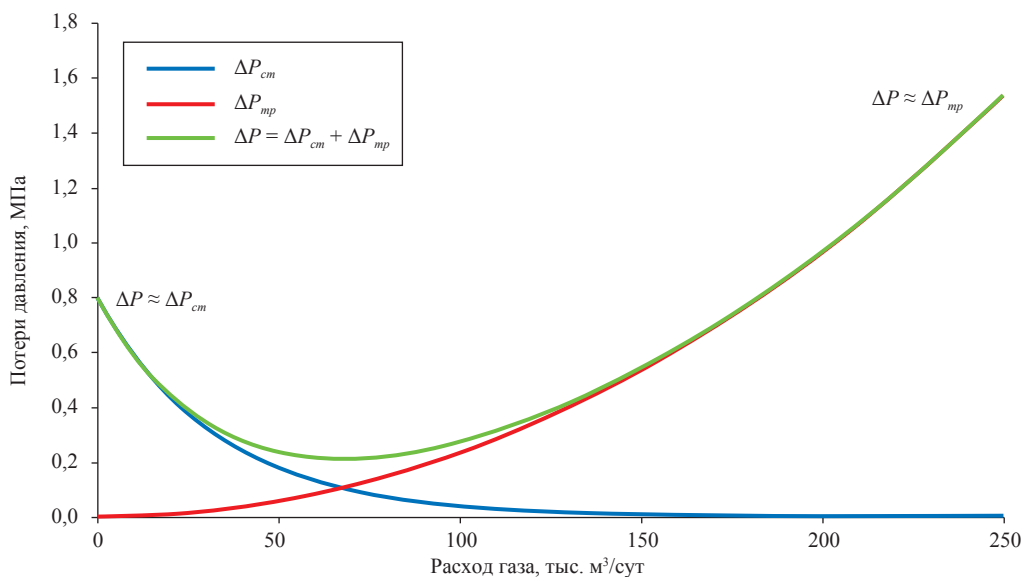


Рис. 1. Гидравлическая характеристика трубопровода при транспорте газожидкостного потока

трение  $\Delta P_{mp}$  и гидростатических потерь  $\Delta P_{cm}$  в данном режиме.

Пусть в результате расчета установлено, что в анализируемом режиме работы потери на трение  $\Delta P_{mp}$  много больше гидростатических потерь  $\Delta P_{cm}$ , тогда согласно (6):

$$\Delta P \approx \Delta P_{mp},$$

$$-\frac{dP}{dl} \approx \lambda_{cm} \frac{\rho_{cm} w_{cm}^2}{2d}. \quad (7)$$

В данном режиме зависимость потерь давления от скорости потока близка к зависимости, используемой для гидравлического расчета трубопроводов сухого газа. Следовательно, при  $\Delta P_{mp} \gg \Delta P_{cm}$  можно на основе адаптационного соотношения (1) определить значение  $E$  через фактический и расчетный расходы газожидкостной смеси и затем использовать параметр  $E$  в качестве адаптационного для расчета потерь давления на трение (рис. 2).

С учетом проведенной адаптации модели по потерям на трение уравнение движения газожидкостного потока (6) принимает следующий вид:

$$-\frac{dP}{dL} = g\rho_{cm} \sin \theta + \frac{1}{E^2} \lambda_{cm} \frac{\rho_{cm} w_{cm}^2}{2d}. \quad (8)$$

Теперь рассмотрим предельный случай, когда в анализируемом режиме работы гидравлической системы имеет место соотношение  $\Delta P_{mp} \ll \Delta P_{cm}$ . Тогда согласно (6) гидравличес-

кие потери в трубопроводе могут быть определены следующим образом:

$$\Delta P \approx \Delta P_{cm},$$

$$-\frac{dP}{dL} \approx g\rho_{cm} \sin \theta. \quad (9)$$

где  $\rho_{cm} = (\rho_{жс}\phi + \rho_z(1 - \phi))$ ;  $\phi$  – истинное содержание жидкости на рассматриваемом участке трубопровода.

Преобладание гидростатических потерь связано с накоплением жидкости на подъемных участках трубопровода. В условиях накопления жидкости плотность смеси будет определяться:

$$\rho_{cm} \approx \rho_{жс}\phi. \quad (10)$$

В общем случае  $\phi$  представляет собой сложную функцию скорости потока, давления, наклона трубопровода и расходного содержания жидкости  $\beta$ . Проведенный анализ различных методик гидравлического расчета показал, что при накоплении жидкости на восходящих участках трубопроводов истинное содержание жидкости может быть аппроксимировано экспоненциальной функцией:

$$\phi = \exp(-B\sqrt{Fr_{cm}}), Fr_{cm} = \frac{w_{cm}^2}{gd}, \quad (11)$$

где  $B$  – безразмерный коэффициент, определяемый выбором конкретной методики гидравлического расчета.

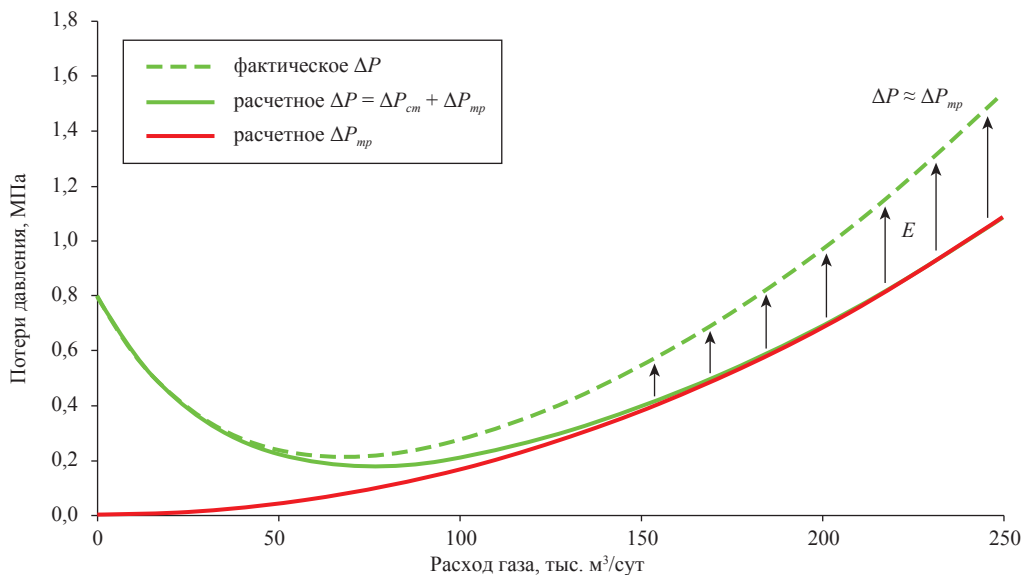


Рис. 2. Использование гидравлической эффективности для адаптации расчета потерь давления на трение

С учетом (10) и (11) гидростатические потери на подъемных участках рельефного трубопровода могут быть представлены в виде:

$$-\frac{dP}{dL} = \rho_{ж} \exp\left(-B \frac{w_{см}}{\sqrt{gd}}\right) g \sin \theta. \quad (12)$$

Интегрируя (12) по длине трубопровода, получаем:

$$\Delta P = \rho_{ж} g \exp\left(-B \frac{\bar{w}_{см}}{\sqrt{gd}}\right) \sum_j h_j, \quad (13)$$

где  $\sum_j h_j$  – сумма высот подъемных участков;  $\bar{w}_{см}$  – средняя скорость газожидкостного потока по длине трубопровода.

В полученной зависимости коэффициент  $B$  отражает специфику определения истинного содержания жидкости для определенной модели расчета гидростатических потерь. Введем второй адаптационный коэффициент  $K$  как отношение фактического значения  $B_\phi$  и расчетного значения  $B_p$ , определяемого моделью:

$$K = \frac{B_\phi}{B_p}. \quad (14)$$

Таким образом, корректировку коэффициента  $B$  можно использовать для адаптации модели к фактическим эксплуатационным режимам при работе трубопровода в зоне преобладающих гидростатических потерь (рис. 3).

Выразив коэффициент  $B$  из (13) и переходя от скорости смеси  $\bar{w}$  к объемному расходу смеси  $Q$ , коэффициент  $K$  можно определить через соотношение фактических и расчетных показателей работы трубопровода по следующей формуле:

$$K = \frac{B_\phi}{B_p} = \frac{\frac{\sqrt{gd}}{\bar{w}_\phi} \ln\left(\frac{\rho_{ж} g \sum_j h_j}{\Delta P_\phi}\right)}{\frac{\sqrt{gd}}{\bar{w}_p} \ln\left(\frac{\rho_{ж} g \sum_j h_j}{\Delta P_p}\right)} = \frac{\bar{w}_p \left(\frac{\rho_{ж} g \sum_j h_j}{\Delta P_\phi}\right)}{\bar{w}_\phi \left(\frac{\rho_{ж} g \sum_j h_j}{\Delta P_p}\right)} = \frac{Q_p}{Q_\phi}, \quad (15)$$

где  $Q_\phi$  – фактическая производительность трубопровода, полученная на основе эксплуатационных данных;  $Q_p$  – расчетная производительность, полученная при тех же термобарических условиях в результате моделирования.

Следовательно, определение гидростатических потерь давления с учетом адаптации может быть проведено по формуле:

$$-\frac{dP}{dL} = \rho_{ж} \exp\left(-KB \frac{w_{см}}{\sqrt{gd}}\right) g \sin \theta = \frac{\left[\rho_{ж} \exp\left(-B \frac{w_{см}}{\sqrt{gd}}\right)\right]^K}{\rho_{ж}^{K-1}} g \sin \theta = \frac{\rho_{см}^K}{\rho_{ж}^{K-1}} g \sin \theta. \quad (16)$$

На основе (8) и (16) можно предложить обобщенный алгоритм определения адаптационных коэффициентов  $E$  и  $K$  для гидравлической модели газожидкостного потока по фактическим эксплуатационным данным о режимах работы трубопровода. Блок-схема алгоритма приведена на рис. 4. Рассмотрим его подробнее.

Пусть имеются фактические эксплуатационные данные о текущем режиме работы трубопровода  $(P_1, P_2, Q_\phi, T_1, T_2)$ , где  $P_1$  и  $T_1$  – давление и температура транспортируемого потока в начале трубопровода,  $P_2$  и  $T_2$  – давление и температура транспортируемого потока в конце трубопровода;  $Q_\phi$  – расход транспортируемой продукции.

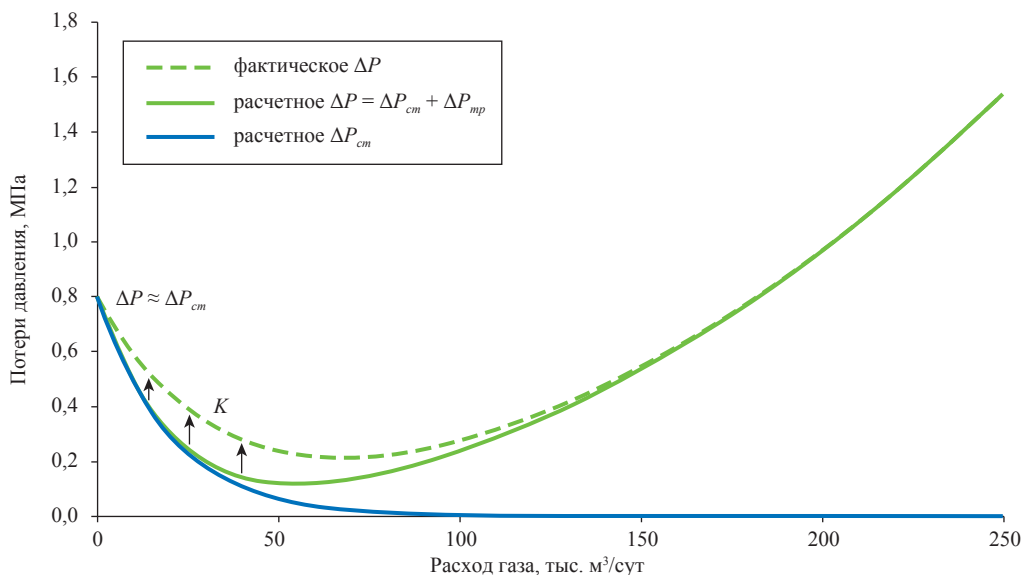


Рис. 3. Использование показателя гидростатических потерь  $K$  для адаптации расчета потерь давления на трение

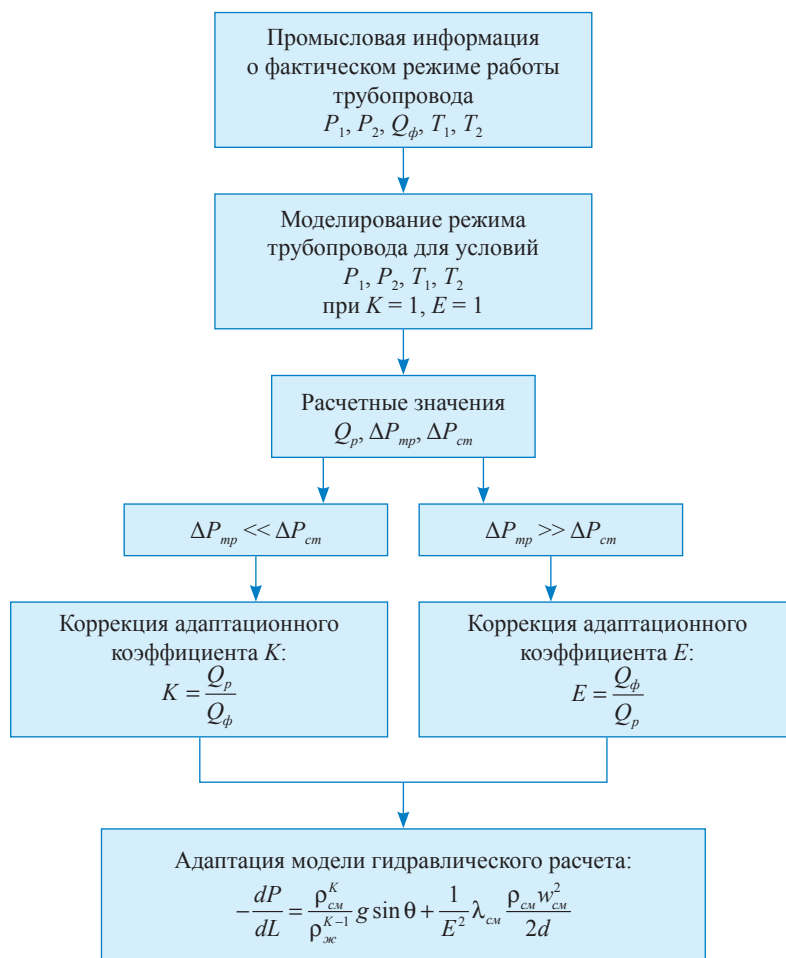


Рис. 4. Алгоритм определения адаптационных коэффициентов на основе фактических эксплуатационных данных для модели газожидкостного потока в трубопроводе

Проведем расчет режима работы трубопровода для фактических термобарических эксплуатационных условий ( $P_1, P_2, T_1, T_2$ ) на основе имеющейся модели газожидкостного потока в трубопроводе в отсутствии адаптационных поправок ( $K = 1, E = 1$ ). В результате будут определены расчетные потери давления на трение  $\Delta P_{mp}$ , гидростатические потери  $\Delta P_{cm}$  и расчетный расход  $Q_p$ .

Если на основании расчета установлено, что  $\Delta P_{mp} \gg \Delta P_{cm}$ , то данный режим позволяет скорректировать значение  $E$  по формуле (1). Если наблюдается обратная ситуация ( $\Delta P_{mp} \ll \Delta P_{cm}$ ), то данный режим позволяет скорректировать показатель  $K$  по формуле (15).

В процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений в трубопроводах газосборных сетей наблюдаются режимы как выноса, так и накопления жидкости. Как правило, в период постоянной добычи, сопровождающийся высокими отборами, жидкость выносятся из полости трубопроводов, и потери давления на трение являются определяющими. Период падающей добычи характеризуется снижением отборов и скоростей газа с соответствующим увеличением влияния гидростатических потерь. На этой стадии эксплуатации гидростатические потери в трубопроводах часто превосходят потери на трение в 100 и более раз. Аналогичные процессы чередования преобладающих потерь наблюдаются в связи с сезонной неравномерностью отбора газа на месторождениях. Эти особенности эксплуатации газосборных сетей могут быть использованы

для определения адаптационных коэффициентов  $K$  и  $E$  в моделях гидравлического расчета трубопроводов по предложенному алгоритму.

Для трубопроводов, эксплуатация которых характеризуется сопоставимыми значениями потерь давления на трение и гидростатических потерь, определение значений  $K$  и  $E$  может быть проведено на основе методов математической статистики [8]. Например, для имеющегося массива эксплуатационных режимов трубопровода при помощи метода наименьших квадратов можно определить такие значения  $K$  и  $E$ , которые обеспечат минимальное среднеквадратичное отклонение расчетных потерь давления от фактических.

Таким образом, общепринятые подходы, используемые при адаптации гидравлических моделей однофазных газовых потоков в трубопроводах, требуют существенной доработки для моделей газожидкостных потоков. Помимо традиционного коэффициента гидравлической эффективности целесообразно введение второго адаптационного коэффициента, характеризующего отклонение расчетных гидростатических потерь давления в трубопроводах от фактических.

На основе проведенных исследований разработана методика двухпараметрической адаптации математической модели газожидкостного потока и предложен алгоритм определения адаптационных параметров по фактическим эксплуатационным режимам работы трубопровода. Использование данного подхода позволяет расширить возможности адаптации моделей газосборных сетей и повысить достоверность производимых на их основе расчетов.

## Список литературы

1. Ходанович И.Е. Транспорт природного газа / И.Е. Ходанович. – М.: Недра, 1967. – 364 с.
2. Маслов В.М. Концепции анализа и совершенствования техники и технологии промышленной подготовки и транспорта газа / В.М. Маслов. – Ташкент: Фан, 1997. – 656 с.
3. Сулейманов В.А. Анализ фактических режимов работы шлейфов газовых месторождений / В.А. Сулейманов, И.А. Гужов, А.В. Трифонов и др. // Разработка месторождений углеводородов: Сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – 476 с.
4. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе / В.И. Марон. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 334 с.
5. Зубарев В.Г. Магистральные газонефтепроводы: учеб. пособие / В.Г. Зубарев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 80 с.
6. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
7. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
8. Шенк Х. Теория инженерного эксперимента / Х. Шенк. – М.: Мир, 1972. – 376 с.

УДК 532.517.3

А.Г. Потапов

## К вопросу о ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязкопластичных жидкостей в круглой трубе

Среди разнообразных турбулентных течений в природе и технике особое внимание привлекают течения в круглой трубе, являющиеся наиболее распространенными. Геометрия этих течений проста и легко воспроизводима, исследования проводятся с жидкостями с различными реологическими характеристиками – вязкими, вязкопластичными, вязкоупругими и др.

Несмотря на многолетние систематические экспериментальные и теоретические исследования, причина нарушения ламинарного режима течения жидкости в круглых трубах и возникновения турбулентности остается неясной. Существует известное решение Пуазейля, которое связывает расход с градиентом давления. Формально ламинарное течение Пуазейля существует для любых расходов, но реально при расходах больше некоторого критического ( $Q \geq Q_{кр}$ ) оно теряет устойчивость.

Экспериментально для вязких (ньютоновских) жидкостей было установлено, что

существует критическое число Рейнольдса  $\left( Re = \frac{V\rho D}{\mu} \right)$  в пределах 1800–2320 [1, 2].

Такой разброс предположительно объясняется тем, что исследования проводились в различных условиях, а также существованием верхнего и нижнего критических чисел Рейнольдса. Под верхним критическим числом подразумевается такое значение  $Re$ , выше которого установившееся течение может быть только турбулентным; под нижним критическим числом – такое значение  $Re$ , ниже которого установившееся течение может быть только ламинарным независимо от величины возмущений, вводимых в поток [3]. Таким образом, 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. В настоящее время границы этой области, а также причины ламинарно-турбулентного перехода не определены.

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 в целом адекватны друг другу [2].

Эксперименты также показали, что при неустойчивости ламинарного течения не обязательно возникает установившееся турбулентное течение. При значениях  $Re$  менее 2000 вдали от входа, где устанавливалось ламинарное течение, в поток вводился стержень, при обтекании которого формировался профиль скорости, характерный для турбулентного движения, что свидетельствовало о неустойчивости ламинарного течения к возмущениям, не приводящей, однако, к возникновению установившегося турбулентного течения, поскольку при увеличении расстояния от стержня в потоке вновь восстанавливается ламинарный профиль скорости [3].

В последнее время предпринимаются попытки исследования перехода к турбулентности в круглой трубе с помощью прямого численного моделирования. Расчеты установившегося течения в круглой трубе показали, что отношение скорости потока на оси к среднерасходной скорости стремится к характерному для установившегося

**Ключевые слова:**

ламинарно-турбулентный переход, вязкая и вязкопластичная жидкости, коэффициент гидравлических сопротивлений, параметр Хедстрема.

**Keywords:**

laminar to turbulent transition, viscous and viscoplastic liquids, hydraulic resistance coefficient, Hedstrom's parameter.

ламинарного течения, при стремлении  $Re$  к значению, равному 1000. При этом числе Рейнольдса коэффициенты сопротивления, вычисленные по формуле для ламинарного и турбулентного течений, совпадают [1].

На основании математического эксперимента Н.Н. Моисеевым сформулирована гипотеза: «Уравнение движения вязкой жидкости, по-видимому, допускает 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. Они порождаются вполне определенными множествами начальных состояний. Все остальные течения, порождаемые другими начальными состояниями, с течением времени к ним стремятся». Другими словами, «...при данном расходе  $Q > Q_1$  существует много форм стационарных турбулентных течений, практически не отличимых по своим интегральным характеристикам» [4].

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;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $\rho$  – плотность жидкости;  $V$  – среднерасходная скорость потока;  $D$  – диаметр трубы;  $i$  – индекс течения, при  $i = 1$  – ламинарное течение Пуазейля, при  $i = 2, \dots$  – стационарные базовые турбулентные течения;  $j$  – индекс скорости потока.

И.Р. Пригожин в работе [5] отмечает: «Изменение энтропии со временем всегда можно разделить на вклады двух типов: «поток энтропии», зависящий от обмена системы с окружающей средой, и «производство энтропии», обусловленное необратимыми процессами внутри системы. Второе начало термодинамики требует, чтобы производство энтропии было положительным или обращалось в нуль при достижении системой равновесия. На поток энтропии второе начало не налагает никаких условий. Таким образом, в стационарном состоянии положительное производство энтропии компенсируется отрицательным потоком энтропии: активность, производящая энтропию, постоянно поддерживается за счет обме-

на с окружающей средой. Состояние равновесия соответствует частному случаю, когда и поток энтропии, и производство энтропии обращаются в нуль».

Для простой системы объединенное уравнение первого и второго законов термодинамики формулируется следующим образом [6, 7]:

$$d\Phi \leq -SdT + \frac{1}{\rho} dP, \quad (2)$$

где  $\Phi$  – изобарно-изотермический потенциал;  $S$  – энтропия системы;  $T$  – 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  $T = const$  и  $P = const$ .

Опираясь на определение состояния равновесия как частного случая стационарного [5], можно предположить, что стационарное состояние наступает тогда, когда  $d\Phi = 0$ , но  $T \neq const$  и  $P \neq const$ . В этом случае из уравнения (2) получим соотношение

$$\frac{1}{\rho} dP = SdT. \quad (3)$$

Анализируя совместно уравнения (1) и (3), используя индексацию, принятую для уравнения (1), можно записать:

$$S_j dT \approx \lambda_{ij} \frac{V_j^2}{2D} dx. \quad (4)$$

Используя уравнение (4), можно получить соотношения:

- для  $V_1 = V_2$ :

$$\frac{S_{21}}{S_{11}} \approx \frac{\lambda_{21}}{\lambda_{11}}; \quad (5)$$

- $\lambda_{11} = \lambda_{22}$ :

$$\frac{V_2}{V_1} \approx \sqrt{\frac{S_{22}}{S_{11}}}, \quad (6)$$

где  $\lambda_{11}$  и  $S_{11}$  – коэффициент гидравлического сопротивления и энтропия ламинарного потока;  $\lambda_{21}$  и  $S_{21}$  – коэффициент гидравлического сопротивления и энтропия турбулентного потока при скорости течения  $V_1$ ;  $\lambda_{22}$  и  $S_{22}$  – коэффициент гидравлического сопротивления и энтропия турбулентного потока при скорости течения  $V_2$ .

Рассмотрим узловые моменты, установленные экспериментально и полученные в расчетах. В работе [1] по результатам расчетов сле-



лан 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 сопротивлений, вычисленные по формулам для ламинарного и турбулентного течений, между собой равны.

Таким образом, при  $Re \approx 1000$  из соотношений (5) и (6) получаем  $S_{11} \approx S_{21} \approx S_{22}$ . При  $Re > 1000$  (с увеличением расхода жидкости)

растут отношения  $\frac{\lambda_{21}}{\lambda_{11}} > 1$  и  $\frac{V_2}{V_1} > 1$ , т.е. растет

отношение энтропий турбулентного и ламинарного течений.

Рассмотрим ситуацию, когда с ростом расхода жидкости наступает ламинарно-турбулентный переход, приняв в первом приближении  $Re_{кр}$  как  $Re_1 = 2060$  (как среднее значение для интервала 1800–2320). Для оценки численного значения соотношений (5) и (6) рассчитаем коэффициенты сопротивлений по формулам:

- для ламинарного потока (при  $Re_1 = 2060$ ,  $\lambda_{11} = 0,031068$ ):

$$\lambda_{11} = \frac{64}{Re_1}; \tag{7}$$

- турбулентного потока [8] (при  $Re_1 = 2060$ ,  $\lambda_{21} = 0,04949$ ):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2,08 \lg Re \sqrt{\lambda} - 1,04. \tag{8}$$

Таким образом, обозначив отношение

$$\frac{\lambda_{21}}{\lambda_{11}} = n_\lambda, \text{ получаем } n_\lambda = 1,593.$$

Для определения значения  $Re_2$ , подставив в формулу (8) значение  $\lambda_{11} = 0,031068$ , получим

$$Re_2 = 9582. \text{ Обозначив отношение } \frac{Re_2}{Re_1} = n_{Re}, \text{ вычислим } n_{Re} = 4,6513.$$

Используя значения  $n_\lambda$  и  $n_{Re}$  для определения  $Re_1$  можно записать две равноправных формулы:

$$\sqrt{Re_1} = 8,32 \lg 6,4 n_{Re}^2 Re_1; \tag{9}$$

$$\sqrt{Re_1} = 8,32 \sqrt{n_\lambda} \lg 6,4 n_\lambda Re_1. \tag{10}$$

Среди разнообразных жидкостей, встречающихся в природе и технике, закономерности течения которых в круглой трубе привлекают внимание исследователей, большую группу составляют жидкости, ламинарное течение которых достаточно полно описывается теоретическими зависимостями, полученными на основе вязкопластичной модели Шведова–Бингама [9]. Однако закономерности турбулентного течения и ламинарно-турбулентного перехода при течении вязкопластичных жидкостей изучены недостаточно. Экспериментальные данные о нарушении ламинарного течения вязкопластичных жидкостей, полученные различными исследователями, показывают, что  $Re_{кр}$  для вязкопластичных

сред ( $Re = \frac{V\rho D}{\eta}$ ) зависит от безразмерного параметра Хедстрема ( $He = \frac{\tau_0 \rho D^2}{\eta^2}$ ), где  $\tau_0$  – дина-

мическое напряжение сдвига,  $\eta$  – пластическая вязкость [9].

Коэффициент гидравлического сопротивления при ламинарном течении вязкопластичных жидкостей в круглой трубе рассчитывается по формуле Букингама (обобщенное уравнение Гагена–Пуазейля) [9]:

$$\lambda = \frac{64}{Re \varphi(\alpha)}, \tag{11}$$

$$\text{где } \varphi(\alpha) = 1 - \frac{4}{3}\alpha + \frac{1}{3}\alpha^4; \alpha = \frac{8He}{\lambda Re^2}.$$

Расчеты коэффициента гидравлических сопротивлений  $\lambda$  по формуле (11) производят с учетом соотношения

$$\frac{8Re}{He} = \frac{\varphi(\alpha)}{\alpha}. \tag{12}$$

Для получения уравнений, аналогичных (9) и (10), необходимо иметь аналитическую зависимость коэффициента гидравлических сопротивлений при турбулентном течении вязкопластичных жидкостей в трубе.

Используя понятие турбулентной вязкости для вязкопластичных систем, уравнение движения в пограничном слое можно записать следующим образом:

$$\tau = \tau_0 + (\eta + \eta_m) \frac{dV}{dy}, \tag{13}$$

где  $\eta_m$  – турбулентная вязкость.

В работе [8] отмечено, что расчеты безразмерной скорости для вязких сред в зависимости от безразмерного расстояния от стенки показали «практическую эквивалентность» формул для распределения скорости в пограничном слое и трубе, что «...позволяет использовать для вычисления распределения скорости в трубе более простую формулу, полученную для распределения скорости в пограничном слое...».

Выражая коэффициент турбулентной вязкости через путь смешения и решая уравнение (13) при граничных условиях на стенке и на границе вязкопластичного подслоя для коэффициента гидравлического сопротивления при больших значениях числа Рейнольдса ( $Re > 2100$ ), получим [10]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \left(1 - \frac{8He}{\lambda Re^2}\right) [2,08 \lg Re \sqrt{\lambda} - 3,8 + 0,324\delta], \quad (14)$$

где  $\delta$  – безразмерная толщина вязкопластичного подслоя, определяемая по формуле

$$\delta = \frac{V_* \delta_0 \rho}{\eta},$$

$V_* = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}}$  – динамическая скорость;  $\delta_0$  – толщина ламинарного подслоя.

Значение величины  $\delta$  определим из условия на границе вязкопластичного подслоя

$$\frac{V_z}{V_*} = \left(1 - \frac{8He}{\sqrt{\lambda} Re^2}\right) \delta, \quad (15)$$

где  $V_z$  – скорость на границе подслоя.

Приняв по аналогии с закономерностями турбулентного течения ньютоновских

жидкостей  $\frac{V_z}{V_*} = 7,8$  [8], получим  $\delta = \frac{7,8}{\left(1 - \frac{8He}{\sqrt{\lambda} Re^2}\right)}$ . Откуда следует, что при турбу-

лентном течении вязкопластичных сред с ростом параметра пластичности (критерия Ильюшина) увеличивается толщина ламинарного подслоя.

При этом значении безразмерной толщины вязкопластичного подслоя уравнение (14) для определения коэффициента гидравлического сопротивления примет окончательный вид:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \left(1 - \frac{8He}{\lambda Re^2}\right) [2,08 \lg Re \sqrt{\lambda} - 1,04] + 2,76 \frac{8He}{\lambda Re^2}. \quad (16)$$

Решая совместно уравнения (11) и (16) и используя значения  $n_\lambda$  и  $n_{Re}$  для определения  $Re_{кр}$  при турбулентном течении вязкопластичных сред, получим:

$$\sqrt{Re_{кр}} = \frac{8,32}{\sqrt{\varphi(\alpha_{кр})}} \left(1 - \frac{\alpha_{кр}}{n_{Re}^2}\right) \lg \frac{6,4n_{Re}^2 Re_{кр}}{\varphi(\alpha_{кр})} + \frac{22,08\alpha_{кр}}{n_{Re}^2 \sqrt{\varphi(\alpha_{кр})}}; \quad (17)$$

$$\sqrt{Re_{кр}} = \frac{8,32\sqrt{n_\lambda}}{\sqrt{\varphi(\alpha_{кр})}} \left(1 - \frac{\alpha_{кр}}{n_\lambda}\right) \lg \frac{6,4n_\lambda Re_{кр}}{\varphi(\alpha_{кр})} + \frac{22,08\alpha_{кр}}{\sqrt{n_\lambda} \varphi(\alpha_{кр})}. \quad (18)$$

При  $He = 0$ ,  $\alpha = 0$  и  $\varphi(\alpha) = 0$  уравнения (17) и (18) идентичны (9) и (10).

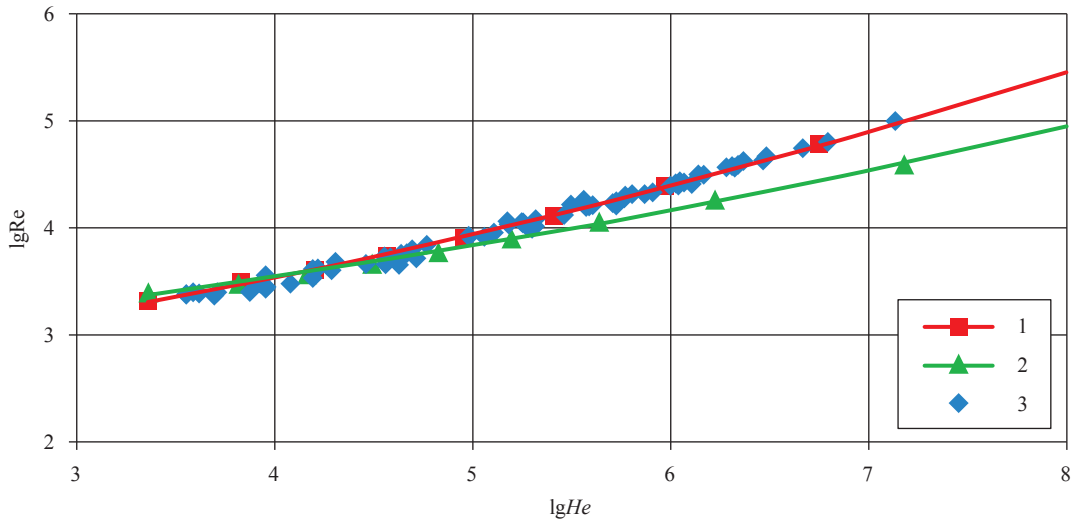
Для проверки соответствия полученных уравнений (17) и (18) фактическим значениям  $Re_{кр}$  при различных значениях  $He$  были привлечены результаты экспериментальных исследований течения глинистых суспензий без обработки полимерными реагентами, опубликованные в работах [11–15]. Массив данных объединил 74 экспериментальных результата, диапазон изменения значений составил:  $3,58 \cdot 10^3 \leq He \leq 1,36 \cdot 10^7$ ;  $2,15 \cdot 10^3 \leq Re \leq 9,9 \cdot 10^4$ .

Расчеты  $Re_{кр}$  по уравнению (17) при  $n_{Re} = 4,6513$  показали, что относительное сред-неквадратичное отклонение эксперименталь-ных данных от расчетов  $\sigma = 9,77\%$ ; по урав-нению (18) при  $n_\lambda = 1,593$   $\sigma = 18,9\%$ ; по эмпи-рической формуле Е.М. Соловьева  $\sigma = 11,79\%$ .

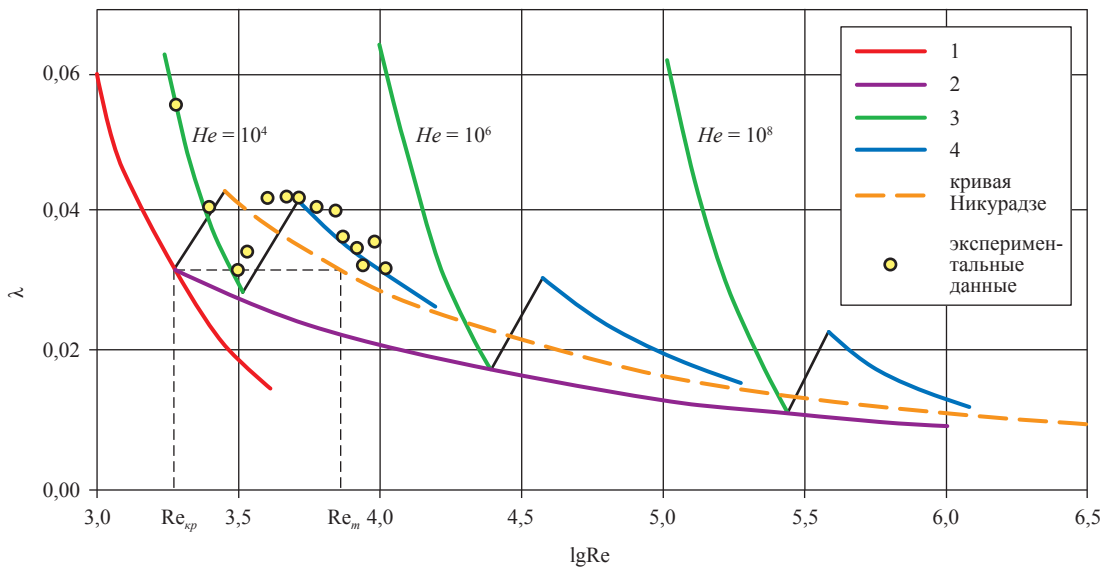
На рис. 1 представлены зависимости  $Re_{кр} = f(He)$ , рассчитанные по уравнениям (17) и (18), а также зависимость Хэнкса [16], и на-несены экспериментальные данные [11, 12, 14, 17].

На рис. 2 представлена серия кривых за-висимости коэффициента гидравлического со-противления от  $Re$  и  $He$ . Область ламинарного течения (кривые 3) была рассчитана по форму-лам (11) и (12); предельная кривая ламинарно-го течения вязкопластичных жидкостей (кри-вая 2) – по уравнению (17); область турбулент-ного течения (кривые 4) – по формуле (16).

Анализ представленных результатов пока-зывает, что для каждого значения  $He$  в окрест-ности  $Re_{кр}$  существует область, в которой



**Рис. 1. Зависимость критического значения числа Рейнольдса от параметра Хедстрема:**  
**1 – расчет по уравнению (17); 2 – расчет по уравнениям Хэнкса [16];**  
**3 – экспериментальные данные [11, 12, 14, 17]**



**Рис. 2. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления**  
**от числа Рейнольдса и параметра Хедстрема:**  
**1 – вязкая жидкость; 2 – предельная кривая ламинарного течения вязкопластичных**  
**жидкостей; 3 – вязкопластичная жидкость (экспериментальные данные при  $He = 10^4$**   
**В.Г. Литвишко [17]); 4 – турбулентное течение вязкопластичных жидкостей**

коэффициент гидравлического сопротивления ниже, чем для вязкой жидкости, при том же значении  $Re$ . 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 [18], где «показано, что надлежащим подбором объемных сил удастся не только обеспечить полностью ламинарный режим течения в пограничном слое, но и уменьшить полное сопротивление обтекаемого тела». Вероятно, эффект при течении вязкопластичных жидкостей также обусловлен объемными силами, связанными с пластичностью текущей среды.

Таким образом, между ламинарно-турбулентным переходом при течении вязких и вязкопластичных жидкостей в круглых трубах существует глубокая аналогия.

Возникает вопрос, почему реализуется то или иное течение, нарушается один стационарный процесс и происходит переход на другой стационарный процесс.

Рассмотрим процесс течения жидкости в трубе при последовательном увеличении расхода жидкости. При расходах  $Q < Q_1$  реализуется ламинарное течение Пуазейля, в котором, по определению И.Р. Пригожина, положительное производство энтропии компенсируется отрицательным потоком энтропии, зависящим от обмена системы с окружающей средой [4]. Можно предположить, что при расходах  $Q > Q_1$

в ламинарном потоке не обеспечивается равенство между производством энтропии и ее потоком из-за недостаточной эффективности обмена системы с окружающей средой, в связи с чем изменяется структура потока, и она становится более развитой, с более эффективными показателями обмена как внутри потока, так и с окружающей средой, и устанавливается новое стационарное течение, которое является турбулентным.

В заключение подведем итоги данной работы. Показано, что ламинарно-турбулентный переход при течении вязких и вязкопластичных жидкостей происходит, когда при равенстве коэффициентов гидравлических сопротивлений при турбулентном и ламинарном течениях отношение чисел Рейнольдса для этих режимов первом приближении составляет  $n_{re} = 4,6513$ . Следует заметить, что полученная величина практически совпадает со значением первой универсальной постоянной Фейгенбаума, равной 4,6692.

Сформулирована гипотеза. Ламинарно-турбулентный переход обусловлен нарушением в ламинарном потоке баланса между производством энтропии и ее потоком из-за недостаточной эффективности обмена системы с окружающей средой, вследствие чего нарушается ламинарный режим течения, структура потока становится более развитой с другими показателями производства и потока энтропии, при которых восстанавливается баланс и устанавливается новое стационарное турбулентное течение.

## Список литературы

1. Павельев А.А. Переход к турбулентности на начальном участке круглой трубы / А.А. Павельев, А.И. Решмин // Изв. РАН. – 2001. – № 4. – С. 113–121.
2. Павельев А.А. Влияние структуры начальных возмущений на режим установившегося течения в трубе / А.А. Павельев, А.И. Решмин, В.В. Трифонов // Изв. РАН. – 2006. – № 6. – С. 68–76.
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. – 2003. – № 4. – С. 47–55.
4. Моисеев Н.Н. Математика ставит эксперимент / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1979. – 223 с.
5. Пригожин И.Р. Время, хаос, квант. К решению парадокса времени / И.Р. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Эдиториал УРСС, 2000. – 240 с.
6. Ландау Л.Д. Гидродинамика / Л.Д. Ландау, В.М. Лившиц. – М.: Наука, 1988. – 736 с.
7. Сычев В.В. Дифференциальные уравнения термодинамики / В.В. Сычев. – М.: Наука, 1981. – 195 с.
8. Миллионщиков М.Д. Турбулентные течения в пограничном слое и в трубах / М.Д. Миллионщиков. – М.: Наука, 1969. – 50 с.
9. Маковой Н. Гидравлика бурения / Н. Маковой. – М.: Недра, 1986. – 536 с.

10. Потапов А.Г. Сопротивление при турбулентном течении буровых растворов / А.Г. Потапов // Бурение глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Нижнего Поволжья. – М.: ИГИРГИ, 1976. – Вып. 27. – С. 27–31.
11. Ильин Г.А. Определение критической скорости течения промывочных и цементных растворов / Г.А. Ильин // Газовая промышленность, 1971. – № 1. – С. 5–7.
12. 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.
13. Филатов Б.С. Течение суспензий глины в трубах / Б.С. Филатов // Коллоидный журнал. – 1954. – Т. XVI, № 1. – С. 65–71.
14. Латыпов Э.К. Уточнение расчета потерь давления при течении вязкопластичных жидкостей в трубах / Э.К. Латыпов, Б.С. Филатов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – № 3. – С. 23–30.
15. Hedstrom O.A. Flow of plastics materials in pipens / O.A. Hedstrom // Ind. Eng. Chem. – 1952. – № 44. – P. 651.
16. Hanks R.W. The laminar-turbulent transition for fluids with a yields stress / R.W. Hanks // AIChE Journal. – 06/2004. – № 9 (3). – P. 306–309.
17. Потапов А.Г. Методика определения снижения гидравлического сопротивления при течении вязкопластичных жидкостей / А.Г. Потапов, В.Г. Литвишко // Бурение глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Нижнего Поволжья. – М.: ИГИРГИ, 1976. – Вып. 27. – С. 32–36.
18. Казаков А.В. О возможности затягивания ламинарно-турбулентного перехода при больших числах Рейнольдса с помощью оптимального выбора объемных сил / А.В. Казаков // Изв. РАН. – 2002. – № 4. – С. 81–86.
19. Никитин Н.В. Численное исследование ламинарно-турбулентного перехода в круглой трубе под действием периодических входных возмущений / Н.В. Никитин // Изв. РАН. – 2001. – № 2. – С. 42–55.

УДК 532.542

О.В. Николаев, С.А. Бородин, С.А. Шулепин

## Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин

**Ключевые слова:** вертикальные газожидкостные потоки, параметры подобия, обводняющиеся скважины, экспериментальные исследования.

**Keywords:** vertical gas-liquid flows, scaling parameters, well watered, and experimental investigations.

Основная доля российского газа в настоящее время добывается из месторождений, перешедших в завершающую стадию разработки, поэтому задача максимально полного извлечения остаточных запасов газа из этих месторождений, оцениваемых величинами в триллионы кубометров, становится особенно актуальной. Одним из существенных отрицательных факторов на этой стадии добычи является наличие жидкой фазы в продукции скважин, что приводит к увеличению потерь давления в лифтовых трубах и самозадавлению скважин.

Для предупреждения негативных последствий водопрооявлений необходимо иметь адекватную математическую модель, позволяющую рассчитывать потери давления в лифтовых колоннах в реальных промышленных условиях. Например, для сеноманских скважин Западной Сибири на поздней стадии эксплуатации характерны следующие физические условия: давления до 3,0 МПа; дебиты газа до 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут; водогазовый фактор в пределах 0,1–20 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; диаметры лифтовых труб от 7,6 см до 15,3 см.

В настоящее время существует ряд моделей, разработанных разными авторами для описания газожидкостных потоков в вертикальных трубах в различных диапазонах физических условий. Эти модели основаны на использовании безразмерных критериев, которые, по мнению авторов, являются определяющими в выбранном диапазоне условий.

Поскольку выбор определяющих критериев является ключевым вопросом при создании модели газожидкостных потоков, рассмотрим основные безразмерные параметры, которые используются в настоящее время в двухфазной трубной гидродинамике применительно к эксплуатации газовых скважин с водопрооявлениями.

В гидродинамике известны и широко используются такие фундаментальные комплексные параметры, или критерии подобия, как числа Рейнольдса

$$\left( Re = \frac{\rho u L}{\mu} \right), \text{ Фруда } \left( Fr = \frac{u^2}{gL} \right), \text{ Эйлера } \left( Eu = \frac{\Delta p}{\rho u^2} \right), \text{ Вебера } \left( We = \frac{L \rho u^2}{\sigma} \right), \text{ Галилея } \left( Ga = \frac{Re^2}{Fr} \right), \text{ Архимеда } \left( Ar = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1} \cdot \frac{gL^3}{v^2} \right); \text{ концентрационные симплексы – истинное объемное газосодержание } (\varphi), \text{ расходное объемное газосодержание } (\beta), \text{ относительная плотность фаз } (\bar{\rho}) \text{ и некоторые другие. Этот далеко не полный перечень применяющихся в гидродинамических расчетах фундаментальных критериев даже для однофазных систем весьма значителен. Кроме того, имеется большое количество модификаций этих критериев по характерному линейному размеру } L. \text{ Для двухфазных смесей количество модификаций существенно возрастает, поскольку в качестве физических параметров, входящих в состав того или иного критерия, могут применяться характеристики обоих флюидов или их сочетания. Стоит также отметить, что исследователи газожидкостных потоков в разное время ввели в рассмотрение еще ряд безразмерных параметров, которые, по их мнению, были наиболее существенными для условий эксплуатации газовых скважин, содержащих в продукции жидкость, и использовались как числа подобия [1] (табл. 1).$$

Таблица 1

Показатель скорости жидкости (H.Jr. Duns and N.C.J. Ros, 1963)	$N_{жс} = w_{жс} \sqrt[4]{\frac{\rho_{жс}}{g\sigma}}$
Показатель скорости газа	$N_z = u_z \sqrt[4]{\frac{\rho_{жс}}{g\sigma}}$
Показатель диаметра трубы	$N_d = d \sqrt[4]{\frac{\rho_{жс} g}{\sigma}}$
Показатели вязкости жидкости	$N_{\mu} = \mu_{жс} \sqrt[4]{\frac{g}{\rho_{жс} \sigma^3}}$ $N_{\mu 2} = \frac{\mu_{жс}}{\rho_{жс} \sigma d}$
Промежуточный безразмерный параметр	$a = \frac{uw^{0,38} \sigma^{0,725}}{d^{2,14} \rho^{0,725} g^{1,415}}$
Параметры, введенные Грем (Gray, 1978)	$N_v = \frac{\rho_{см}^2 v_{см}^4}{g\sigma(\rho_{жс} - \rho_z)}$ $N_D = \frac{g(\rho_{жс} - \rho_z) d^2}{\sigma}$ $R = \frac{w_{жс}}{u_z}$
Параметр, характеризующий переход между пузырьковым и пробковым режимами (Y.M. Taitel, D. Barnea, A.E. Dukler, 1980)	$N_1 = d \sqrt[4]{\frac{\rho_{жс}^2 g}{(\rho_{жс} - \rho_z) \sigma}}$
Параметр, характеризующий переход между вспененным и дисперсно-кольцевым режимами	$N_2 = u_z \sqrt[4]{\frac{\rho_z^2}{g\sigma(\rho_{жс} - \rho_z)}}$
Критерий устойчивости газожидкостного потока (С.С. Кутателадзе, 1958)	$Ku = \frac{u_z \sqrt{\rho_z}}{\sqrt[4]{g\sigma(\rho_{жс} - \rho_z)}}$

Необходимо иметь в виду, что, поскольку двухфазные потоки представляют собой сложные системы, механическое использование одних и тех же методов их расчета для разных физических условий (диаметры труб, величины расходов жидкости и газа, давления и т.д.) не дает удовлетворительных результатов. Поэтому области применения перечисленных критериев чаще всего ограничены диапазонами физических параметров тех экспериментов, по результатам которых разрабатывалась та или иная математическая модель газожидкостных потоков. В табл. 2 работы [2] представлен перечень известных экспериментальных исследований в области гидродинамики вертикальных газожидкостных потоков, условия проведения которых наиболее близки к диапазонам физических параметров, имеющим место в скважинах сеномана. Однако эти исследования не охватывают диапазона условий, характерного для поздней стадии разработки.

Для разработки адекватной гидродинамической модели, позволяющей рассчитывать газожидкостные потоки в газовых скважинах на завершающей стадии разработки месторождений, в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создан специализированный стенд [3]. Технологическая схема стенда изображена на рис. 1; воспроизводимые диапазоны параметров представлены в табл. 2.

В процессе эксперимента на стенде задаются: геометрические размеры (длина и диаметр) испытываемой колонны; давление в системе; расход газа и расход жидкости, подаваемых в нижнюю часть колонны. Определяется перепад давления на концах колонны. По результатам замеров при фиксированных давлении в системе и расходе жидкости для разных значений расхода газа строится кривая, которая называется индикаторной кривой

Таблица 2

**Технические характеристики экспериментального стенда**

Количество лифтовых колонн	4
Диаметры лифтовых колонн	6,2–15,3 см
Высота колонн	30 м
Рабочая среда	Воздух, вода
Дебит газа	10–180 тыс. м³/сут
Способ подачи газа	Циркуляция по замкнутому контуру с помощью высокоточных регулируемых воздушных нагнетателей
Давление	0,1–3,0 МПа
Дебит воды	От 0,05 до 10 м³/сут
Способ подачи воды	Система регулируемых плунжерных насосов

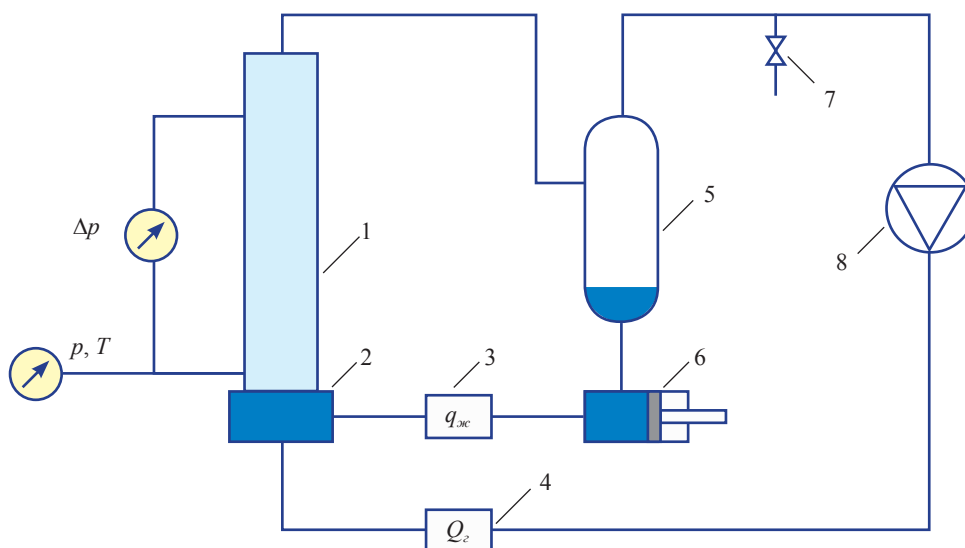


Рис. 1. Функциональная схема экспериментального стенда:

1 – испытуемая колонна; 2 – смеситель; 3 – расходомер жидкости; 4 – расходомер газа; 5 – сепаратор; 6 – жидкостной насос; 7 – линия впуска и выпуска газа; 8 – блок газовых нагнетателей;  $p$  – давление;  $\Delta p$  – потери давления на трение;  $Q_c$  – расход газа при рабочем давлении;  $T$  – температура;  $q_{жк}$  – расход жидкости

газожидкостного подъемника, или характеристикой лифта. На рис. 2 изображены типичные характеристики лифта; там же – кривые для однофазного газового потока.

Для создания математической модели, адекватно отражающей поведение газожидкостных смесей применительно к газовым скважинам на завершающей стадии разработки, необходимо определить ключевые безразмерные параме-

тры, существенные для рассматриваемых процессов. Анализ экспериментальных результатов показал, что для труб диаметром более 10 см и водогазовых факторов от  $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$  и ниже перечисленные параметры не являются определяющими. Для условий эксплуатации скважины сеномана существенными оказались три параметра, два из которых были предложены в 1974 г. [4], а третий – впервые в 2012 г. [5].

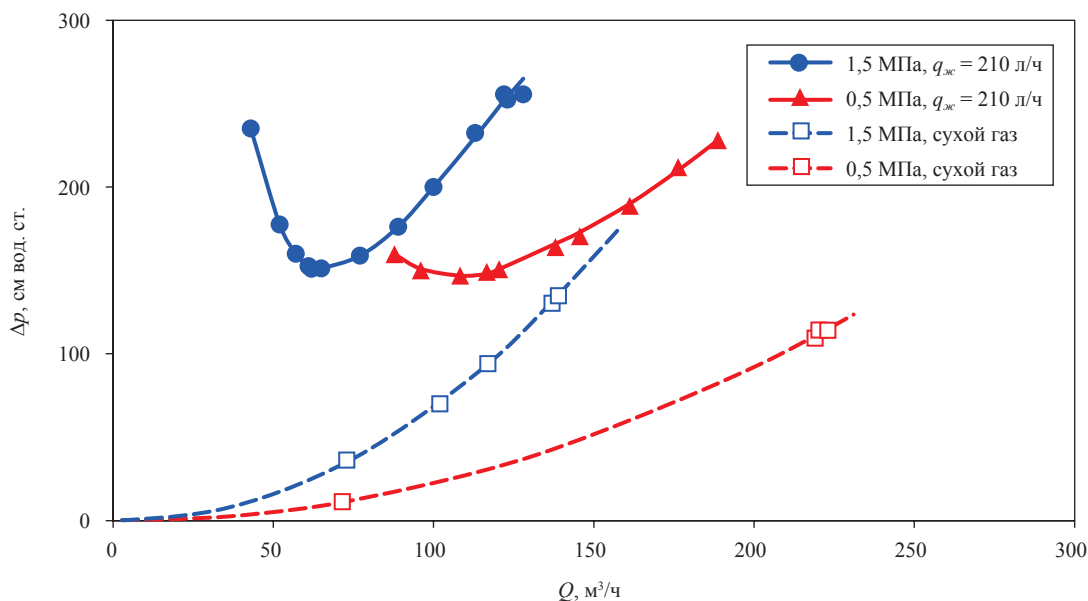


Рис. 2. Результаты экспериментов, проведенных на трубе диаметром 6,2 см при давлениях 0,5 и 1,5 МПа, для сухого газа и водовоздушной смеси с расходом жидкости  $q_{жк} = 210 \text{ л/ч}$  в координатах « $\Delta p - \rho Q$ »



Одним из этих параметров [4] является модифицированный параметр Фруда, который имеет следующую структуру:

$$Fr^* = \frac{\rho_c \cdot u^2}{\rho_0 \cdot g d}, \tag{1}$$

где  $\rho_c$  – плотность газа при рабочих условиях;  $\rho_0$  – величина с размерностью плотности, не зависящей от давления;  $u$  – расход газа в рабочих условиях, приведенный к единице площади поперечного сечения трубы (эту величину часто называют средней скоростью газа);  $g$  – ускорение свободного падения;  $d$  – диаметр трубы.

Второй предложенный в работе [4] параметр представляет собой безразмерные потери давления на трение:

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{жс} g L}, \tag{2}$$

где  $L$  – длина трубы.

Для проверки адекватности использования параметров  $i$  и  $Fr^*$  при описании поведения вертикальных газожидкостных смесей в 2005 г. на стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были поставлены специальные эксперименты. Первая серия экспериментов проводилась на трубе диаметром 6,2 см при давлениях 0,5; 1,0 и 1,5 МПа для двух вариантов: при чисто газовом потоке и при течении водовоздушной смеси с расходом жидкости  $q_{жс} = 210$  л/ч. Результаты опытов при давлениях 0,5 и 1,5 МПа представлены на рис. 2 в координатах « $\Delta p - Q$ ».

На рис. 3 представлены результаты экспериментов этой серии в координатах « $\Delta p - \rho Q^2$ ».

Согласно графику, во-первых, зависимости, полученные при разных давлениях в системе, совпали, и, во-вторых, правые ветви кривых параллельны зависимости для сухого газа, которая в выбранных координатах описывается аналогом уравнения Дарси–Вейсбаха:

$$\Delta p = \frac{\lambda}{2} \cdot \frac{L}{d} \cdot \rho u^2 = \frac{2\lambda}{\pi^2} \cdot \frac{L}{d^5} \cdot \rho Q^2, \tag{3}$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления трубы для однофазного газа;  $Q$  – объемный расход газа при рабочих условиях;  $\rho$  – плотность.

Эти эмпирические факты позволяют сделать вывод, что потери в двухфазном потоке определяются величиной напора газа  $\rho u^2$ . Таким образом, величину скорости газа неправомерно использовать как критерий выноса жидкости в скважине, поскольку этот критерий не учитывает влияния на изучаемый процесс величины давления.

Согласно формуле (1), величина напора газа стоит в числителе модифицированного параметра Фруда. Рассмотрим параметры, входящие в знаменатель (1).

Начнем с анализа влияния диаметра трубы. Как отмечено выше, стенд позволяет проводить эксперименты на трубах разного диаметра, что дало уникальную возможность определить зависимость потерь давления и других параметров потока от диаметра трубы.

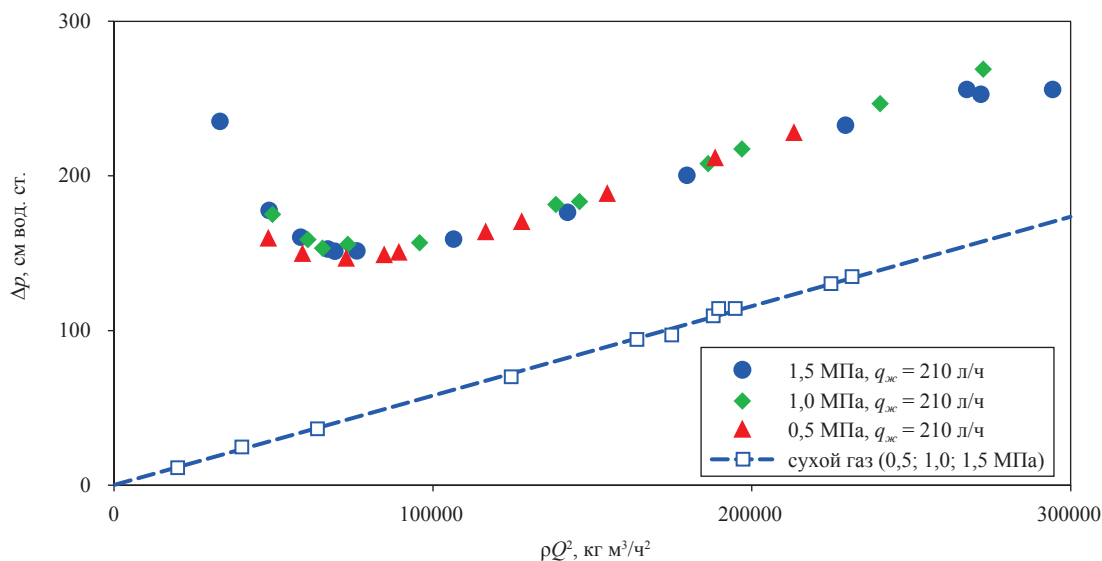


Рис. 3. Результаты экспериментов на трубе диаметром 6,2 см при давлениях 0,5; 1,0 и 1,5 МПа для сухого газа и водовоздушной смеси с расходом жидкости  $q_{жс} = 210$  л/ч в координатах « $\Delta p - \rho Q^2$ »

Экспериментальные точки в опытах по исследованию однофазного газового потока в трубах разного диаметра, представленные в координатах « $i - Fr^*$ », сливаются в одну прямую линию с углом наклона  $\lambda / 2$ , что соответствует уравнению Дарси–Вейсбаха, а зависимости для газожидкостных потоков при разных значениях расхода жидкости и разных диаметрах трубы имеют минимумы при близких значениях модифицированного параметра Фруда. Таким образом, потери давления оказались обратно пропорциональными пятой степени диаметра трубы (3) (рис. 4).

Теперь рассмотрим величину с размерностью плотности, стоящей в знаменателе (1), поскольку пока вопрос о величине нормирования плотности газа в числителе остается открытым. Существует два очевидных варианта: в качестве  $\rho_0$  фигурирует либо плотность жидкости, либо плотность газа при стандартных условиях. Для прояснения этого вопроса были поставлены специальные опыты с гелием, который существенно (в 7 раз) отличается от воздуха по плотности. Эксперименты проводились в трубе диаметром 6,2 см для газожидкостных смесей «вода – воздух» и «вода – гелий» при расходе воды 130 л/ч в координатах « $i - Fr^*$ ». Обработка экспериментов была проведена указанными двумя способами; результаты показали, что нормирующей величиной является плотность жидкости:

$$Fr^* = \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{г}}} \cdot \frac{u^2}{gd}. \quad (4)$$

Результаты экспериментов с гелием представлены на рис. 5, согласно которому, во-первых, положения минимумов характеристик лифта по оси абсцисс для водовоздушной и водогелиевой смесей в выбранных координатах совпадают, и, во-вторых, зависимости для однофазных гелия и воздуха сливаются.

Эти факты, по мнению авторов, являются достаточным обоснованием структуры модифицированного параметра Фруда в виде (4). Кроме того, как видно из приведенных экспериментальных графиков, величина параметра  $Fr^*$  при минимальных потерях давления приблизительно равна единице, т.е. на этом участке сила, создаваемая напором газа, уравновешивается силой веса жидкости, что соответствует физическим представлениям о рассматриваемых процессах и общему смыслу безразмерных критериев подобия. Поэтому модифицированный параметр Фруда можно рассматривать не только как число подобия, но и как безразмерный критерий. Таким образом, физический смысл модифицированного параметра Фруда в форме (4) заключается в том, что он отражает конфликт сил, создаваемых напором газа, и сил гравитационной природы, воздействующих на жидкость. Этот параметр рекомендуется использовать для описания процессов подъема жидкости газом в условиях низких водосодержаний, т.е. в тех случаях, когда газовая фаза является непрерывной. Из рис. 5 также следует, что изменение плотности газа в 7 раз (почти на порядок) приводит к изменению перепада дав-

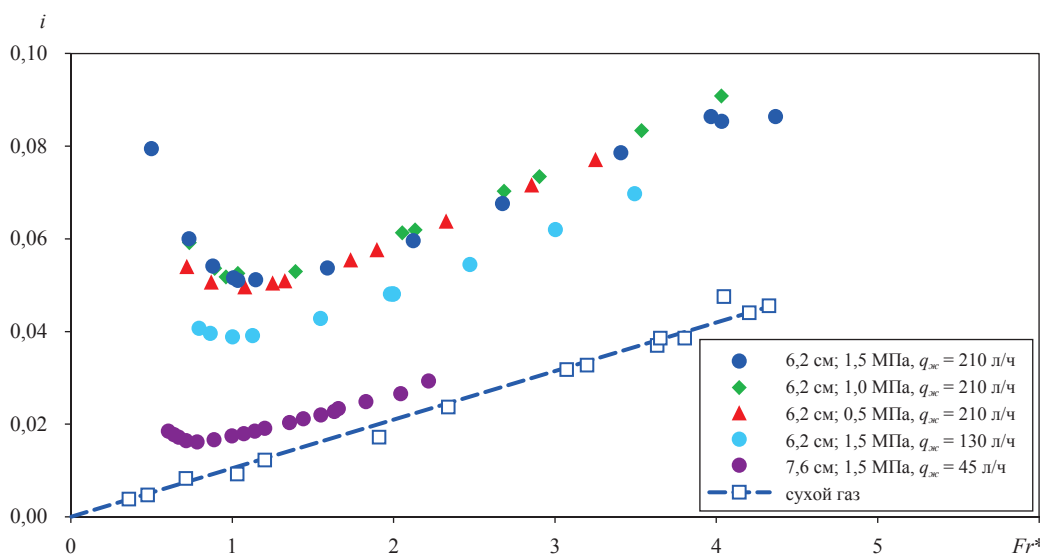
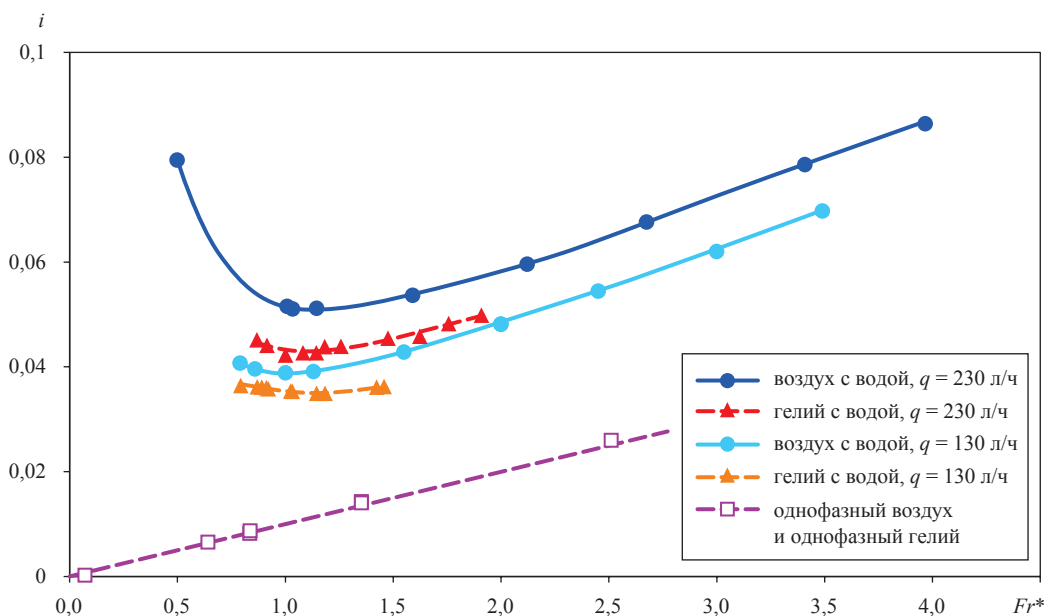


Рис. 4. Экспериментальные данные для труб диаметром 6,2 и 7,6 см в координатах « $i - Fr^*$ »



**Рис. 5. Структура модифицированного параметра Фруда в виде (4).  
Результаты экспериментов с газожидкостными смесями «вода – воздух» и «вода – гелий»  
при расходах воды 130 и 230 л/ч**

ления не более чем на 10 %. Это весьма существенный экспериментальный факт, поскольку он позволяет использовать полученные экспериментальные результаты для прогнозирования водометановых смесей, так как плотность метана всего в 1,8 раза меньше плотности воздуха, и подтверждает правомерность использования безразмерного параметра  $i$  для описания рассматриваемых процессов.

Перейдем к изучению третьего безразмерного параметра, существенного для описания поведения вертикальных газожидкостных потоков. Рассмотрим правую часть характеристических кривых лифта. Как показывает анализ экспериментальных данных, правые ветви характеристик лифта для разных расходов жидкости и труб разного диаметра в координатах « $i = i(Fr^*)$ » являются прямыми линиями, параллельными прямым зависимостям для однофазного газа, которые описываются формулой Дарси–Вейсбаха. Промежуток между характеристикой лифта и прямой Дарси–Вейсбаха при фиксированном значении модифицированного параметра Фруда определяется диаметром трубы и величиной расхода жидкости; эта величина не зависит от расхода газа (по крайней мере, в диапазоне параметра  $Fr^*$  от точки минимума на кривой лифта до 3) и названа «дополнительными потерями». Таким образом, суммар-

ные потери давления в газожидкостном потоке определяются двумя составляющими:

$$i = i_0 + \Delta i, \quad (5)$$

где  $i_0$  – потери давления для однофазного газа, определяемые в соответствии с формулой Дарси–Вейсбаха:

$$i_0 = \frac{\lambda}{2} Fr^*; \quad (6)$$

$\Delta i$  – дополнительные потери давления за счет наличия жидкости в потоке. В формуле (6)  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления трубы для однофазного газа.

По мнению авторов, природа дополнительных потерь заключается в том, что в условиях дисперсно-кольцевого режима (а именно этот режим реализуется на правой ветви характеристики лифта) по всей длине трубы происходит интенсивный обмен жидкостью между газовым ядром (в котором жидкость существует в виде капель, обладающих высокой скоростью, приближающейся к скорости газового ядра) и пленкой жидкости на стенке трубы (малоподвижной по сравнению с газовым ядром) [5, 6].

Эксперименты на трубах разного диаметра при различных значениях расхода жидкости

позволили установить, что зависимость дополнительных потерь от этих параметров для водовоздушных смесей определяется формулой

$$\Delta i = k_1 \left( \frac{q_{жс}}{d^4} \right)^{2/3}, \quad (7)$$

где  $k_1$  – эмпирический размерный коэффициент.

Перепишем (7) в виде

$$\Delta i = kBu, \quad (8)$$

где  $k$  – безразмерный эмпирический коэффициент;  $Bu$  – безразмерный параметр, который, как следует из (5) и (8), характеризует дополнительные потери давления в газожидкостном потоке за счет наличия жидкой фазы [5].

Этот параметр играет существенную роль на правой ветви характеристики лифта, т.е. в устойчивом режиме течения смеси. Как следует из экспериментальных результатов, дополнительные потери в этой области зависят не от расхода газовой фазы, а только от расхода жидкости и диаметра трубы, и, таким образом, однозначно определяются параметром  $Bu$ . Этот параметр назван параметром С.Н. Бузинова, поскольку идеи именно этого выдающегося ученого лежат в основе экспериментальных и теоретических исследований двухфазной трубной гидродинамики, осуществляемых в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в последние годы. Сравнивая (7) и (8), параметр  $Bu$  можно представить в виде

$$Bu = \ell \frac{Fr_{жс}^{1/3}}{d}, \quad (9)$$

где  $Fr_{жс}$  – число Фруда по жидкости, определяемое выражением

$$Fr_{жс} = \frac{w^2}{gd}, \quad (10)$$

$w$  – средняя по сечению потока скорость жидкой фазы;  $\ell$  – коэффициент с линейной размерностью. Для определения его структуры воспользуемся теорией размерностей.

Поскольку в ряде публикаций делается утверждение о незначительном влиянии вязкости жидкости на процесс каплеобразования в потоке газа (по крайней мере, при ее значении  $\mu < 2$  сПз) [7], будем пренебрегать влиянием вязкости и рассматривать возможную зависимость коэффициента  $\ell$  от таких параметров процесса, как поверхностное натяжение на гра-

нице «газ – жидкость» и плотность жидкости. С учетом принятых допущений с помощью теории размерностей можно получить

$$\ell = \left( \frac{\sigma}{\rho_{жс} g} \right)^{1/2}. \quad (11)$$

Для системы «газ – вода» имеем  $\ell = 2,67 \cdot 10^{-3}$  м. Тогда из (9)–(11) следует:

$$Bu = \left( \frac{\sigma}{\rho_{жс} g d^2} \right)^{1/2} \cdot \left( \frac{w^2}{gd} \right)^{1/3}. \quad (12)$$

Поскольку первый безразмерный комплекс, входящий в состав (12), известен как критерий Этвёша

$$E\ddot{o} = \frac{\rho_{жс} g d^2}{\sigma}, \quad (13)$$

который характеризует соотношение сил веса и поверхностного натяжения на границе раздела жидкой и газовой фаз, выражение (12) можно записать в виде

$$Bu = \frac{Fr_{жс}^{1/3}}{E\ddot{o}^{1/2}}. \quad (14)$$

На рис. 6 представлена экспериментальная зависимость (8) потерь давления от параметра  $Bu$  при  $Fr^* = 1,5$  для труб разного диаметра в диапазонах расходов жидкости от 2 до 500 л/ч и давлений от 0,3 до 3,0 МПа. Из полученных экспериментальных результатов следует, что  $k = 9,60$ .

Отметим, что выражение (7) отражает экспериментальные факты, в то время как структура параметра (14) получена на основе методов теории размерностей, поэтому ее необходимо проверить дополнительными экспериментами. Однако для смесей «вода – природный газ» формулы (7), (9) и (14) идентичны и могут быть рекомендованы к применению в расчетах потерь давления в лифтовых колоннах на поздней стадии разработки газовых месторождений.

С учетом изложенного потери давления в устойчивом вертикальном газожидкостном потоке (5) можно представить в виде суммы двух независимых слагаемых, одно из которых (6) определяется расходом газа и не зависит от расхода жидкости, а другое (8) определяется расходом жидкости и не зависит от расхода газа:

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + kBu. \quad (15)$$

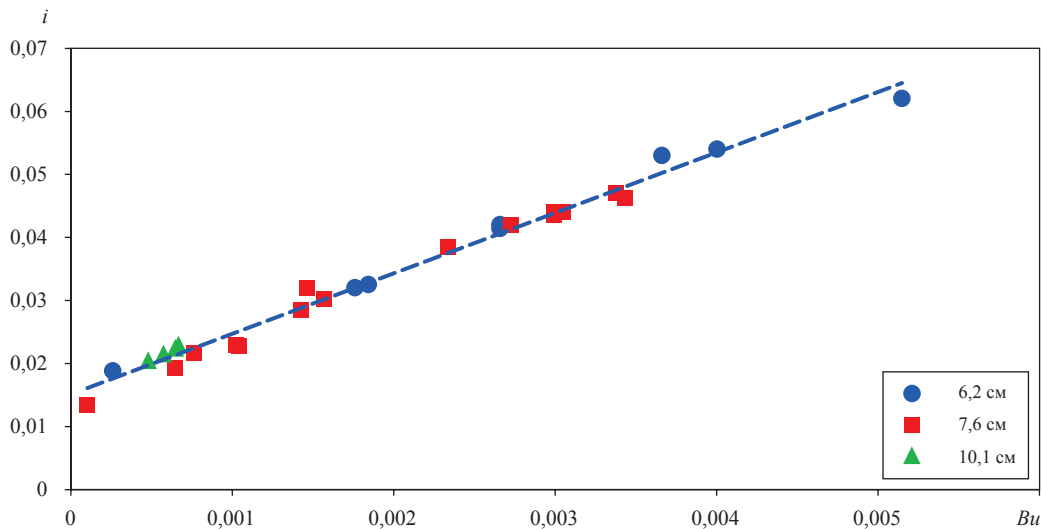


Рис. 6. Зависимость потерь давления от параметра  $V_i$  для труб разного диаметра

Известно, что некоторое (незначительное) количество жидкости в газовом потоке может несколько снизить потери давления за счет смачивания стенок трубы и уменьшения ее шероховатости. В рассмотренных экспериментах это явление было также зафиксировано; однако поскольку диапазон расходов жидкости, сопровождающих его, весьма мал, а величина снижения потерь давления составляет не более нескольких процентов, для целей данной работы оно не существенно и поэтому не освещается.

Отметим также, что представленные в работе закономерности имеют отношение к правой ветви характеристики лифта, т.е. соответствуют случаю устойчиво работающей газовой скважины с водопроявлениями. Для построения модели двухфазного потока на левой ветви в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводятся дополнительные экспериментальные и теоретические работы.

Таким образом, экспериментально обосновано следующее:

1) вертикальные газожидкостные потоки, имеющие место в обводняющихся газовых скважинах, описываются такими безразмерными параметрами, или числами подобия, как модифицированный параметр Фруда (4), параметр С.Н. Бузинова (9) и безразмерные потери давления (2);

2) в устойчиво работающей газовой скважине с водопроявлениями потери давления слагаются двумя независимыми составляющими, одна из которых определяется потоком газа, а другая – потоком жидкости (15).

### Список литературы

1. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.; Ижевск: Ин-т комп. иссл., 2006. – 384 с.
2. 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. – С. 36–45.
3. 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.
4. 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.
5. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис. канд. техн. наук / Николаев Олег Валерьевич. – М., 2012. – 128 с.
6. Azzopardi B.J. Drops in Annular Two-Phase Flow / B.J. Azzopardi. – Int. J. Multiphase Flow, 1997. – Vol. 23. – P. 1–53.
7. Витман Л.А. Распыливание жидкости форсунками / Л.А. Витман, Б.Д. Кацнельсон, И.И. Палеев. – М.: Госэнергоиздат, 1962. – 265 с.

УДК 622.279.8

А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов, В.Ю. Глазунов

## Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2 Бованенковского НГКМ

### Ключевые слова:

низкотемпературная сепарация, турбодетандерный агрегат, производительность технологических линий, коэффициент полезного действия.

### Keywords:

low-temperature separation, turbo-expander, performance of production lines, efficiency.

Согласно Проекту обустройства Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) подготовка газа на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации (НТС) с турбодетандерными агрегатами (ТДА). Упрощенная принципиальная схема НТС с ТДА приведена на рис. 1. Схемой предусмотрена трехступенчатая сепарация, охлаждение газа происходит при редуцировании на узле входных ниток в рекуперативном теплообменнике 20Т-1 и турбодетандере ТДА [1]. Газ НТС после компримирования в турбокомпрессоре ТДА и на дожимной компрессорной станции 1 (ДКС) охлаждается в воздушном холодильнике 20ВХ-1 и рекуперативном теплообменнике 20Т-2.

Эффективность технологии НТС с ТДА зависит от надежности и эффективности работы турбохолодильного, теплообменного и сепарационного оборудования, поэтому на начальной стадии освоения новых технологий, оборудования и машин велика роль научной организации, которая осуществляет технологическое сопровождение эксплуатации, помогая эксплуатирующему персоналу и генпроектировщику осмысливать неизбежно возникающие проблемы, своевременно находить их решения и исключать повторение в будущем. Решение данных задач было возложено на ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

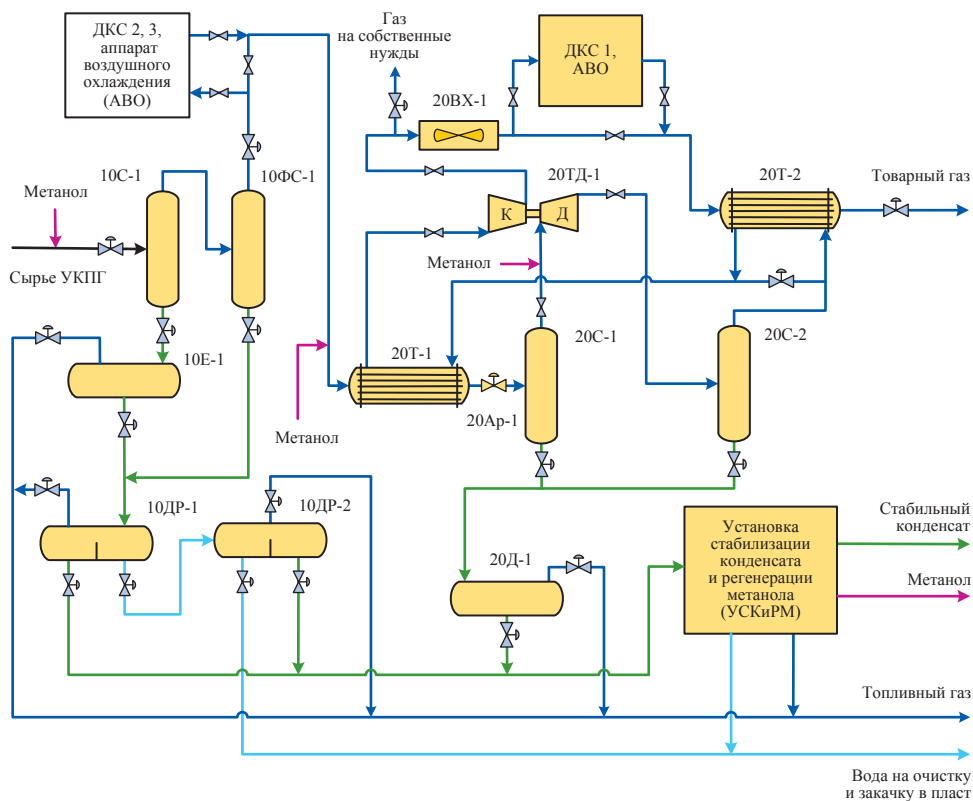


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки НТС с ТДА

Технологический анализ работы турбохолодильной техники проведен на основе статистических данных по режимам работы установки НТС с ТДА и комплексного обследования первого модуля УКПГ-2, сделанного специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с участием сотрудников Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Надым» в декабре 2012 г. Анализу подлежали технологические причины нештатных остановов ТДА, несоответствие режимов ТДА требованиям Технических условий (ТУ) на разработку ТДА, термодинамическая эффективность ТДА, способы оценки расхода газа по технологическим линиям по характеристикам ТДА. Кроме того, был разработан методический подход к решению задачи оптимизации работы турбодетандерного агрегата как элемента технологической системы НТС.

### Технологические причины остановов ТДА

Нештатные остановки ТДА происходили как вследствие технологических причин, так и неполадок оборудования. В ряде случаев причиной являлась неустойчивая работа ДКС (переключения для работы «на кольцо»).

Анализ информации из журнала оператора промысла показал, что в большинстве случаев нештатные остановки происходили из-за превышения допустимых значений виброперемещений ротора.

Анализ трендов параметров работы технологических линий НТС показал, что остановам ТДА по вибрации предшествовало увеличение гидравлического сопротивления в трубном пространстве 20Т-1 до 2000 кПа, вследствие чего снижалось давление на входе в турбодетандер, и программа САУ для компенсации этого явления увеличивала расход газа открытием крана на арматурном узле 20Ар-1. Резкое открытие крана 20Ар-1 предположительно приводило к возникновению колебаний потока на участке «20Ар-1 – 20С-1 – вход в турбодетандер» и увеличению виброперемещений ротора ТДА. Кроме этого, к нештатным остановам ТДА приводили неполадки в кранах фирмы «Моквелд».

Технологической причиной роста гидросопротивления в 20Т-1 может быть только гидратообразование. Наличие процесса гидратообразования также подтверждено тем, что после увеличения подачи метанола перед 20Т-1 и на выходе из 20С-1 ситуация нормализовалась, а аварийные остановки ТДА далее не наблюдались. Доказательством наличия гидратных режимов является также обнаруженная закономерность: остановки ТДА приходились на режимы с пониженной подачей метанола в газ перед теплообменником 20Т-1. На рис. 2 выделены точки на поле параметров, причем каждой точке соответствовало несколько отказов ТДА, расположенных на разных технологических линиях установки НТС.

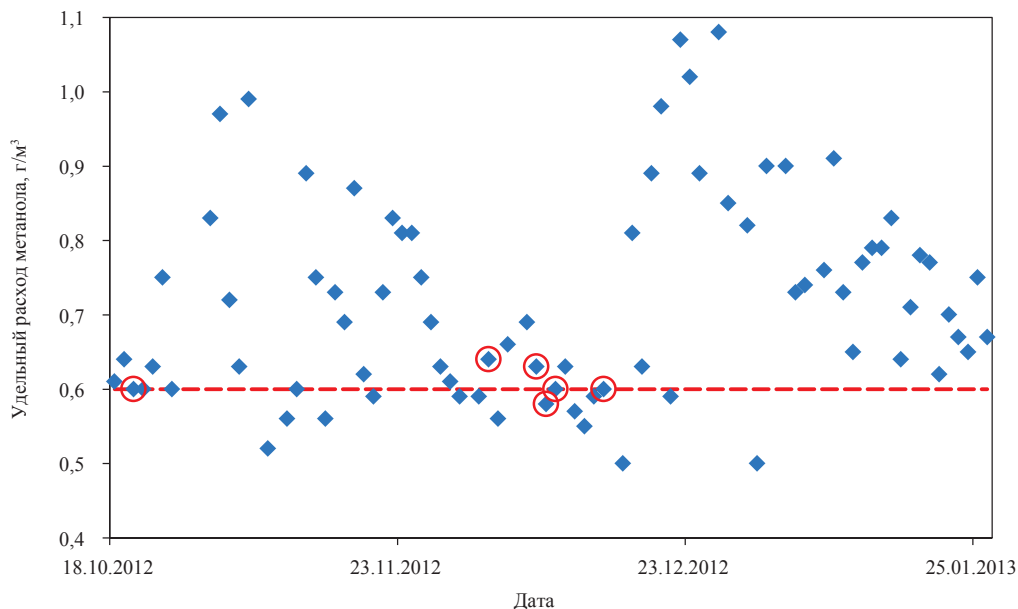


Рис. 2. Удельная подача метанола на УКПГ. Выделенные точки соответствуют нештатным остановам ТДА, пунктирная линия – проектному значению подачи метанола

Таким образом, для исключения нештатных остановов ТДА необходимо повысить нормы потребления (потерь) метанола, которые оказались слишком низкими. Отметим также, что эксплуатация установок НТС на месторождениях с низким содержанием углеводородов (УВ)  $C_{5+В}$  (к ним относятся аптские залежи) характеризуется минимальным потреблением метанола по сравнению с полноценными газоконденсатными месторождениями (например, 0,30 против 1,2–1,6 г/м<sup>3</sup>). Поэтому снижение потребления метанола должно осуществляться постепенно и на основе специальных хорошо обоснованных мероприятий. В противном случае не получится экономии, поскольку для ликвидации уже сформировавшихся гидратов потребуется резкое увеличение подачи метанола, что также приведет к его значительным неоправданным потерям с газом сепарации.

### Соответствие режимов ТДА требованиям ТУ

Технические условия на разработку ТДА были созданы на основании исходных данных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2006 г.) для проектирования схемы НТС с байпасом по рекуперативному теплообменнику 20Т-1 и содержали диапазон изменения показателей эксплуатации и один номинальный режим. В качестве номинального режима для ТУ был выбран частный случай эксплуатации ТДА в зимних условиях при низких степенях расширения, в то время как практически все режимы в течение всего срока эксплуатации, включая начальные, характеризуются более высокой степенью расширения – 2 ед. и более. В проектной схеме байпас 20Т-1 по межтрубному потоку отсутствовал, что не позволило регулировать степень рекуперации холода и, соответственно, температуру газа на входе в турбодетандер и турбокомпрессор, поэтому температурные режимы работы ТДА могли также отличаться от значений из ТУ.

Диапазон показателей эксплуатации в целом соответствовал регламентированному в ТУ, но заданный номинальный режим, который должен быть эталоном при оценке эффективности и технического состояния оборудования, оказался в принципе не реализуем. Это вызвало массу недоумений, привело к противоречиям между представителями эксплуатации и изготовителями оборудования и, как следствие, к длительной дискуссии.

Вследствие этого рекомендуется разработать новые режимные характеристики эксплуа-

тации ТДА в составе реализованной технологической схемы с учетом фактических характеристик установленного оборудования, включая сепарационное и теплообменное, после чего внести коррективы в ТУ. В новой редакции ТУ должны быть указаны несколько характерных режимов, учитывающих сезонность и периоды технологического развития промышленной технологической системы (работа с ДКС 1, ввод ДКС 2, 3).

### Термодинамическая эффективность ТДА

Анализ фактических данных показал, что параметры работы установленных ТДА в основном соответствуют диапазонам, регламентированным ТУ:

- перепад температур на турбодетандерах – 38–27 градусов;
- температура за турбиной – (–32)–(–25) °С при степенях расширения 1,8–1,5;
- давление на выходе компрессора – 6,48–6,56 МПа при степенях сжатия 1,20–1,37;
- частота вращения ротора изменялась в диапазоне 10000–15000 об/мин, что не превышает максимально допустимого значения (17000 об/мин).

При этом обеспечиваются высокая степень охлаждения,  $(\Delta T/\Delta P)_T = 0,83–0,85$  град/ата, и коэффициент восстановления давления в ТДА,  $\Delta P_K/\Delta P_T = 0,4$ .

При оценке термодинамической эффективности ТДА, помимо рассмотренных выше затруднений формального характера, также возникли объективные технические проблемы достижения устойчивых режимов работы технологических линий, погрешности измерений параметров, особенно производительности.

Это создало сложности при интерпретации полученных данных. В результате прямого расчета адиабатных КПД детандеров и компрессоров ТДА по показаниям приборов в большинстве случаев были получены нефизичные результаты: дисбаланс по мощности компрессора и турбины (9–12 %) и недостижимо высокие значения КПД компрессора (более 90 %).

На данной стадии анализа авторы провели моделирование фактических режимов технологической схемы НТС с использованием программных комплексов «Комфорт-Модельгаз» (уравнение состояния Патела–Тея) и HYSYS (уравнение состояния Пенга–Робинсона).

Была выявлена высокая чувствительность расчетных значений КПД турбины и компрессора ТДА к погрешностям измерения давления



и температуры газа после турбины (таблица). Повышение давления за турбиной на 0,05 МПа (режим 2) или понижение температуры на полградуса (режим 3) приводит к увеличению КПД турбины на 2–3 % (абс.) и одновременному снижению КПД компрессора на 2–3 % (абс.). В реальной эксплуатации два описанных фактора действуют одновременно (режим 4), т.е. погрешности суммируются, но в какой степени – пока неясно.

Вследствие высокой чувствительности результатов оценки КПД турбины и компрессора ТДА к точности измерения температуры и давления после турбины их определение по штатным приборам носит условный характер.

Для оперативной оценки эффективности работы ТДА по текущим показаниям штатных приборов необходимо использовать более стабильные показатели эффективности, в меньшей степени чувствительные к малым отклонениям показателей эксплуатации, чем адиабатный КПД: степень охлаждения в турбодетандере  $(\Delta T/\Delta P)_T$  и коэффициент восстановления давления в компрессоре ТДА  $\Delta P_K/\Delta P_T$ . Согласно таблице, при значительном изменении расчетных значений адиабатных КПД (на 2,0–6,6 %) показатели  $(\Delta T/\Delta P)_T$  и  $\Delta P_K/\Delta P_T$  изменятся не более чем на 1,1–2,4 %.

К нетехнологическим причинам снижения эффективности ТДА относится высокая чувствительность КПД осевой турбины детандера к увеличению радиального зазора между рабочими лопатками и статором за счет износа алюминиевых уплотнительных колец и прикрытия поворотного соплового аппарата.

### Оценка производительности технологических линий по характеристикам ТДА

Погрешность измерения расхода газа по технологическим линиям НТС приводит к тому, что сумма показаний расходомеров на 10–15 % ниже показаний хозрасчетного узла замера. Наиболее вероятно, что причина погрешностей обусловлена расположением индивидуальных расходомеров на участках после теплообменников 20Т-1, т.е. на двухфазных потоках, в которых присутствует как водная, так и углеводородная фазы. Кроме того, необходимо иметь в виду, что на 20Ар-1 происходит не только регулирование расхода, но и срабатывается избыточный перепад давления, т.е. содержание жидкости возрастает дополнительно.

В последующих проектах необходимо располагать расходомеры на участках с однофазным режимом течения газа, например в отопляемом цехе ТДА – перед компрессором ТДА.

Неопределенность измерения расхода приводит к дополнительным затруднениям при оценке фактических характеристик и эффективности оборудования. Для уточнения показаний расходомеров предлагается определить поправочные коэффициенты для показаний расходомеров в результате обработки большого объема фактических данных.

Оценку значений расходов можно провести как по совмещенным характеристикам ТДА, так и по газодинамическим характеристикам (ГДХ) компрессора ТДА. Для оценки по совмещенной характеристике требуются показания датчиков частоты вращения,

### Чувствительность показателей эффективности работы ТДА к погрешности измерения термобарических параметров после турбодетандера

Показатели работы ТДА	Базовый режим	$\Delta P = 0,5 \text{ ата}$	$\Delta T_{\text{вых}} = -0,5 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta P = 0,5 \text{ ата}, \Delta T_{\text{вых}} = -0,5 \text{ }^\circ\text{C}$
	1	2	3	4
Турбина ТДА				
Давление «вход / выход», МПа	9,55 / 5,08	9,55 / 5,13	9,55 / 5,08	9,55 / 5,13
Температура «вход / выход», $^\circ\text{C}$	9,0 / -28,7	9,0 / -28,7	9,0 / -29,2	9,0 / -29,2
Компрессор ТДА				
Давление «вход / выход», МПа	4,77 / 6,56	4,77 / 6,56	4,77 / 6,56	4,77 / 6,56
Температура «вход / выход», $^\circ\text{C}$	13,9 / 39,3	13,9 / 39,7	13,9 / 40,2	13,9 / 40,2
Показатели эффективности работы ТДА				
Адиабатный КПД турбины	0,742	0,768	0,765	0,791
Адиабатный КПД компрессора	0,913	0,895	0,886	0,869
Степень охлаждения в турбине $(\Delta T/\Delta P)_T$ , град/ата (град/МПа)	0,827 (8,434)	0,836 (8,529)	0,838 (8,545)	0,847 (8,643)
Коэффициент восстановления давления в ТДА $(\Delta P_K/\Delta P_T)$	0,400	0,405	0,400	0,405

при оценке по ГДХ – также и значения давлений на входе и выходе компрессора. Данные приводятся к условиям, при которых получены соответствующие паспортные характеристики, после чего определяется значение расхода газа через ТДА.

Пример оценки производительности по совмещенной характеристике ТДА при номинальном угле установки соплового аппарата (СА) турбины представлен на рис. 3. При этом расхождение суммарной производительности по линиям с показаниями хозрасчетного узла замера составило 3–5 %. Погрешность оценки обусловлена различием углов установки СА и техническим состоянием ТДА, также возможно искажение фактических характеристик вследствие поступления двухфазного потока в турбину.

Поэтому более точным (хотя и несколько более трудоемким) методом является использование индивидуальных характеристик компрессора ТДА. В этом случае исключается вероятность возникновения нерасчетных эффектов, обусловленных двухфазным потоком, поскольку в компрессор ТДА подается уже подготовленный газ. При оценке расхода газа по газодинамической характеристике компрессора ТДА расхождение с показаниями хозрасчетного узла замера не превышает 1,2 %.

Анализ режимов работы ТДА позволяет существенно сократить область неопределенности информации о фактических режимах работы технологии НТС с ТДА в целом, поэтому крайне важно наличие адекватных газодинамических характеристик компрессора и турбины

ТДА для различных углов установки соплового аппарата. Характеристики ТДА должны позволять проводить оценку технического состояния турбины и компрессора и осуществлять построение математических моделей процессов детандирования и компримирования газа.

### Комплексная оценка эффективности НТС с ТДА

Турбодетандер входит в интерактивную систему, элементы которой (турбоохладительное, теплообменное, сепарационное, компрессорное оборудование и аппараты воздушного охлаждения) оказывают взаимное влияние на работу друг друга и на обеспечение системных технологических функций. Поэтому для практики эксплуатации и дальнейшего совершенствования рассматриваемой технологии актуальна комплексная оценка эффективности каждой единицы оборудования с учетом влияния на эффективность технологии в целом.

Для комплексной оценки эффективности работы НТС с ТДА необходимо установить соответствие между режимами работы ТДА и показателями качества подготовки газа. Для этого осуществляется расчет режимов работы НТС с ТДА при фиксированных характеристиках теплообменного, сепарационного и компрессорного оборудования для различных параметров работы турбодетандера. В результате определяется область допустимой работы технологии, в которой одновременно обеспечиваются требования к температуре НТС и на выходе из УКПГ (рис. 4).

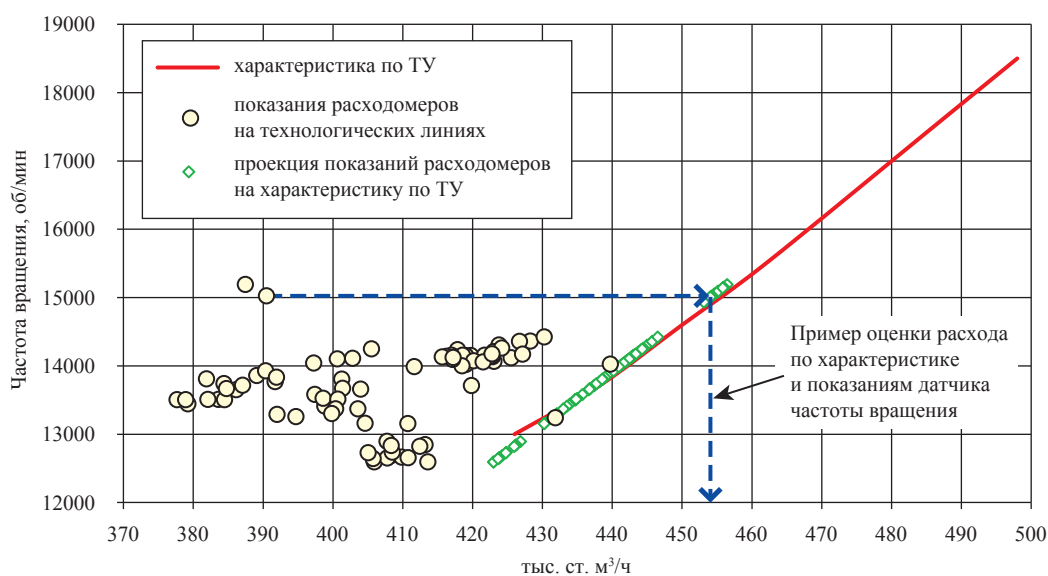


Рис. 3. Оценка производительности технологических линий по характеристике ТДА по ТУ

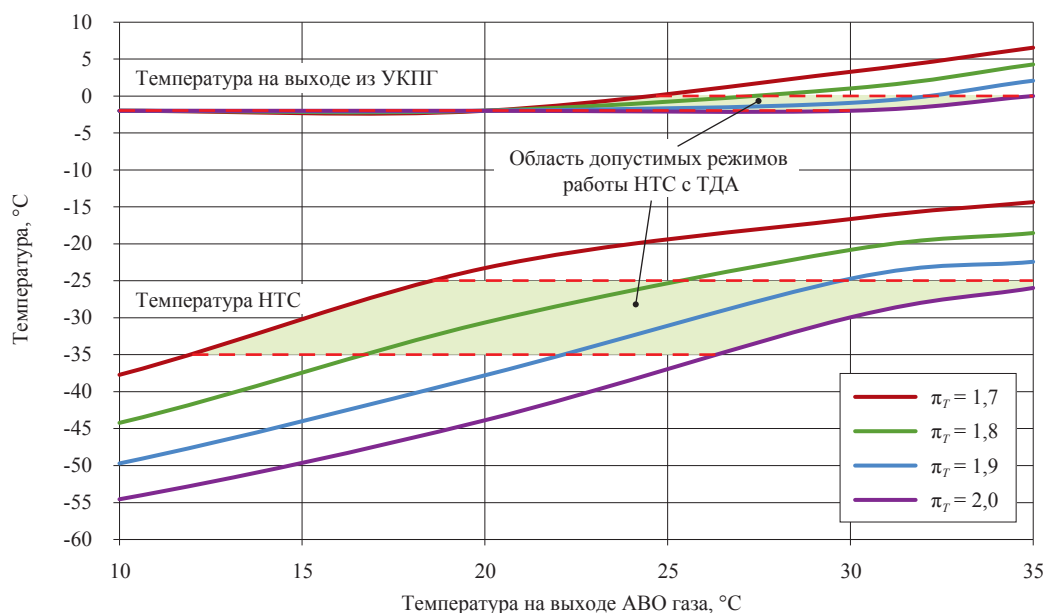


Рис. 4. Оценка области допустимых режимов работы ТДА

В связи с тем, что адекватные газодинамические характеристики ТДА пока отсутствуют, номограммы построены для серии значений степени расширения газа в детандере (от 1,7 до 2,0 ед.). Для каждого значения степени расширения определялись зависимости температуры НТС и температуры газа на выходе из УКПГ от температуры газа после воздушных холодильников 20ВХ-1 и АВО ДКС 1. На поле номограммы выделена область между температурами НТС  $-25\text{ °C}$  (лето) и  $-35\text{ °C}$  (зима). Эта область определяет диапазоны основных параметров ТДА, воздушных холодильников и НТС и является основой для оптимизации всей технологической системы. Согласно рис. 4, в летний период обеспечить приемлемые температурные режимы НТС ( $-25\text{ °C}$ ) и температуру газа на выходе из УКПГ ( $(-2)\text{--}0\text{ °C}$ ) возможно только при степени расширения в турбодетандере не менее 2 ед., при этом давление газа в

первичном сепараторе должно составить не менее 10,6 МПа. Напротив, в зимний период при стремлении максимально полно использовать холод атмосферного воздуха потребуются минимальное давление входного газа (9,6 МПа) со степенью расширения в турбодетандере 1,7 ед.

Дальнейшую более детальную оптимизацию технологической системы НТС с ТДА можно проводить только с участием разработчиков ТДА.

Полученные знания о процессе позволяют принимать обоснованные решения при оперативном регулировании системы (определений степени расширений, температуры АВО), делать выводы о пределах применимости существующих ТДА и разрабатывать требования для их модификации. Такой подход целесообразно использовать при разработке новых режимных характеристик эксплуатации ТДА для новой редакции ТУ.

### Список литературы

1. Кубанов А.Н. Особенности использования процесса НТС для подготовки к транспорту тощих газов месторождений полуострова Ямал / А.Н. Кубанов // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» (Саратов, окт. 1995 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – С. 94–100.

УДК 66.074.31+66-974

**А.Н. Кубанов, Т.С. Цацулина, Н.Н. Ключова, А.В. Дунаев**

## Специфика требований к качеству газа, подготавливаемого на УКПГ Бованенковского НГКМ

**Ключевые слова:**

Бованенковское месторождение, качество газа, стандарты, точка росы, магистральный газопровод, низкотемпературная сепарация.

**Keywords:**

Bovanenkovskoye field, gas quality, standards, dew point, gas mains, low-temperature separation.

Разработка технологии низкотемпературной сепарации (НТС) для подготовки апт-сеноманского газа Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) осуществлялась ОАО «ВНИПИГаздобыча» совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2006–2007 гг. Согласно действующему в то время ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия», температуры точек росы (ТТР), в частности по углеводородам (УВ), для холодной макроклиматической зоны составляли  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  летом и  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  зимой. Особенность данного документа заключалась в отсутствии давления, к которому необходимо относить значения ТТР. В условиях такой неопределенности при технологическом проектировании и эксплуатации УКПГ требуемое значение данного параметра чаще всего относили к давлению в концевой ступени разделения (сепарации), что не всегда оправданно, так как давление транспортирования газа может значительно отличаться от давления процесса подготовки. Известно, и это будет проиллюстрировано ниже, что углеводородная точка росы необычайно сильно зависит от давления. Для северных месторождений это обстоятельство не позволяет гарантировать двухфазный транспорт продукции промыслов, как минимум, на головных участках магистральных газопроводов (МГ).

Учитывая, что указанный стандарт разрабатывался на заре развития программного обеспечения для расчета фазовых равновесий многокомпонентных и многофазных смесей и для технолого-математического моделирования систем газоразделения, его следует рассматривать как начальную стадию на пути совершенствования нормативно-методической базы проектирования и эксплуатации установки комплексной подготовки газа (УКПГ). При работе над Бованенковской УКПГ специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» пошли дальше и определили параметры работы УКПГ по технологии НТС на основе моделирования системы «УКПГ – МГ» с позиции обеспечения однофазного транспортирования газа по МГ. Были обоснованы температурные диапазоны НТС, которые с учетом капельных уносов жидкости из сепараторов установки обеспечивали бы транспортирование газа по наиболее критичному – головному – участку МГ в однофазном состоянии.

В настоящее время технические требования к качеству природного газа, поставляемого в МГ, регламентируются в соответствии с отраслевым стандартом СТО Газпром 089-2010. Согласно данному документу, ТТР по воде для холодного макроклиматического района составляет  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  в зимний период и  $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$  в летний при абсолютном давлении 3,92 МПа; ТТР по углеводородам принята как  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  в зимний период и  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  в летний при абсолютном давлении в диапазоне от 2,5 до 7,5 МПа. Таким образом, указанный в СТО диапазон давлений не охватывает МГ с рабочими давлениями свыше 7,5 МПа, в то время как бованенковский газ подается в газотранспортную систему с давлением до 11,8 МПа.

Рассматриваемые стандарты допускают не нормировать ТТР по УВ для газов с содержанием УВ  $C_{5+}$  ниже  $1\text{ г/м}^3$ . Это положение является традиционной «уступкой» для технологии гликолевой осушки газа, широко применяемой для подготовки «тощих» сеноманских газов на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона и способной обеспечить кондицию газа только по водной точке росы. В результате головные участки северных газопроводов работают в двухфазном режиме перекачки с небольшим содержанием жидких УВ. Для газотранспортной системы п-ова Ямал поставлена задача эксплуатации в однофазном режиме, поэтому обсуждаемая норма не может быть применена

на Бованенковском и других месторождениях Ямала, где имеются сеноманские залежи.

Стандарт не рассматривает требования к температуре газа на входе в МГ – важнейшему показателю при проектировании и эксплуатации УКПГ на месторождениях Крайнего Севера, отсылая этот вопрос к проекту обустройства конкретного месторождения.

Таким образом, вопрос о требуемых значениях точек росы и температуре газа, транспортируемого с Бованенковского НГКМ, является открытым, и его необходимо рассмотреть с учетом фактического состава сырья УКПГ-2. Такой состав получен после проведения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплексного обследования установки НТС в декабре 2012 г. и в результате последующих расчетных исследований. Содержание УВ  $C_{5+}$  в сырье УКПГ составило  $1,8 \text{ г/м}^3$ , но в дальнейшем может измениться. На УКПГ Бованенковского НГКМ (сеноман-аптские залежи) реализована технология НТС, способная в рамках единого технологического процесса обеспечить требования к углеводородной и водной ТТР газа, а также его температура на выходе из УКПГ (на входе в МГ).

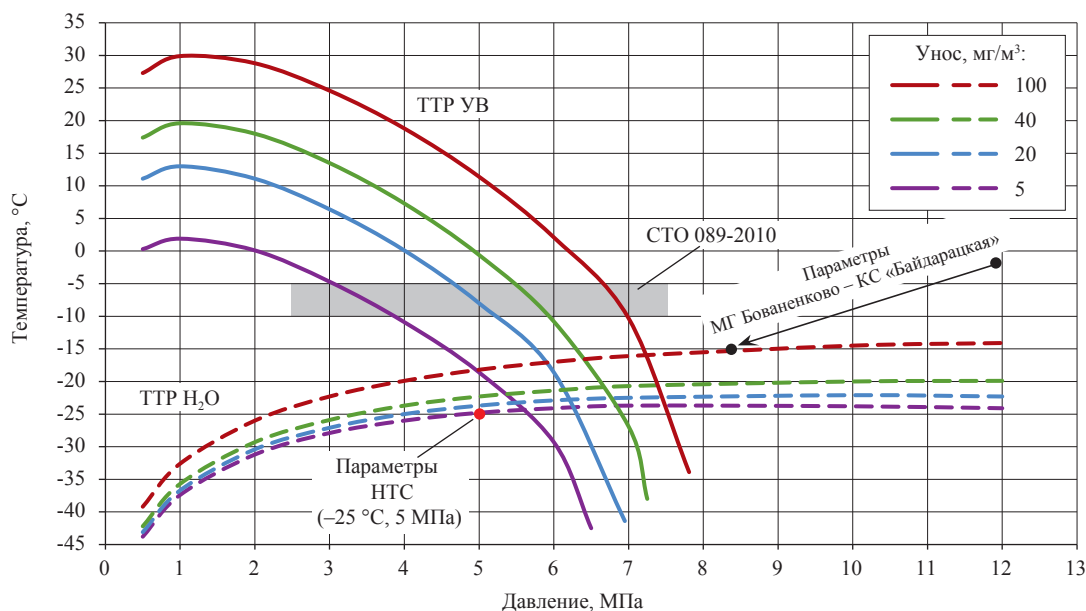
Однофазное транспортирование газа по МГ может быть достигнуто при определенном сочетании следующих параметров НТС:

- температура;
- давление;
- величина уноса из низкотемпературного сепаратора;
- тип антигидратного реагента.

Проектом обустройства определена температура НТС в диапазоне от  $-25 \text{ }^\circ\text{C}$  летом до  $-35 \text{ }^\circ\text{C}$  зимой при давлении около 5 МПа. Проектные требования к эффективности сепарации – капельный унос не более  $5 \text{ мг/м}^3$ . В качестве антигидратного реагента традиционно используется метанол. Он предотвращает опасность образования гидратов не только на установке НТС, но и в МГ (в случае нештатных ситуаций поступления жидкости из установки НТС в МГ).

Технологическое-математическое моделирование проектной технологии НТС позволило получить серию составов газа низкотемпературной сепарации для различных значений капельного уноса жидкости из сепараторов (в первую очередь – из низкотемпературного сепаратора). В качестве определяющего принят режим работы технологии НТС в летний период эксплуатации с номинальной температурой НТС  $-25 \text{ }^\circ\text{C}$  при давлении 5 МПа и уносах жидкости из низкотемпературного сепаратора от 5 до  $100 \text{ мг/м}^3$ . Для полученных составов построены зависимости точек росы товарного газа сепарации от давления в диапазоне от 0,5 до 12 МПа. Рассмотрены независимо ТТР по УВ и ТТР по водно-метанольной фазе (рисунок).

На рисунке отмечены точка термобарических параметров НТС и примерная линия термобарических параметров транспортирования газа по участку МГ от месторождения до КС «Байдарацкая»; давление изменяется от 11,8 до 8,3 МПа, а температура – от  $-2$  до  $-15 \text{ }^\circ\text{C}$ .



**Зависимости ТТР газа низкотемпературной сепарации по водной фазе и углеводородам от давления и капельного уноса**

Кроме того, выделена область ТТР по углеводородам в соответствии с СТО Газпром 089-2010.

При давлениях выше давления НТС доминируют точки росы по водно-метанольной составляющей, а при давлении ниже давления НТС – по углеводородам. На рисунке наглядно отражено, что по достижению проектных значений загрузки газопровода и давления газа на входе (11,8 МПа) газопровод будет гарантированно эксплуатироваться «в сухом режиме» даже в случае повышенных уносов (до 40 мг/м<sup>3</sup>). В осенне-зимне-весенний период с номинальной температурой НТС –35 °С допустимый унос может возрасти до 100 мг/м<sup>3</sup>. При этом выделение жидких УВ практически исключено, так как это может произойти только при уносах более 200 мг/м<sup>3</sup>, что в 40 раз превосходит паспортное значение этого показателя для применяемых аппаратов и в 10 раз – инструментально замеренные значения.

Таким образом, измерять точки росы по УВ на выходе из УКПГ под рабочим давлением не имеет смысла, так как при давлении выше 7–8 МПа транспортируемый газ находится за пределами фазовой диаграммы, т.е. в закритических условиях.

Иная картина наблюдается при давлениях газа ниже 4 МПа, что свойственно для газораспределительных сетей, а давление 2,5 МПа, как отмечалось выше, фигурирует в СТО Газпром 089-2010. В диапазоне давлений от 0,5 до 2,5 МПа ТТР газа по УВ максимальны, например для 2,5 МПа они составляют от –2 °С при уносе 5 мг/м<sup>3</sup> до 17 °С при уносе 40 мг/м<sup>3</sup>. Это означает, что при существующей технологии подготовки газа выполнить требования данного стандарта невозможно, причем не только для холодного, но и для умеренного макроклиматического района. Если в задачи УКПГ включить требование подготовить газ до таких кондиций, то на всех месторождениях с малым содержанием УВ C<sub>5+</sub> необходимо применить адсорбционную осушку вместо абсорбционного процесса и технологии НТС либо проводить процесс НТС на температурах сепарации –40 °С и ниже, что практически невыполнимо, особенно в летний период года.

Выполнение стандартного требования к точке росы по водной фазе (ВМР) (–20 °С при давлении 3,92 МПа зимой и –14 °С при давлении 3,92 МПа летом) не гарантирует транспор-

тирование газа в однофазном состоянии, так как ТТР по влаге после пересчета на давление в конце головного участка МГ (8,3 МПа) составит соответственно –15 и –8 °С, в то время как температура транспортируемого газа может понизиться до –15 °С и ниже.

Таким образом, по указанным причинам требования СТО Газпром 089-2010 нельзя распространять на Бованенковское и другие месторождения Ямала. Необходимо разработать специальные технические условия на газ Бованенковского НГКМ, подлежащий транспортированию по МГ с учетом возможностей проектной технологии подготовки газа и специфических условий транспорта.

### Концептуальные положения для разработки СТУ

1. Конкретизировать требования к ТТР по УВ, например –10 °С зимой и –5 °С летом при давлении 5 МПа. Это положение обеспечит однофазное транспортирование газа на всем протяжении МГ от Бованенково до газораспределительных станций. Измерение ТТР необходимо проводить после подогрева и редуцирования товарного газа в соответствии с ГОСТ 31370-2008.

2. Конкретизировать требования к ТТР по водной фазе, например –20 °С зимой и –15 °С летом при давлении 8 МПа (это на пять градусов ниже минимально возможной температуры газа в конце наиболее холодного головного участка МГ). Данное требование является более жестким по отношению к требованиям СТО Газпром 089-2010, поэтому действующий стандарт будет выполнен.

3. Конкретизировать требования к температуре газа на входе в МГ: она должна составить –2 °С круглогодично. В летний период при температуре атмосферного воздуха выше 20 °С допускается повышение этого параметра до 0 °С. В зимний период при температуре атмосферного воздуха ниже –20 °С допускается понижение этого параметра до –5 °С.

4. Рассмотреть вопрос о продлении зимнего периода до конца мая (согласно требованиям СТО Газпром 089-2010 зимний период принят с 1 октября по 30 апреля), сократив тем самым летний период на один месяц, так как температурные режимы транспортирования газа по головным участкам в мае еще соответствуют зимним режимам.

УДК 622.279

**А.В. Елистратов, Ю.А. Лаухин, В.В. Миронов, Л.Г. Чикалова, Т.А. Проценко**

## Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ

Подготовка сеноманского газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) к магистральному транспорту осуществляется абсорбцией влаги высококонцентрированным раствором диэтиленгликоля (ДЭГ). Для регенерации ДЭГ используется несколько типов установок вакуумной регенерации. На УКПГ-2 (установке комплексной подготовки газа), введенной в эксплуатацию в 1986 г., регенерация абсорбента принята с паровым нагревом. На УКПГ-1, -3-7 восстановление концентрации ДЭГ производится в регенераторах колонного типа со встроенным теплообменником. Тепло в систему вносится в трубчатых печах с U-образными вертикальными трубами.

Проблемы эксплуатации установок регенерации Ямбургского НГКМ ранее рассматривались в публикациях специалистов ООО «Газпром добыча Ямбург» и ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» [1-4].

При эксплуатации установок регенерации гликолей всех типов (в том числе с паровым нагревом) выявилась проблема коррозионно-эрозионного износа теплопередающих поверхностей и внутренних устройств испарителей, колонн регенерации, теплообменников, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, изготовленных из углеродистых конструкционных сталей.

Конструкция печей с вертикальными трубами в качестве испарителей оказалась не совсем надежной и технологичной:

- испарение воды и гликоля в трубах печи вызывает усиленную эрозию конечных участков змеевика и трубопровода-коллектора от печи до колонны. Замена части труб и соединительных калачей необходима через 1-1,5 года, коллектора – каждые 3-4 года;
- вертикальный змеевик не позволяет полностью удалить продукт не только для ревизии, но и в случае аварии, что сказывается на надежности и безопасности установки;
- вследствие низких скоростей на внутренней поверхности труб (на начальных участках) образуется слой твердого осадка продуктов деструкции гликоля и солей.

При эксплуатации колонн регенерации выявились следующие проблемы:

- коррозия внутренних элементов колонны;
- коррозионно-эрозионный износ встроенных в колонны теплообменников (на УКПГ-1, -3-7), ремонт которых затруднен.

Для снижения деструкции гликоля и уменьшения коррозионно-эрозионного износа оборудования регенерации абсорбента ООО «Газпром добыча Ямбург» были реализованы следующие технические решения:

- в 2002-2005 гг. на УКПГ-1-5, -7 внедрен разработанный ООО НПП «ОКСИТ» осушитель природного газа марки «К» по ТУ 2422-003-45913229-2005, который представляет раствор ДЭГ с комплексом антикоррозионных, антивспенивающих и антиокислительных присадок и применяется в качестве добавки к основному осушителю в объемном соотношении 1/9. Использование осушителя уменьшило разложение ДЭГ и снизило коррозию конструкционных материалов в разных точках технологической схемы от 3 до 100 раз (на УКПГ-1 – в среднем с 0,624 до 0,011 мм/год, на УКПГ-2 – с 0,103 до 0,001 мм/год);

- в 2002-2003 гг. на УКПГ-4, -5, -7 внедрен процесс рециркуляции раствора гликоля через печь с жидкофазным нагревом под давлением выше упругости паров на выходе из печи и с последующим адиабатическим расширением и выпаривани-

**Ключевые слова:**  
абсорбционная осушка природного газа, установки регенерации гликоля, деструкция гликоля, эффективность оборудования, реконструкция.

**Keywords:**  
natural gas glycol dehydration, glycol regeneration unit, glycol degradation, equipment efficiency, retrofit.

ем воды в колонне при снижении давления, что позволило избежать эрозии змеевика печи, соединительных трубопроводов, а также исключить перегрев осушителя и уменьшить его разложение;

- в 2007–2008 гг. выполнена замена U-образных змеевиков печей УКПГ-3–6 на витые змеевики заводского изготовления;

- на УКПГ-4, -7 установлены выносные кожухотрубчатые теплообменные аппараты разработки ДОО «ЦКБН ОАО «Газпром»;

- для предотвращения коррозионно-эрозийного износа АВО (конденсаторов) внутренняя поверхность теплообменных трубок обрабатывается антикоррозионной мастикой «МЕТАКОР-Викор».

В 2011 г. для уточнения научно-инженерных решений и объемов реконструкции технологии и оборудования регенерации гли-

колей сотрудниками ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» были проведены исследования технологии и оборудования огневой регенерации ДЭГ на УКПГ-1, -4, -6, -7, -9 Ямбургского НГКМ.

Рассмотрим результаты проведенных исследований.

### Деструкция гликоля

На всех УКПГ рН регенерированного гликоля (РДЭГ) больше 7 (рис. 1), что обусловлено добавками в гликоль присадки марки «К» или буры. На УКПГ, где применяются установки регенерации с жидкофазным нагревом абсорбента в печи (УКПГ-4, -5, -7, -9), рН рефлюкса в основном более 7. На УКПГ с установками регенерации с испарением в печи (УКПГ-1, -6) рН рефлюкса менее 5,5 (рис. 2). Аналогичный

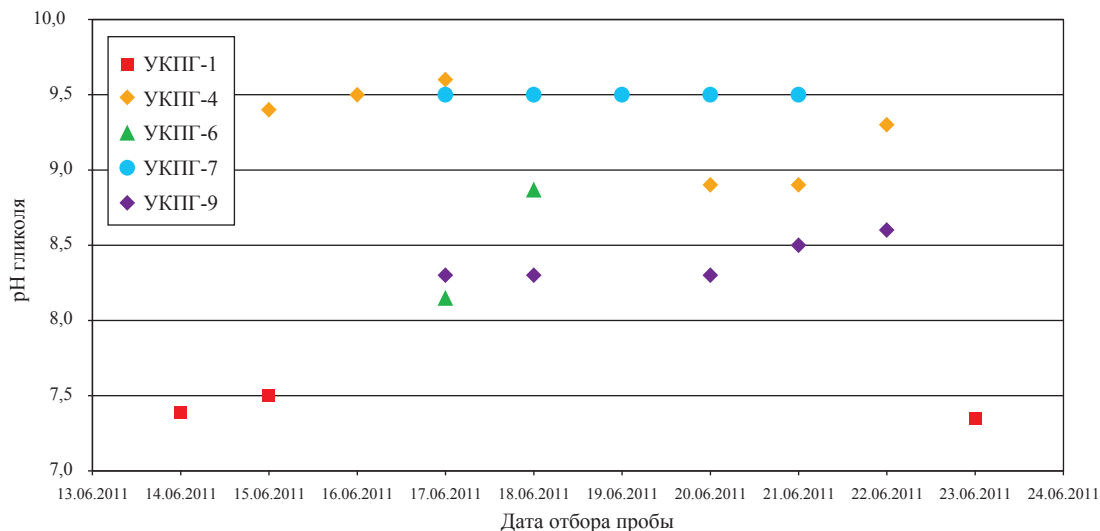


Рис. 1. рН регенерированного гликоля на УКПГ Ямбургского НГКМ

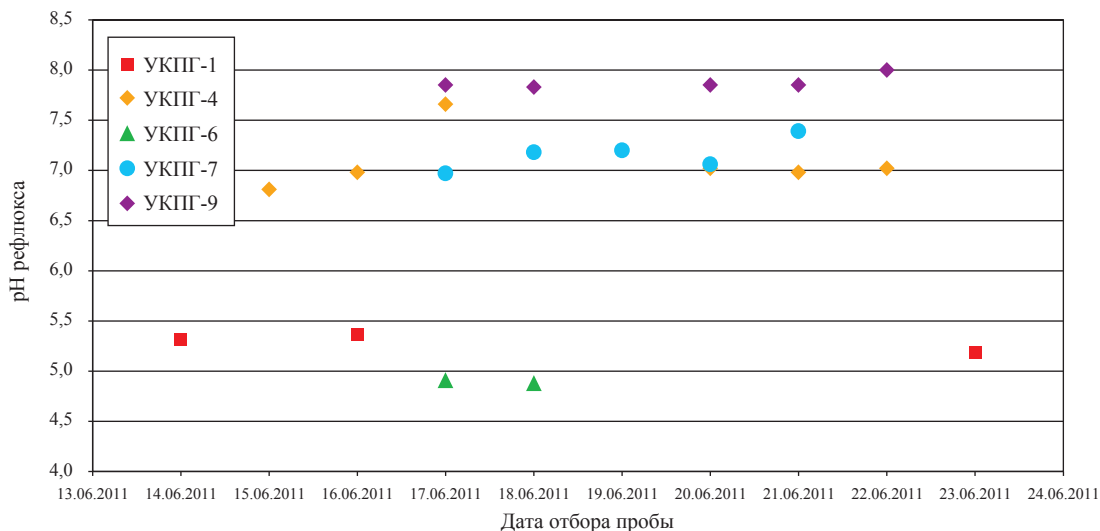


Рис. 2. рН рефлюкса на установках регенерации гликоля УКПГ Ямбургского НГКМ



эффект с рН гликоля более 7 за счет ингибирования и рН рефлюкса менее 7 имел место на установках регенерации с испарением в печах на Комсомольском месторождении [5]. Таким образом, на установках регенерации с испарением в печи происходит более интенсивная деструкция гликоля в сравнении с установками с жидкофазным нагревом. Часть продуктов деструкции при этом отгоняется вместе с водой. Добавки в гликоль ингибитора только нейтрализовали НК продукты деструкции, не отогнанные в процессе регенерации.

Более интенсивная деструкция гликоля на установках с испарением в печи обусловлена тем, что абсорбент подвергается более длительному воздействию более высоких температур в сравнении с установками с жидкофазным нагревом абсорбента [6]:

- при испарении в печи происходит общий перегрев гликоля выше значения температуры на выходе печи, по которой контролируется процесс регенерации;

- при жидкофазном нагреве ДЭГ в печи изменение температуры и давления по длине змеевика носит равномерный линейный характер. Поэтому максимальные значения температуры раствора достигаются на конечном участке, а за счет повышения коэффициента теплоотдачи (при повышенной скорости однофазного раствора гликоля в трубчатке) температура стенки со стороны продукта минимальна в сравнении с другими типами установок регенерации.

Деструкция гликоля на установках регенерации с испарением воды в печи приводит к следующим последствиям:

- отгоняемые при регенерации продукты деструкции оказывают коррозионное воздействие на внутренние устройства колонн регенерации, воздушные холодильники, трубопроводы и запорно-регулирующую арматуру;

- более интенсивный расход присадки марки «К» (буры) в сравнении с установками регенерации с жидкофазным нагревом, что подтверждается более низкими значениями рН гликоля.

### Колонна регенерации

По проекту насыщенный гликоль (НДЭГ) нагревается во встроенном рекуперативном теплообменнике, частично регенерируется в колонне регенерации и с полуглухой тарелки направляется в печь, откуда после нагрева попадает в куб колонны, где происходит разделе-

ние парожидкостной смеси на РДЭГ и паровую фазу, поступающую через полуглухую тарелку в колонну.

При обследовании колонн регенерации выявлены следующие проблемы:

- на большинстве УКПГ колонны работают с перегрузкой по пару, так как количество орошения превышает количество воды, отгоняемой из гликоля, притом что колонны рассчитаны на рефлюксное число менее 0,3;

- на УКПГ-4 концентрация воды в НДЭГ на входе в печь меньше концентрации воды в НДЭГ на входе в колонну. На УКПГ-1, -7 концентрация воды в НДЭГ, направляемом в печь (на выходе из колонны), больше концентрации воды в НДЭГ на входе в колонну на 0,5–1,0 % мас. Таким образом, на УКПГ-1, -7 в колонне вместо частичной регенерации происходит обводнение гликоля и, как следствие, для установок регенерации с жидкофазным нагревом гликоля – увеличение перепада температур между выходом печи и кубом колонны и уменьшение концентрации РДЭГ;

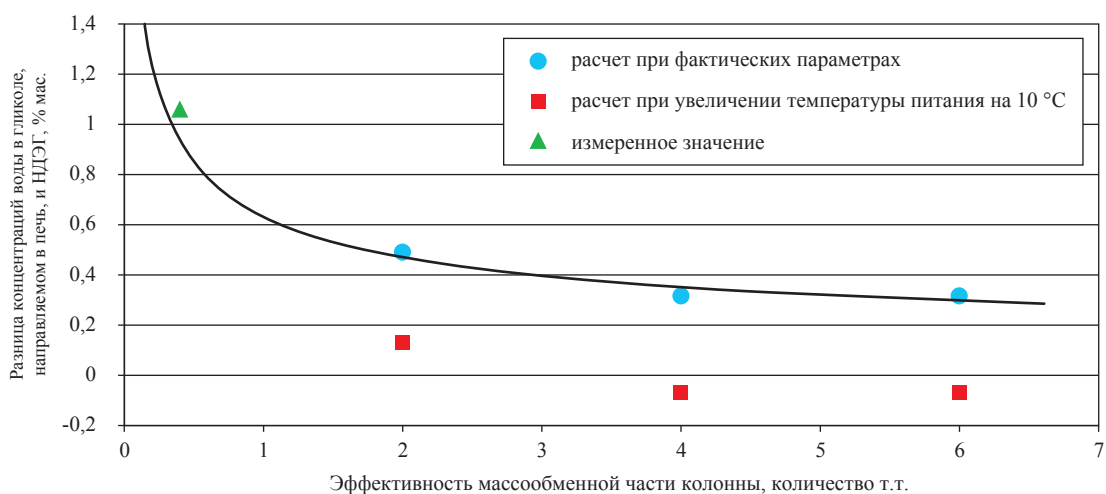
- при приблизительно равных значениях температуры в кубе колонны регенерации концентрации воды в РДЭГ на установках регенерации с жидкофазным нагревом гликоля в печи (УКПГ-4, -7) более чем на 0,1 % мас. превосходят концентрации на установках с испарением в печи.

Основными причинами перегрузки по пару и обводнения гликоля в колонне регенерации являются:

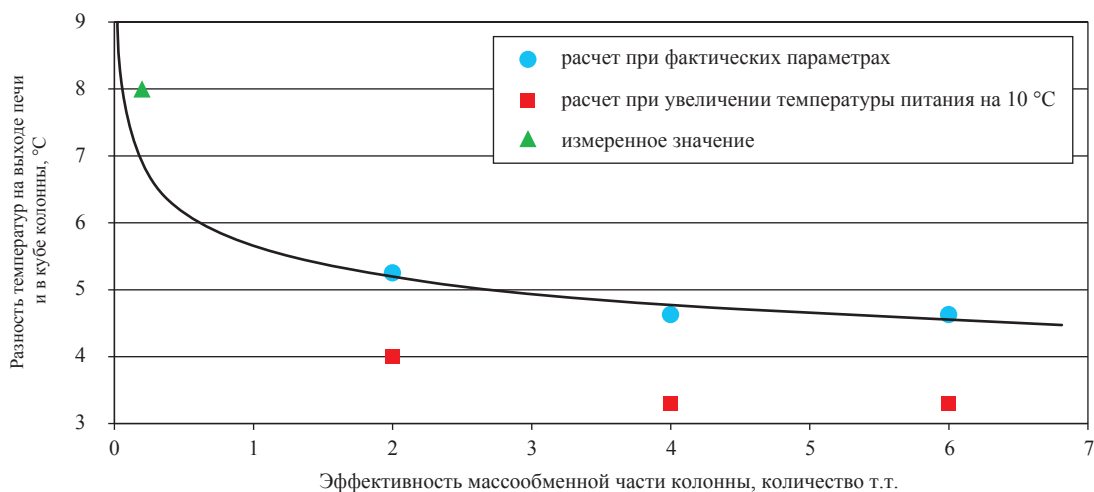
- низкая эффективность массообменной части колонн регенерации;

- низкая эффективность теплообмена в теплообменниках установок регенерации УКПГ-1, -6, -7, температура питания колонны на которых на 10–40 °С меньше температуры питания колонны УКПГ-4.

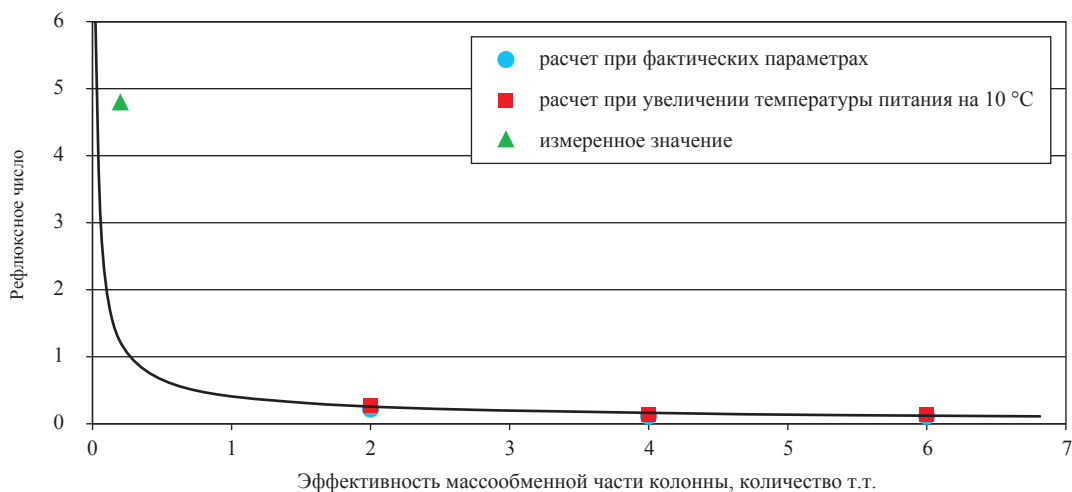
На рис. 3–5 для одного из режимов работы установки регенерации УКПГ-7 показаны фактически замеренные рефлюксное число, разница концентраций воды в гликоле, направляемом в печь, и НДЭГ, разница температур на выходе печи и кубе колонны и расчетное изменение этих параметров в зависимости от числа теоретических тарелок (т.т.) в массообменной части колонны. Для оценки влияния рекуперации тепла на работу колонны показано изменение указанных параметров при увеличении температуры питания колонны на 10 °С. Расчеты выполнены с применением термодинамического



**Рис. 3. Изменение разницы концентраций воды в гликоле, направляемом в печь, и насыщенном гликоле в зависимости от эффективности массообменной части колонны и рекуперации тепла (число тарелок в укрепляющей и отгонной секциях одинаково)**



**Рис. 4. Изменение разницы температур на выходе печи и в кубе колонны в зависимости от эффективности массообменной части колонны и рекуперации тепла (число тарелок в укрепляющей и отгонной секциях одинаково)**



**Рис. 5. Изменение рефлюксного числа в зависимости от эффективности массообменной части колонны и рекуперации тепла (число тарелок в укрепляющей и отгонной секциях одинаково)**

метода для расчета фазового равновесия в системе «природный газ – вода – метанол – гликоли» [6].

Как следует из приведенных данных:

- разница концентраций воды в НДЭГ и гликоле, направляемом в печь, разница температур на выходе печи и в кубе колонны, рефлюксное число зависят от массообменной эффективности колонны регенерации и температуры питания колонны регенерации;
- эффективность массообменной части колонн на установках регенерации – менее 2 т.т. (менее 1 т.т. в укрепляющей и отгонной секциях);
- при увеличении температуры питания колонны на 10 °С разница концентраций воды в НДЭГ и гликоле, направляемом в печь, уменьшается на 0,4 % мас., а перепад температур между выходом печи и кубом колонны – на 1,2 °С.

Таким образом, по причине низкой эффективности колонны регенерации и рекуперативного теплообменника температура в кубе колонны регенерации снижается на 3–4 °С, и, соответственно, концентрация воды в РДЭГ увеличивается на 0,1 % мас.

Кроме того, в установках с жидкофазным нагревом концентрация воды в РДЭГ увеличивается на 0,1 % мас. по причине недостаточной эффективности разделения жидкой и паровой фаз в кубе колонны регенерации.

На основании результатов исследований и с учетом опыта эксплуатации в рабочей документации приняты следующие технические решения по реконструкции установок регенерации гликоля:

- перевод на жидкофазный нагрев установок регенерации на УКПГ-1, -3, -6, что позволит избежать эрозии змеевика печи и уменьшить деструкцию гликоля. При этом концентрация воды в гликоле увеличится на 0,3–0,4 % мас. в сравнении с установками с испарением в печи, но получаемые концентрации позволят обеспечить нормативное качество подготовки газа. Для минимизации осаждения солей на поверхности теплообмена скорость принудительного движения нагреваемой жидкости по литературным данным [7] должна составлять 1,5–2,5 м/с. При указанных значениях скорости обеспечиваются также минимальная температура теплопередающей

поверхности и, соответственно, минимальная деструкция гликоля в сравнении с другими типами установок регенерации гликоля;

- изготовление АВО (конденсаторов), аппаратуры и насосов из коррозионно-стойких конструкционных сталей для предотвращения коррозионно-эрозионного износа;
- отглушение встроенных теплообменников и установка выносных стандартных кожухотрубчатых теплообменных аппаратов на УКПГ-1, -2, -3, -5, -6, как это уже реализовано на УКПГ-4, -7, что позволит:
  - улучшить теплообмен, увеличить температуру питания колонны регенерации и уменьшить концентрацию воды в РДЭГ;
  - снизить степень осаждения солей и механических примесей и, следовательно, увеличить межревиссионный и межремонтный периоды;
  - обеспечить возможность чистки и проведения ремонтных работ теплообменников;
- монтаж в кубовой части колонн узлов ввода потока из печи для улучшения разделения парожидкостной смеси, что позволит уменьшить концентрацию воды в РДЭГ.

### Список литературы

1. Киченко Б.В. Проблемы коррозии и результаты коррозионного контроля в линии регенерации диэтиленгликоля на установке осушки газа УКПГ-2 Ямбургского ГКМ / Б.В. Киченко, П.Н. Пинчук, В.В. Демушкин и др. // НТИС. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – № 3. – С. 1–5.
2. Елистратов В.И. Основные технические решения для проекта реконструкции и модернизации объектов Ямбургского ГКМ / В.И. Елистратов // Проблемы повышения качества осушки газа: матер. НТС ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – С. 59–78.
3. Салихов З.С. Работа установки регенерации ДЭГа в условиях падающего давления на УКПГ ЯГКМ / З.С. Салихов, Р.Х. Сулейманов, С.Д. Шиняев и др. // Технические решения по подготовке газа к транспорту на газовых и газоконденсатных месторождениях с падающей добычей: матер. НТС ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – Т. II. – С. 16–22.

4. Салихов З.С. Основные проблемы промышленной подготовки газа и пути их решения в ООО «Ямбурггаздобыча» / З.С. Салихов, С.Д. Шиняев, А.А. Ершов и др. // Актуальные вопросы и научно-технические решения по технике и технологии добычи, извлечения и подготовке углеводородного на газоконденсатных месторождениях: матер. НТС ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – С. 94–108.
5. Дуденков Е.В. Опыт промышленного применения триэтанолamina в системе регенерации триэтиленгликоля и использования установки дозирования химреагентов для снижения коррозии оборудования / Е.В. Дуденков // Проблемы и пути решения в добыче и подготовке углеводородного сырья к транспорту на месторождениях вступивших в стадию падающей добычи: матер. НТС ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – С. 159–167.
6. Истомин В.А. Применение гликолей для абсорбционной осушки природных газов. Физико-химические аспекты / В.А. Истомин, М.В. Елистратов, А.В. Елистратов. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 168 с. – (Серия «Подготовка и переработка газа и газового конденсата»).
7. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий / под общ. ред. Б.Н. Голубкова. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1979. – 544 с.

622.279.26/4+665.63+66.011

А.Г. Касперович, М.В. Овсянкин, Д.А. Рычков, О.А. Омельченко

## Комплексное моделирование добычи и переработки жидких углеводородов северных месторождений ОАО «Газпром» в Западной Сибири

Действующий с 1985 г. крупнейший в России комплекс ОАО «Газпром» по добыче, транспорту и переработке жидкого углеводородного сырья в настоящее время вступает в период интенсивного развития, связанного с вводом в эксплуатацию ряда новых газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений, сопровождающимся значительным приростом объемов добычи. Для подготовки, транспорта и переработки возрастающих объемов жидких углеводородов необходимо строительство новых и реконструкция действующих мощностей, развитие новых направлений переработки, транспорта и реализации продукции.

Разработка решений по реконструкции и развитию комплекса осложняется значительными изменениями структуры сырьевой базы и, соответственно, составов и физико-химических свойств поступающего на переработку сырья. Это связано со значительным ростом добычи нефти нефтяных оторочек и газового конденсата ачимовских отложений при одновременном устойчивом падении добычи валанжинского конденсата – более легкого проектного сырья действующих мощностей по транспорту и переработке (рис. 1).

В результате этого возникают проблемы с эксплуатацией установленного оборудования, происходят значительные сдвиги балансов и качества производимой продукции.

Действующие на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) и Сургутском заводе по стабилизации конденсата (ЗСК) мощности не рассчитаны на прием значительно утяжеленного сырья, соответствующего прогнозной структуре добычи. При его транспорте и переработке возникнут технологические (выпадение и отложение парафинов) и балансовые (сокращение производства светлых нефтепродуктов и рост выработки тяжелого остатка) проблемы. Уже в настоящее время при весьма незначительном (относительно прогнозируемого уровня)

### Ключевые слова:

материально-компонентный баланс, функции отбора компонентов, компонентно-фракционные составы, спецификации продуктов, комплексные расчеты.

### Keywords:

material-component balance, component recovery functions, component-fraction composition, product properties, complex calculations.

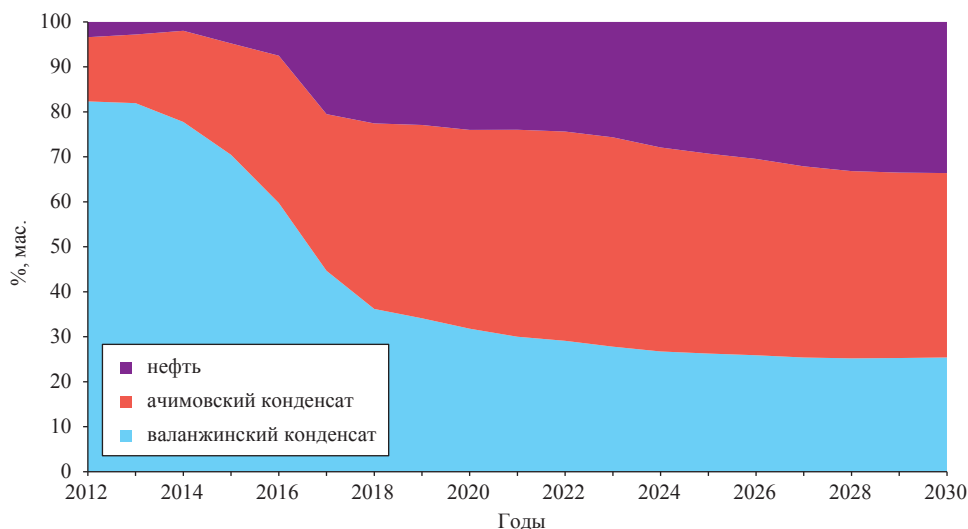


Рис. 1. Прогнозные доли объемов добычи жидких углеводородов

утяжелении состава сырья на Сургутском ЗСК возникла необходимость увеличить объем бензиновых фракций, подаваемых на разбавление остатка переработки для предотвращения потери его текучести и выполнения экспортных требований ГОСТ Р 51858-2002 по максимальному содержанию парафинов (не более 6 % мас.) в стабильном конденсате (СК) товарном, отгружаемом в систему магистральных нефтепроводов ОАО АК «ТрансНефть». Кроме того, возникла потребность в применении депрессорных и диспергирующих присадок во избежание оседания твердых парафинов при хранении и транспорте в железнодорожных цистернах, причем требуемый объем этих присадок растет по мере увеличения доли поставляемого ачимовского конденсата.

Кроме проблем с изменением составов перерабатываемого сырья, прием добываемых жидких углеводородов ограничивается мощностями ряда действующих объектов транспорта и переработки. С учетом этого необходимы как реконструкция и развитие действующих мощностей, так и создание новых альтернативных направлений переработки и транспорта жидкого углеводородного сырья.

В сложившейся ситуации очевидно, что для разработки эффективных решений по реконструкции и развитию добычи и переработки жидких углеводородов в Западной Сибири необходима их комплексная вариантная проработка. При этом одним из основных этапов такой проработки является расчет комплексного баланса добычи и переработки сырья с определением выходов продукции на всех технологических переделах и проверкой соответствия ее состава, физико-химических свойств и показателей качества установленным нормативным требованиям. Приемлемым инструментом для выполнения таких расчетов является созданная авторами в среде электронных таблиц Microsoft Excel и реализованная при решении ряда практических задач комплексная модель добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья ОАО «Газпром» в Западной Сибири.

Основу данной модели составляет специально разработанная методология и прикладное программное обеспечение в виде пакета пользовательских функций, функционалов и макропроцедур для автоматизации итерационных вычислительных процессов. Реализованные в модели принципы ее формирования и выполнения балансовых расчетов с опреде-

лением компонентно-фракционных составов, физико-химических свойств и показателей качества сырьевых, промежуточных и продуктовых потоков изложены в ряде работ с участием авторов, наиболее подробно они представлены в работе [1].

Необходимо отметить, что для моделирования схем добычи и переработки углеводородного сырья и выполнения расчетов балансов и физико-химических свойств потоков существуют специализированные программные продукты – системы технологического моделирования, наиболее популярными из которых в России являются зарубежные HYSYS и PetroSIM, отечественные Gibbs и «ГазКондНефть». Однако создание в среде этих систем моделей сложных объемных комплексов, подобных Западно-Сибирскому, достаточно проблематично по следующим причинам.

Вследствие заложенных в системах достаточно сложных алгоритмов расчетов технологического оборудования (в частности, ректификационных колонн) настройка и выполнение вычислений является весьма непростой задачей. При этом в случае существенных изменений входных характеристик сырья нередко происходят сбои в выполнении расчетов. Это осложняет выполнение расчетов относительно как простых схем, так и сложных взаимосвязанных систем с большим количеством технологических переделов.

Системы технологического моделирования ориентированы на выполнение одновариантных (или однопериодных) расчетов, в то время как для проработки вариантов перспективного развития (а также планирования) необходимы многопериодные (на ряд лет) расчеты, определяющие динамику показателей. Организация многопериодных вычислений на базе систем технологического моделирования возможна (и реализована авторами), однако это требует создания дополнительных весьма объемных шаблонов в среде электронных таблиц.

В системах технологического моделирования не предусмотрены прямые механизмы отключения и переключения потоков для их гибкого перераспределения по объектам переработки и транспорта в соответствии с различного рода ограничениями и критериями, что необходимо при расчетах комплексных схем.

Формирование отчетных материалов (таблиц, графиков) по результатам выполненных в системах технологического моделирова-

ния расчетов осуществляется в среде электронных таблиц. При этом время, требуемое на создание этих таблиц, нередко существенно превосходит время на выполнение самих расчетов. Непосредственное выполнение расчетов в уже сформированных таблицах резко упрощает данную задачу и значительно экономит время выдачи и анализа результатов.

Все вышеизложенное ни в коей мере не является утверждением того, что в системах технологического моделирования нет необходимости, и они полностью могут быть заменены балансовыми моделями в среде электронных таблиц на базе созданной авторами методологии и прикладного программного обеспечения. Для выполнения проектных и аналитических расчетов, в которых необходим детальный анализ работы технологического оборудования, построение профилей термодинамических параметров и т.п. использованию систем технологического моделирования практически нет альтернативы. Более того, системы технологического моделирования необходимы (и фактически используются) и для настройки созданной авторами комплексной модели. Однако для непосредственного выполнения укрупненных балансовых расчетов с целью проработки вариантов реконструкции и перспективного развития комплексных схем добычи и переработки углеводородного сырья, а также производственного планирования более эффективно применение специальных моделей, в частности представляемой в данной статье.

Комплексная модель добычи и переработки углеводородного сырья ОАО «Газпром» в Западной Сибири создана на базе специально разработанной методологии балансового моделирования. Ее отличие от традиционной, используемой в системах технологического моделирования, заключается в построении поточной схемы с помощью условных технологических элементов (бинарных узлов разделения), в которых происходит разделение входящего потока на легкий (парообразный, газовый) и тяжелый (жидкий) потоки. Такие условные элементы можно выделить в ректификационных колоннах и сепараторах, т.е. в технологическом оборудовании, где происходят процессы переработки сырья на основе фазовых переходов «жидкость – пар». Материально-компонентные балансы таких узлов («приходно-расходные» ведомости по сырью – продуктам в целом и по каждому компоненту сырья – продуктов) опи-

сываются обобщенными функциями отбора компонентов. Детальное описание принципов такого балансового моделирования, как уже было отмечено, изложено в работе [1], поэтому ограничимся изложением усовершенствований, разработанных после публикации [1] и успешно реализованных на практике.

Как подробно показано и обосновано в вышеупомянутой работе, функция отбора компонентов (ФОК) представляет зависимость коэффициентов отбора (доли компонента, перешедшего при разделении в один из продуктов) от температуры кипения и на графике имеет форму сигма-функции. Наиболее простым и удобным аналитическим описанием ФОК является впервые предложенное бельгийским математиком П.Ф. Ферхюльстом логистическое уравнение сигмоиды [2], широко применяемое в настоящее время при статистическом моделировании. Для аппроксимации ФОК это уравнение используется в следующей интерпретации:

$$KO_{i,ж} = 100 - 100 / \{1 + \exp[S(Tk_i - Tk_{50})]\}, \quad (1)$$

где  $KO_{i,ж}$  – коэффициент отбора  $i$ -го компонента разделяемого потока в жидкий (тяжелый) продукт узла разделения, % мас.;  $S$  – фактор наклона ФОК;  $Tk_i$  – температура кипения  $i$ -го компонента, °C;  $Tk_{50}$  – температура кипения ключевого компонента, °C – условного (гипотетического) компонента, равномерно распределяемого (по 50 %) между продуктами узла разделения.

В этом уравнении – два регулирующих параметра: величина  $S$  определяет наклон ФОК, а величина  $Tk_{50}$  – ее местоположение относительно оси температур кипения, характеризующее номинальную температурную границу распределения компонентов входящего потока между тяжелым и легким продуктами.

Недостатком аппроксимации ФОК с помощью «классического» уравнения сигмоиды (1) является невозможность достижения приемлемой точности расчетов коэффициентов отбора компонентов во всем диапазоне от 0 до 100 %. Наиболее высокие относительные отклонения рассчитанных по (1) и полученных экспериментально (или по системам технологического моделирования) коэффициентов отбора компонентов в тяжелый и легкий продукты отмечаются на «хвостах» ФОК – при значениях коэффициентов отбора ниже 10 % (особенно ниже 1 %). Причем относительные отклонения коэффициентов отбора значительно

возрастают по мере их приближения к нулю. Поэтому в первой версии балансового моделирования для математического описания ФОК и манипуляций с их перемещением авторами использовался предложенный в работе [3] модифицированный кубический сплайн.

Однако практика показала, что при перемещениях ФОК с помощью даже улучшенных ограничивающих сплайнов [3] в некоторых случаях возникают непредсказуемые местные искривления ФОК, «сбросы» коэффициентов отбора в 0 и 100 %, нарушения принципа «эквидистантности». Анализ способов обеспечения более высокой точности и надежности расчетов привел к разработке комбинированного таблично-аналитического варианта описания ФОК – ее аппроксимации с помощью модифицированного уравнения сигмоиды, в котором фактор наклона определяется не в целом для функции, а индивидуально для каждого компонента:

$$S_i = \ln[1/(1 - KO_{i,ж}/100) - 1]/(Tk_i - Tk_{50}), \quad (2)$$

где  $S_i$  – фактор наклона ФОК для  $i$ -го компонента.

При использовании такого описания для каждого выделенного в схеме узла разделения создается «паспортный» массив ФОК, в который включаются значения факторов наклона, вычисленные для каждого компонента при установленных характеристиках и типовых режимах работы оборудования. В частности, для узлов разделения в процессах ректификации, наиболее информативными ключевыми параметрами являются число теоретических тарелок и кратность орошения (флегмовое число). Для создания качественных «паспортных» массивов (обеспечивающих достаточно высокую точность вычислений) расчеты факторов наклона ФОК необходимо проводить с применением систем технологического моделирования по результатам обследований действующих технологических процессов.

Переход от использования модифицированных кубических сплайнов к применению модифицированного уравнения сигмоиды позволил значительно повысить точность и надежность вычислений, а также достоверность описания ФОК, идентифицируемых факторами наклона, полученными для конкретных компонентов с учетом их свойств, вместо обезличенных коэффициентов отбора, произвольно пере-

мещаемых по температурам кипения при использовании сплайнов. Еще одним преимуществом модифицированного уравнения сигмоиды является возможность вовлечения в расчетные процессы неуглеводородных компонентов с «выпадающими» из сигма-функции коэффициентами отбора – если при аппроксимации ФОК сплайнами необходима строгая монотонность зависимости коэффициентов отбора от температуры кипения компонентов, то для модифицированного уравнения сигмоиды это условие необязательно.

Задача расчетов материально-компонентных балансов для каждого входящего в комплексную модель узла разделения заключается в достижении условия выработки продукта, соответствующего заданной спецификации. В качестве спецификаций могут использоваться выходы продуктов, их физико-химические свойства и показатели качества. Суть расчета заключается в итерационном вычислении ФОК, при которой расчетный показатель продукта соответствует заданной спецификации с требуемой точностью.

Например: для стабилизации конденсата в ректификационной колонне с заданным числом теоретических тарелок и флегмовым числом необходимо рассчитать материально-компонентный баланс, при котором вырабатываемый стабильный конденсат будет иметь требуемое давление насыщенных паров (ДНП) по Рейду.

Расчет осуществляется в два этапа.

На первом этапе проводится интерполяция табличных значений «паспортного» массива факторов наклона ФОК стабилизации деэтанализованного конденсата. Данные массивы факторов наклона для компонентов относительно их температур кипения частично представлены на рис. 2 и 3.

Интерполяция проводится по заданным ключам – в данном случае это число теоретических тарелок ректификационной колонны и флегмовое число. В результате интерполяции определяются факторы наклона для индивидуальных компонентов  $S_i$ , соответствующие заданным величинам числа теоретических тарелок и флегмового числа. Рассчитанная по этим коэффициентам ФОК соответствует эффективности массообмена в колонне с заданным числом теоретических тарелок и флегмовым числом.

На втором этапе производится определение ФОК, соответствующей технологическому режиму, при котором обеспечивается выработка



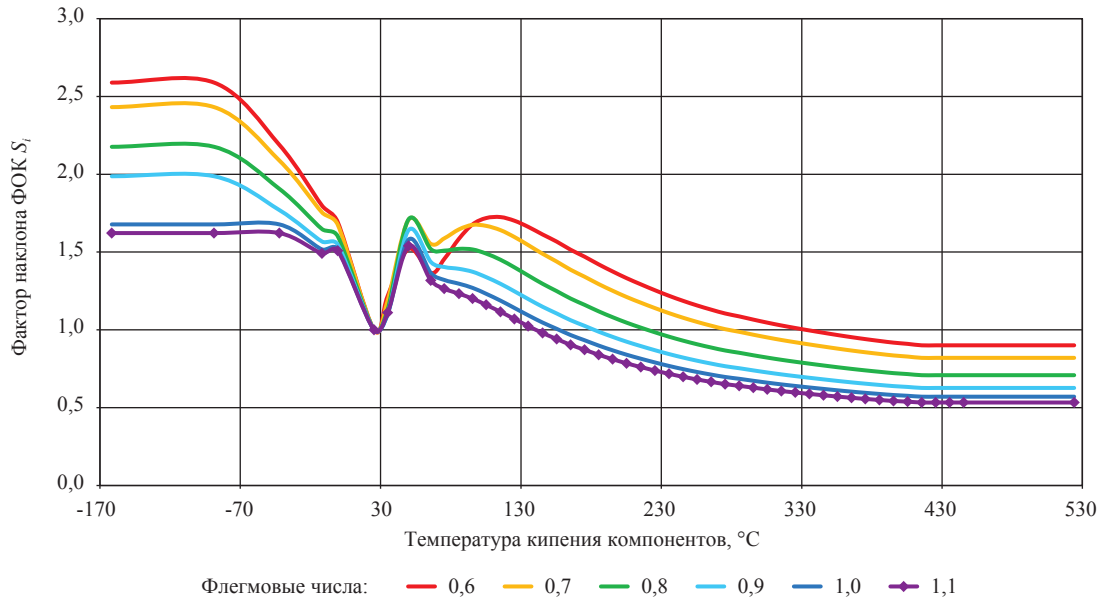


Рис. 2. Факторы наклона ФОК стабилизации конденсата для компонентов в зависимости от флегмового числа при постоянном числе теоретических тарелок – 12

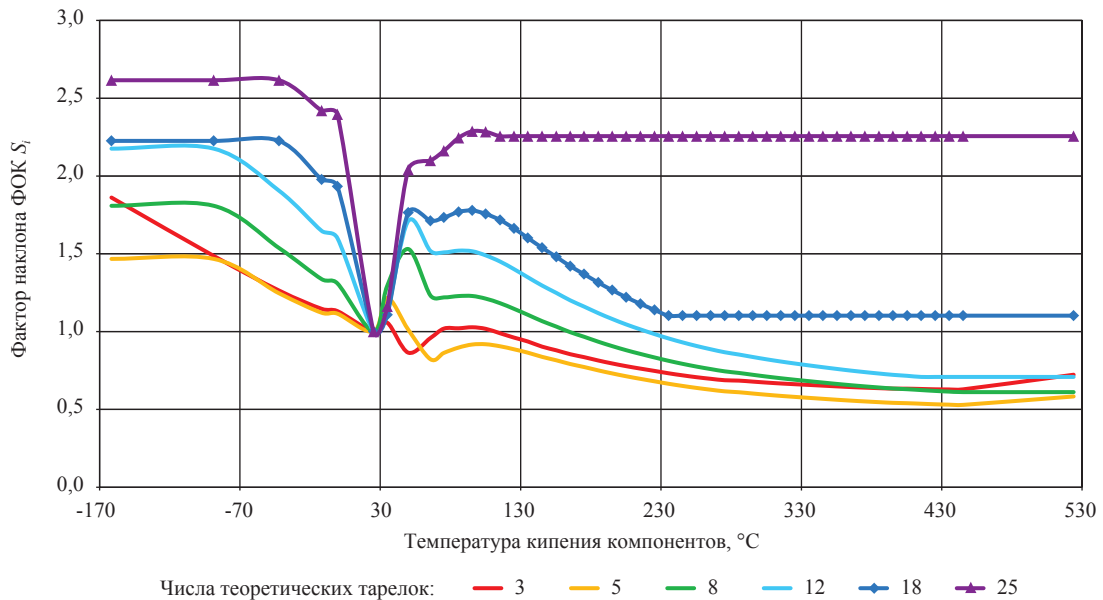


Рис. 3. Факторы наклона ФОК стабилизации конденсата для компонентов в зависимости от числа теоретических тарелок при постоянном флегмовом числе – 0,8

стабильного конденсата с требуемым ДНП по Рейду. Задается начальное значение подбираемой температуры кипения ключевого компонента  $T_{k_{50}}$ . По ней и полученным на первом этапе расчета (в результате проведенной интерполяции) значениям  $S_i$  с помощью модифицированного уравнения сигмоиды непосредственно вычисляются коэффициенты отбора компонентов. После этого исходя из масс компонентов во входящем потоке сырья и получен-

ных значениях  $KO_{i_{\text{ис}}}$  рассчитываются массы компонентов и общие массы продуктов ректификации (в частности, стабильного конденсата), по которым вычисляются их компонентно-фракционные составы. Далее по вычисленному составу вычисляется заданный в спецификации показатель (в рассматриваемом примере – ДНП по Рейду для стабильного конденсата). Если рассчитанное значение совпадает с заданной спецификацией с требуемой

точностью, расчет завершается. В противном случае принимается новое значение  $T_{k_{50}}$ , и все вышеописанные расчеты повторяются.

Для узлов разделения, соответствующих сепараторам «газ – жидкость», в которых процесс разделения может быть описан с помощью фазового равновесия (при необходимости – с элементами уноса фаз) «паспортные» массивы ФОК не создаются. Для таких элементов коэффициенты отбора компонентов рассчитываются непосредственно по результатам расчетов фазовых равновесий «жидкость – пар», которые реализованы в комплексной модели на базе положений и математических выкладок, подробно изложенных в работе [4].

Процедура подбора режима выработки продукта, соответствующего заданной спецификации, заключается в итерационном подборе температуры сепарации при заданном давлении. В некоторых, достаточно редких случаях может потребоваться выполнение обратной задачи – подбора давления сепарации при заданной температуре. Тогда для выполнения расчета в обязательном порядке задается давление сепарации. Далее в процессе итерационного расчета принимается начальное значение температуры сепарации, после чего рассчитывается фазовое равновесие входящего в узел разделения потока, на основе полученных результатов вычисляются массы и компонентно-фракционный состав газовой и жидкой фаз (легкого и тяжелого продуктов узла разделения), и по ним определяется значение заданного в спецификации свойства. При совпадении рассчитанного и заданного значений с требуемой точностью расчет завершается. В противном случае меняется значение температуры сепарации, и расчетная процедура повторяется.

Выполнение расчетов по комплексной балансовой модели заключается в последовательном проведении изложенных выше итерационных расчетов каждого узла разделения, представленного в поточной схеме. Расчеты ведутся, начиная с узлов, для которых известны массовый расход и состав поступающего сырья. По результатам расчетов материально-компонентных балансов этих технологических элементов и прописанных в балансовой модели межэлементных связей рассчитываются массы компонентов и составы входящего сырья следующих узлов поточной схемы, и для них проводятся аналогичные рас-

четы. После завершения расчета всех узлов поточной схемы формируется ее сводный материально-компонентный баланс, определяются составы всех потоков балансовой модели, и по ним рассчитываются их физико-химические свойства и показатели качества по методикам, преимущественно изложенным в работе [1] с небольшими изменениями и дополнениями для некоторых свойств. Наиболее значительным относительно публикации [1] изменением является реализация в комплексной модели представленной в работе [5] методики расчета плотности жидких углеводородов, которая значительно уточняет расчет плотности для газонасыщенных потоков.

Кроме определения материально-компонентных балансов перерабатывающих процессов и характеристик (компонентно-фракционных составов, физико-химических свойств и показателей качества) всех потоков балансовая модель позволяет также оценить температурные режимы ректификационных колонн и сепараторов, необходимые для выработки продуктов с вычисленными (требуемыми) характеристиками. С этой целью для каждого технологического элемента задается рабочее давление, и по найденным составам продуктов при заданных давлениях рассчитываются температура начала кипения тяжелого продукта и температура начала конденсации легкого продукта. Эти температуры с вполне приемлемой точностью соответствуют температурам куба и верха простой ректификационной колонны или температурам боковых отборов и (или) куба стриппингов сложной колонны, в зависимости от конкретной технологической схемы и преобразования ее в поточную схему балансовой модели.

Вышеизложенная балансовая модель достаточно широко используется в проектной и производственной практике. По ней регулярно выполняются комплексные балансовые расчеты для следующих целей.

1. Формирование комплексных балансов для проработки вариантов реконструкции и перспективного развития Западно-Сибирского комплекса ОАО «Газпром» по добыче и переработке жидкого углеводородного сырья. В частности, в настоящее время проводятся варианты балансовые расчеты для разработки Инвестиционного замысла по развитию транспорта и переработки жидких углеводородов ОАО «Газпром» в Западной Сибири.

2. Подготовка исходных данных для проектирования разработки месторождений, реконструкции действующих и создания новых мощностей по переработке и транспорту жидкого углеводородного сырья. В частности, расчеты по модели выполнялись при проектировании разработки лицензионных участков 4 и 5 ачимовских отложений Уренгойского месторождения, подготовки исходных данных для проектирования технологических линий № 8 и 9 установки стабилизации конденсата Сургутского ЗСК, установки подготовки газа дезганизации Уренгойского ЗПКТ, установки стабилизации конденсата ачимовских отложений в составе альтернативной схемы подготовки и транспорта тяжелого сырья.

3. Обоснование изменений выходов продукции технологических установок переработки жидких углеводородов в связи с изменением составов поступающего сырья при производственном планировании. Расчеты по модели с этой целью выполняются ежеквартально с конца 2011 г.

Проводимые расчеты позволяют получать необходимую и достаточно полную информацию для комплексного анализа состояния, проблем и перспектив развития всех взаимосвязанных технологических объектов системы добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья, разработки решений с учетом синхронизации развития и ввода мощностей по добыче, транспорту и переработке. В конечном счете все это способствует повышению эффективности функционирования и развития Западно-Сибирского комплекса ОАО «Газпром».

## Список литературы

1. Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: учеб. пособие / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: КДУ, 2008. – 412 с.
2. Verhulst P.F. Notice sur la loi que la population poursuit dans son accroissement / P.F. Verhulst // Correspondance mathématique et physique. – 1838. – 10:113–121.
3. Kruger C.J.C. Constrained Cubic Spline Interpolation for Chemical Engineering Application / C.J.C. Kruger. – 2005. – [http://www.korf.co.uk/util\\_2.html](http://www.korf.co.uk/util_2.html)
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Hankinson R.W. Get accurate LNG densities with COSTALD / R.W. Hankinson, T.A. Coker, G.H. Thomson // Hydrocarbon Process. – United States, 1982. – Vol. 62. – P. 207–208.

УДК 622.276+661

А.И. Ларюхин, Л.Н. Еремина, Р.А. Митницкий

## Мониторинг физико-химических характеристик углеводородов для контроля и совершенствования добычи, подготовки и транспортировки продукции Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса

### Ключевые слова:

Уренгойский нефтегазоконденсатный комплекс, газ горючий природный, нестабильный конденсат, физико-химические исследования, хроматографический анализ, показатели качества, технические условия, компонентный состав, компонентно-фракционный состав.

### Keywords:

Urengoy oil, gas, condensate complex, combustible natural gas, unstable condensate, physical-chemical study, chromatographic analysis, quality data, technical conditions, component composition, component-fraction composition.

В настоящее время на месторождениях Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса (УНГКК) в промышленной эксплуатации находятся 16 газовых и 6 газоконденсатных промыслов, 2 нефтепромысла, 31 цех дожимных компрессорных станций, проложены тысячи километров газопроводов и организован бесперебойный транспорт коммерческого газа до межпромыслового коллектора с постоянной оценкой физико-химических характеристик и показателей качества углеводородной продукции месторождений (газа, нестабильного конденсата, нефти).

Анализ состава продуктов добычи и подготовки сырья выполняется методами газовой хроматографии в отделе физико-химических исследований Инженерно-технического центра (ИТЦ) филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». Отдел в составе Испытательного центра ИТЦ аккредитован Федеральной службой по аккредитации на техническую компетентность с 1997 г.

Мониторинг состава и свойств природного газа и нестабильного конденсата проводится с целью паспортизации для подтверждения качества товарной продукции требованиям нормативной документации [1, 2]. Результаты используются при проведении научных и комплексных промысловых исследований на объектах Общества с целью контроля и совершенствования технологических процессов добычи и подготовки углеводородного сырья.

Первые хроматографические анализы природного газа и нестабильного конденсата выполнялись на хроматографах ЛХМ-80 и «Цвет-500». Анализы проводились методом обратной продувки с определением углеводородных компонентов  $C_1$ – $C_{6+в}$  и азота. Обработка и расчет полученных хроматограмм выполнялись вручную, что вносило достаточно существенную погрешность при расчете как компонентного состава анализируемой продукции, так и ее физико-химических характеристик (плотность, теплота сгорания), являющихся основой в коммерческом учете добываемых углеводородов.

С 1997 г. определение полного компонентного и компонентно-фракционного составов (КФС) природного газа и нестабильного конденсата проводится на высокоточной современной хроматографической технике – газовых хроматографах 6890N и 7890A (фирма Agilent), Master GC (фирма DANI), «Кристалл 5000», «Цвет-800» – в соответствии с актуализированными методиками измерений.

С 2011 г. физико-химические исследования газа выполняются в соответствии с новыми межгосударственными стандартами по определению физико-химических показателей – ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» и ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений мольной доли компонентов», суть которых состоит в определении полного компонентного состава газа с оцениванием расширенной неопределенности; вычислении теплоты сгорания, плотности и числа Воббе с точностью, отвечающей современным требованиям.

Природный газ месторождений УНГКК добывается из газоносных залежей, залегающих на разной глубине, и разделяется на четыре вида: сеноманский, неокомский, ачимовский и нефтяной попутный.

**Газ сеноманской залежи** более чем на 99 % мол. состоит из метана и не содержит вредных примесей, доля остальных компонентов, включая постоянные газы и углеводороды до  $C_3$ , не превышает 0,9 % мол. Молярная доля азота составляет 0,80 %,  $CO_2$  – 0,04 %, гелия – 0,013 %; водород в газе сеноманской залежи отсутствует. Плотность сеноманского газа практически не меняется по времени и промыслам, составляя в среднем 0,674 кг/м<sup>3</sup>. Низшая теплота сгорания равна 33,2 МДж/м<sup>3</sup>.

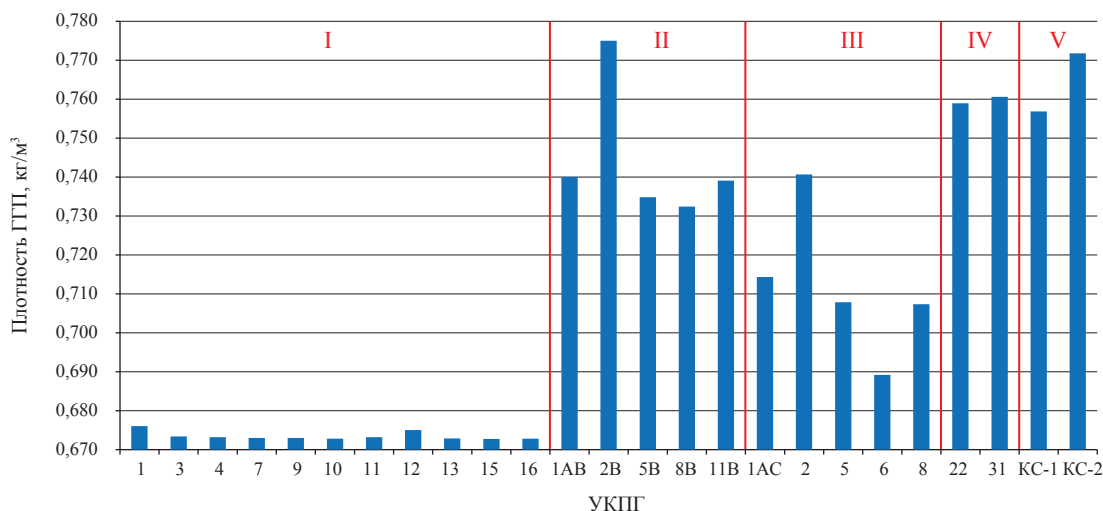
Природный **газ неокомских залежей** содержит 88–92 % мол. основного компонента метана и до 12 % мол. остальных неуглеводородных (НУВ) и углеводородных (УВ) компонентов до  $C_8$ . Молярные доли компонентов находятся на уровне: этана – 5 %;  $CO_2$  – 0,15 %; азота – 0,6 %; гелия – 0,011 %; водорода – 0,003 %. Плотность газа составляет в среднем 0,737 кг/м<sup>3</sup>; низшая теплота сгорания равна 36,0 МДж/м<sup>3</sup>.

Природный **газ ачимовских отложений** содержит около 88–89 % мол. метана и 11–12 % мол. НУВ и УВ компонентов. Молярное содержание гелия – 0,006 %, водорода – 0,0015 %. Плотность газа составляет в среднем 0,760 кг/м<sup>3</sup>; низшая теплота сгорания – 36,7 МДж/м<sup>3</sup>.

Подаваемый в межпромысловый коллектор (МПК) **нефтяной попутный газ** с компрессорных станций нефтяных промыслов (КС-1 НП-1 и КС-2 НП-2) содержит 89–90 % мол. метана и 10–11 % мол. НУВ и УВ компонентов до  $C_8$ . Молярная доля этана находится на уровне 5,0 %;  $CO_2$  – 0,08 %, что в 2 раза превышает его концентрацию в газе сеноманской залежи; молярная доля азота на уровне содержания в газе неокомских залежей – около 0,6 %; молярное содержание гелия и водорода составляет 0,010 и 0,003 % соответственно. Плотность – около 0,764 кг/м<sup>3</sup>; низшая теплота сгорания – 37,0 МДж/м<sup>3</sup>.

На рис. 1, отражающем плотности газа горючего природного (ГПП) месторождений УНГКК, наглядно представлен преимущественно метановый состав ГПП, различающийся по содержанию этана, азота, диоксида углерода, гелия и водорода.

Молярная доля *этана* колеблется от следовых количеств в газе сеноманской залежи до 7 % в газе ачимовских отложений; молярная доля  $CO_2$  в газе ачимовских отложений составляет 1,0 %, что в 4–5 раз превышает его концентрацию в газе неокомских залежей и в 25 раз – в сравнении с сеноманским газом. Содержание *азота* в газе ачимовских отложений – 0,2 %, что в разы меньше его концентрации в газах сеноманской и неокомских залежей – 0,8 и 0,6 % соответственно. Содержание *гелия* в газе сеноманской залежи составляет 0,012 %, неокомских залежей – 0,011 %, ачимовских отложений – 0,006 %. Молярная доля *водорода* в газе



Природный газ месторождений УНГКК:  
I – сеноманский; II – неокомский; III – смесевый; IV – ачимовский; V – нефтяной попутный

Рис. 1. Плотность газа по объектам добычи УНГКК

неокомских залежей – 0,003 %, ачимовских отложений – до 0,002 %; в газе сеноманской залежи водород отсутствует.

На рис. 2 представлено молярное содержание компонентов в газе сеноманской, неокомских залежей и ачимовских отложений УНГКК.

В табл. 1 приведены усредненные компонентные составы природного газа УНГКК.

С целью контроля качества измерений при анализе проб природного газа проводятся проверка приемлемости измерений молярной доли компонентов и контроль точности с использованием контрольного образца состава природного газа в баллоне под давлением. Расширенная неопределенность результатов измерений соответствует значениям, приведенным в табл. 2 ГОСТ 31371.7.

Качество газа УНГКК, регламентируемое СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия», СТО 05751745-106-2012 «Газ горючий природный попутный. Технические условия», соответствует нормативным требованиям.

В газе установлено отсутствие кислорода и механических примесей, следовые содержания  $H_2S$  – менее 0,0001 г/м<sup>3</sup> при норме не более 0,007 г/м<sup>3</sup>; меркаптановой серы – менее 0,0002 г/м<sup>3</sup> при норме не более 0,016 г/м<sup>3</sup>; общей серы – менее 0,0001 г/м<sup>3</sup> при норме не более 0,03 г/м<sup>3</sup>. Содержание диоксида углерода находится в диапазоне от 0,02 % мол. в газах сеноманской и неокомских залежей до 1,0 % мол. в ачимовском газе при норме не более 2,5 % мол.

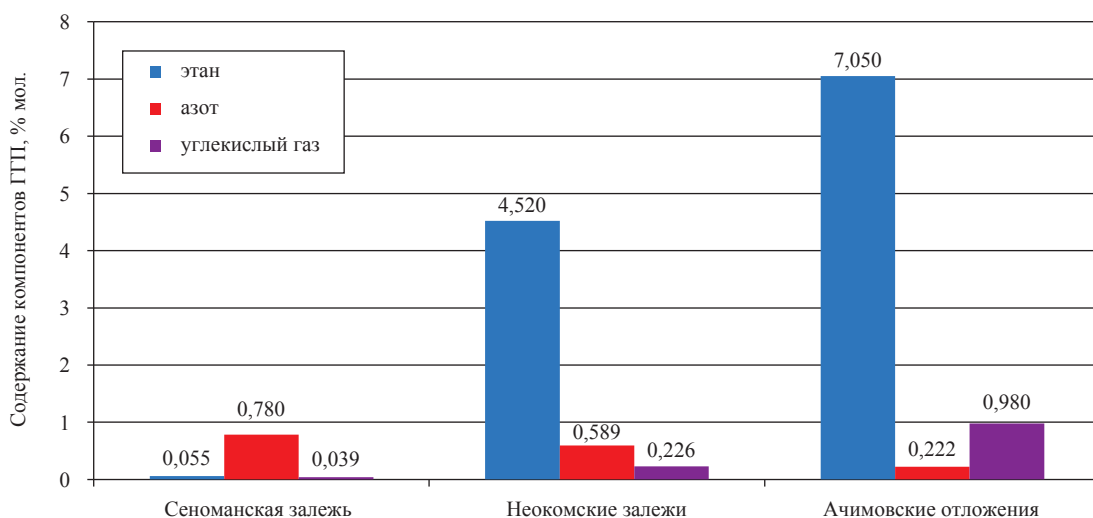


Рис. 2. Содержание компонентов в природном газе УНГКК

Таблица 1

Усредненные компонентные составы природного газа УНГКК

№	Компонентный состав, % мол.	Сеноманская залежь	Неокомские залежи	Ачимовские отложения	Нефтяной попутный газ
1	Метан	99,113	91,994	88,921	90,556
2	Этан	0,055	4,520	7,050	5,030
3	Пропан	0,001	1,850	2,200	2,230
4	<i>i</i> -Бутан	Отсутствует	0,370	0,283	0,520
5	<i>n</i> -Бутан	Отсутствует	0,334	0,253	0,580
6	<i>neo</i> -Пентан	Отсутствует	0,003	0,001	0,007
7	<i>i</i> -Пентан	Отсутствует	0,053	0,037	0,163
8	<i>n</i> -Пентан	Отсутствует	0,032	0,025	0,126
9	Гексаны	Отсутствует	0,011	0,013	0,074
10	Гептаны	Отсутствует	0,003	0,006	0,025
11	Октаны	Отсутствует	0,001	0,001	0,001
12	Азот	0,780	0,589	0,222	0,599
13	CO <sub>2</sub>	0,039	0,226	0,980	0,076
14	Гелий	0,012	0,011	0,006	0,010
15	Водород	Отсутствует	0,003	0,002	0,003

Физико-химические исследования нестабильного конденсата (НК) проводятся с использованием газовых хроматографов «Кристалл 5000» и «Цвет-800» в соответствии со СТО Газпром 5.5-2007 «Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового углеводородного состава».

Анализ НК проводится методом прямой разгонки в режиме температурного программирования с определением полного КФС. НК Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) представлен УВ от  $C_1$  до  $C_{30}$  и содержит около 17 % мас. основного компонента – октана.

На основании полученных результатов КФС выполняются расчеты плотности конденсата газового нестабильного (КГН) по СТО Газпром 5.1-2005 «Методика определения физико-химических характеристик нестабильных жидких углеводородов. Расчет плотности и объемных свойств». По сравнению с началом разработки плотность НК с ГКП-1А и ГКП-5 (газоконденсатный промысел – ГКП), рассчитанная при стандартных условиях, уменьшилась на  $55 \text{ кг/м}^3$ , с ГКП-8 – на  $35 \text{ кг/м}^3$ . НК с ГКП-2 и ГКП-11 значительно облегчился: с ГКП-2 за период 1985–2013 гг. плотность уменьшилась на  $70 \text{ кг/м}^3$ ; с ГКП-11 – на  $40 \text{ кг/м}^3$  за период 2004–2013 гг.; плотность КГН с ГКП-22,31 (ачимовские отложения) находится в диапазоне от 680 до  $700 \text{ кг/м}^3$ .

В связи с введением в действие СТО Газпром 5.11-2008, регламентирующего определение серосодержащих соединений, в 2011 г. расширена область аккредитации по определению общей серы, сероводорода и меркаптановой серы в нестабильном конденсате. Согласно технологической классификации СТО Газпром 5.11-2008 НК неокотских залежей УНГКК относится к I группе по массовому содержанию общей серы (до 0,0006 %), НК ачимовских отложений – ко II группе (массовое содержание общей серы составляет в среднем 0,013 %).

На рис. 3 представлено массовое содержание общей серы в нестабильном конденсате УНГКК.

В табл. 2 и на рис. 4 приведены усредненные физико-химические характеристики НК УНГКК.

При проведении количественного химического анализа НК проводится контроль качества результатов измерений по ГОСТ Р ИСО 5725-6, используя контроль стабильности среднеквадратического отклонения промежуточной прецизионности и показателя правильности. Погрешность результатов измерений не превышает значений, приведенных в табл. 7.13 СТО Газпром 5.5-2007.

Данные, полученные по полному компонентному и компонентно-фракционному составу природного газа и нестабильного конденсата, в том числе детальная информация по составу тяжелых углеводородов, позволяют точнее

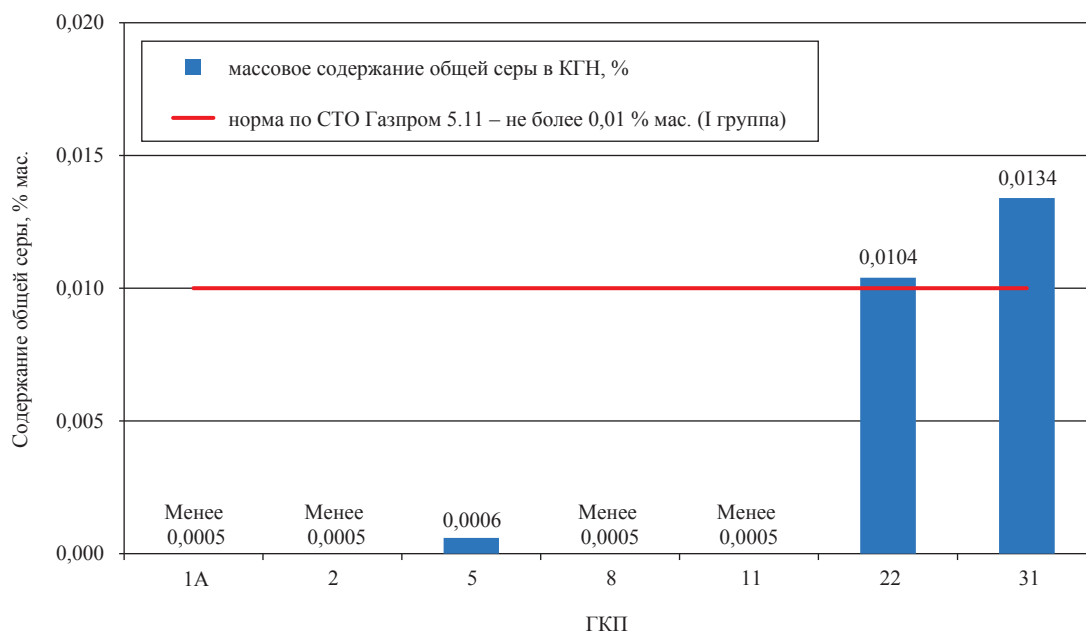


Рис. 3. Массовое содержание общей серы в НК УНГКК

Таблица 2

## Усредненные физико-химические характеристики НК

Характеристики НК	Неокомские залежи Уренгойского НГКМ	Неокомские залежи Ен-Яхинского НГКМ	Ачимовские отложения
Содержание $C_1+C_2$ , % мас.	10,252 (25,634*)	4,986	6,132
Плотность при рабочих условиях, $kg/m^3$	616,6 (564,1*)	626,4	688,0
Содержание $C_{6+в}$ , % мас.	47,397 (19,137*)	45,2642	70,789
Диапазон температур кипения последней фракции (F), °C	460–470	460–470	480–490

\* Характеристики НК УКПГ-2В.

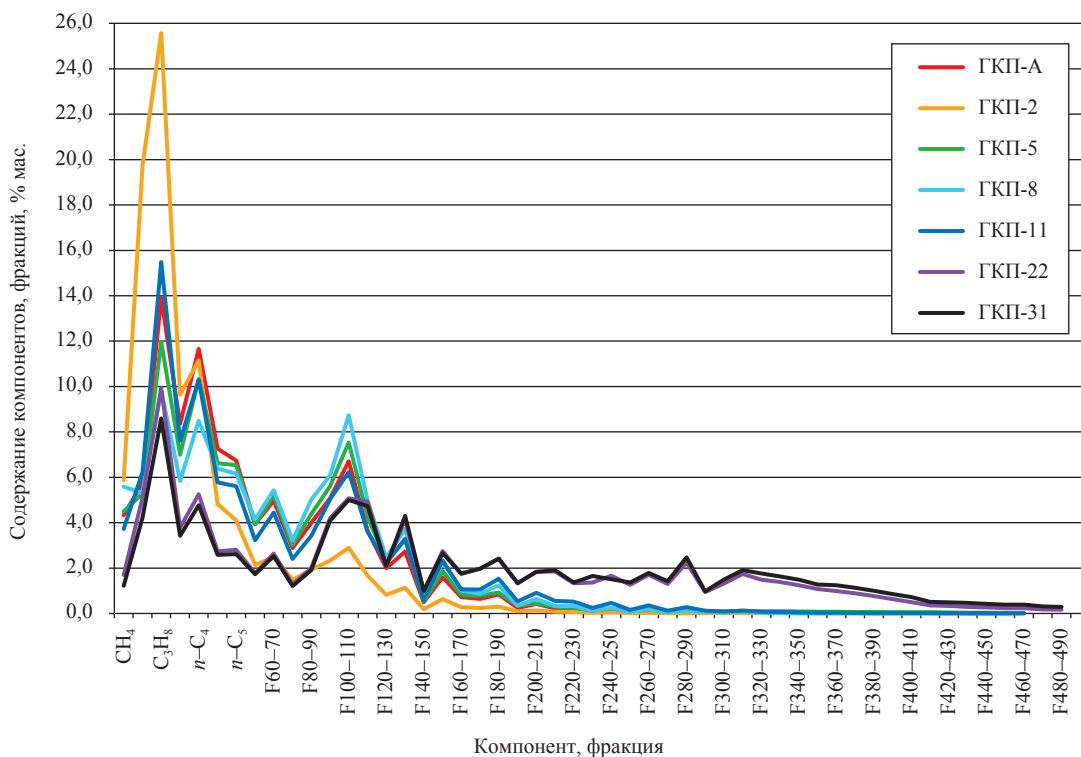


Рис. 4. Содержание компонентов и фракций в НК УНГКК

определять физико-химические характеристики анализируемых проб, необходимых при коммерческом учете добываемой продукции.

Результаты физико-химических исследований природного газа и нестабильного конденсата широко используются для контроля и совершенствования технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья (УВС) на УНГКК. В частности в ООО «Газпром добыча Уренгой» на протяжении последних десяти лет проводится работа по внедрению моделирования технологических процессов промышленной обработки УВС в практику мониторинга и планирования действующих производств.

Применение математического моделирования технологических процессов позволяет

решать ряд важных производственных задач, а именно:

- анализ и планирование добычи, транспорта, переработки и реализации жидких углеводородов;
- определение оптимальных режимов работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ);
- определение состава поступающего на УКПГ многофазного флюида, что необходимо для уточнения объемов при списании запасов полезных ископаемых, определения потерь УВ и непосредственно для уточнения моделей и балансовых расчетов.

В настоящее время в ООО «Газпром добыча Уренгой» имеются модели всех валанжинских промыслов, используемые для расчета ба-



лансов продукции и технологических режимов как при существующих условиях работы, так и для прогнозирования работы УКПГ в соответствии с изменяющимися условиями добычи и технологическими режимами.

На основе расчетно-технологического моделирования выполнены следующие разработки:

- определено оптимальное давление низкотемпературной сепарации для текущих условий неоконченных залежей. Эти исследования были учтены в Проекте разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений УНГКМ на полное развитие;

- обоснована технология двухступенчатого дросселирования валанжинского газа и компримирования осушенного газа валанжинских залежей на дожимной компрессорной станции (ДКС) I или II ступени сеноманской УКПГ. Рассчитаны оптимальные параметры ее работы. В настоящее время эта технология внедрена практически на всех промыслах УНГКК;

- разработан способ подготовки газа на сеноманских УКПГ путем предварительной осушки газа при низком давлении в одном из технологических цехов и окончательной осушки при высоком давлении в другом цехе;

- выполнен значительный объем расчетных исследований и по технологии десорбции и рециркуляции метанола. Причем эта работа проводилась неоднократно на протяжении последних 10 лет на базе различных программных комплексов с уточнением параметров и различных подходов.

В течение последних лет с помощью разработанных моделей:

- рассчитаны газосборные сети УКПГ, дан прогноз характеристик их работы на перспективу и определены сроки их реконструкции для обеспечения проектной добычи;

- определены сроки ввода валанжинских ДКС для различных вариантов подготовки газа;

- выполнены балансовые расчеты всех валанжинских УКПГ;

- определены объемы и составы газов дегазации при вводе в эксплуатацию насосной станции по перекачке конденсата и объемы сырья для строящегося химического комплекса;

- обоснованы оптимальные уровни давления низкотемпературной сепарации;

- рассчитаны термобарические параметры при двухступенчатом дросселировании валанжинского газа.

Одним из основных этапов любой работы по моделированию является создание и адаптация адекватных расчетных технологических моделей УКПГ на основе исходных данных по термобарическим параметрам и составам потоков. Ключевым вопросом адаптации технологической модели является получение исходных данных в необходимом объеме и качестве. Поэтому первоначальной и важной задачей было создание пополняемой базы данных для расчетной модели (ведется с 1987 г.). Сведения о полученных в ходе исследований на промысле технологических параметрах и результатах хроматографических анализов, отражаемых в базе данных, включают:

- дату и место отбора пробы (УКПГ, № технологической нитки и т.п.);

- показатель расхода продукции в местах отбора проб;

- значения давления и температуры в местах отбора проб;

- значения давления и температуры в сепараторах;

- состав, плотность, молекулярную массу газа и НК;

- потери  $C_{3+}$  и  $C_{5+}$  с газом сепарации.

Данная база пополняется постоянно, что обусловлено составлением паспортов качества и справок по средневзвешенному составу газов сепарации и НК. Для нужд моделирования проводится выборка данных за один месяц. Такая периодичность позволяет изучать и анализировать данные с позиции стабильности их во времени, влияния сезонных факторов, отклонения измеренных и расчетных параметров и показателей во времени, характеризуя точность и статистическую достоверность модели промысла.

На рис. 5 приведены этапы создания действующей модели. Результаты хроматографических анализов пересчитываются в компонентно-фракционные составы, по которым рассчитывается входной флюид. На основе промысловых исследований и информационно-управляющей системы диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Уренгой» (ИУСДУ) пополняются базы данных, из которых формируются необходимые исходные параметры для расчетов в модели УКПГ. При этом данные ИУСДУ подвергаются анализу и фильтрации в связи с наличием недостоверной или ошибочной информации. Дополнительно используются данные предельно допустимых сбросов (ПДС) УГПУ по суточной добыче [3].

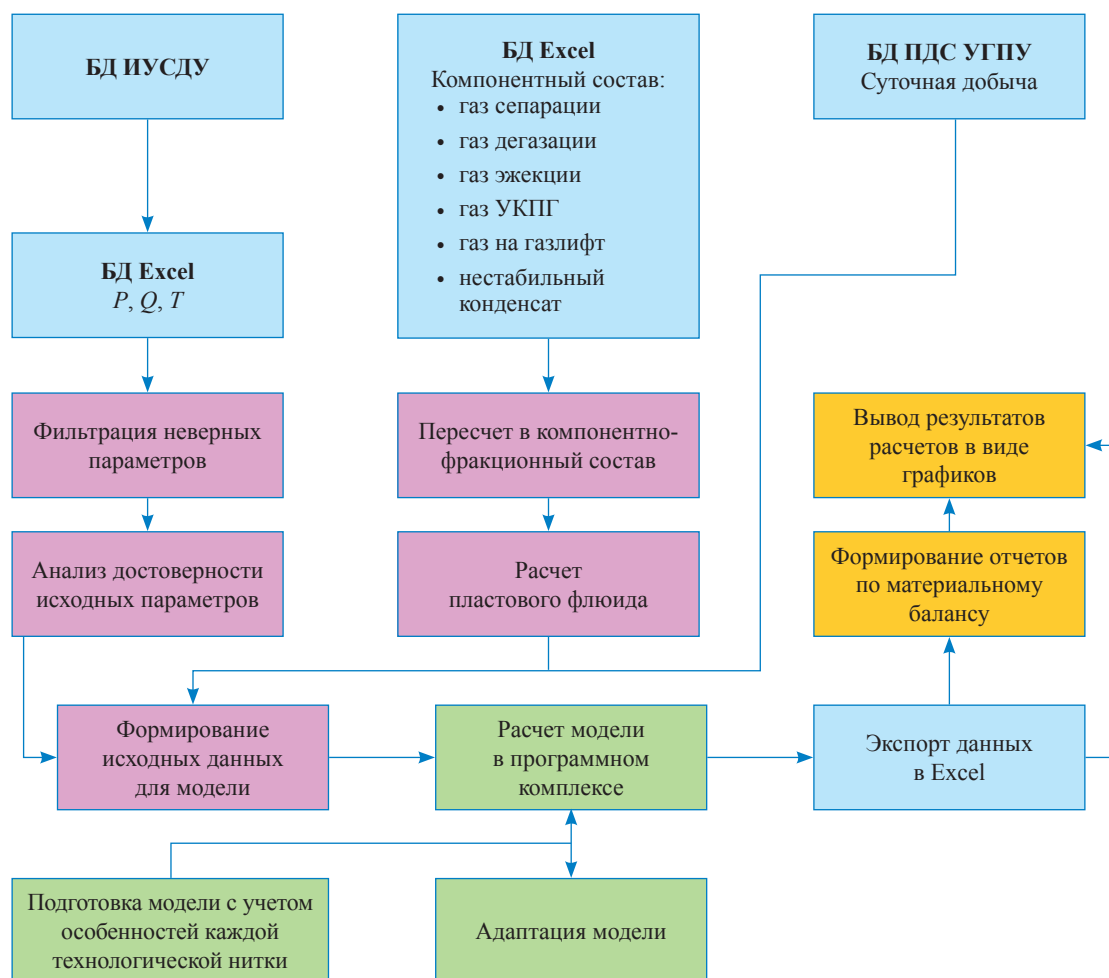


Рис. 5. Схема разработки расчетной модели УНГКК

Таким образом, налаженная систематическая работа в ООО «Газпром добыча Уренгой» в области определения физико-химических свойств добываемых углеводородов позволяет решать широкий круг задач в области контроля и совершенствования технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья УНГКК.

### Список литературы

1. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М., 2011. – С. 4–5.
2. СТО Газпром 5.11-2008 «Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия». – М., 2008. – 6 с.
3. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса / ООО «Уренгойгазпром» // Сб. науч. тр. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – С. 103–108.

УДК 622.279

**Р.М. Минигулов, Д.Н. Грицишин, И.С. Аболенцев**

## Установка подготовки газа с удаленным управлением и автономным энергоснабжением

Согласно стратегиям бизнеса предприятий топливно-энергетического комплекса, оптимизация и снижение операционных расходов на производство продукции является одной из приоритетных задач.

На объектах ОАО «Газпром» (на Муравленковском, Южно-Русском, Заполярном и Бованенковском месторождениях) применяются малолюдные технологии.

Рассмотрим небольшие месторождения, расположенные удаленно от всех производственных инфраструктур, с плановыми годовыми отборами газа до 5 млрд м<sup>3</sup> – Северо-Ханчейское и Хадырьяхинское. Из-за высоких капитальных и эксплуатационных затрат данные месторождения находятся на грани рентабельности или нерентабельны вообще. Для их обустройства необходимо строительство объектов инфраструктуры: вахтовых жилых комплексов, опорных баз, котельных, систем водоочистки и водоотведения, пожарных постов, полигонов твердых бытовых отходов (ТБО), что повысит капитальные затраты и эксплуатационные расходы, в то же время снизив прибыль за счет высокой себестоимости газа.

Для уменьшения этих затрат возможно применение *безлюдных технологий* – совокупности технологического оборудования и автоматических систем управления, при которых отсутствует необходимость непосредственного нахождения человека на объекте управления.

Следует отметить, что в России в области добычи и подготовки газа, нефти и конденсата данные технологии еще не используются. В дальнейшем при их внедрении необходимо соблюдение требований законодательства РФ. На основании анализа отечественной законодательной базы в сфере промышленной безопасности можно сделать вывод о том, что постоянное присутствие обслуживающего персонала не закреплено в законах и в основном сводится к требованиям общего характера, например:

- укомплектовать штат в соответствии с установленными требованиями (ФЗ № 116, ст. 9, п. 1);
- владелец обязан установить порядок, при котором персонал ведет тщательное наблюдение (осмотр) за оборудованием (ПБ 03-576-03 (сосуды под давлением), пп. 7.1.1.);
- на опасных производственных объектах, где невозможна круглосуточная охрана, установить запрещающие знаки (ПБ 08-624-03, пп. 3.1.8);
- во время работы печи с форсунками обеспечить периодический визуально-измерительный контроль (ПБ 08-624-03, пп. 3.5.4.53);
- контроль за безопасной эксплуатацией трубопроводов осуществляется в установленном порядке (ПБ 03-585-03, пп. 9.2.2);
- технические устройства на опасных производственных объектах подлежат техническому осмотру. Объем и сроки проведения профилактических работ для технических устройств определяются в технической документации (Постановление Правительства РФ от 25.12.98 № 1540, п. 9).

Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности (123-ФЗ, ст. 99), производственные объекты должны обеспечиваться наружным противопожарным водоснабжением (противопожарным водопроводом, природными или искусственными водоемами). Данное требование влечет за собой строительство лафетных стволов, резервуаров, противопожарных водопроводов и насосных станций с последующим их обогревом, что обуславливает необходимость постоянного

**Ключевые слова:**

установка подготовки газа, безлюдная технология, терминал удаленного управления, автономные источники энергоснабжения.

**Keywords:**

gas treatment plant, deserted technology, remote terminal management, autonomous sources of power supply.

контроля и проведения ежедневных ревизионных работ (из-за низких температур окружающего воздуха).

Альтернативой водяному пожаротушению может стать применение газового и порошкового тушения, а также использование самосрабатывающих огнетушителей при условии разработки и утверждения в установленном порядке специальных технических условий.

Рассмотрим внедрение безлюдных технологий на примере обустройства Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского лицензионных участков, расположенных в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 100 км северо-восточнее г. Тарко-Сале. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Восточно-Таркосалинское (ВТСМ), Ханчейское и Юмантыльское.

Разработку сеноманской части Северо-Ханчейского месторождения планируется вести с максимальной годовой добычей газа в объеме 1,3 млрд м<sup>3</sup>/год, Хадырьяхинского – в объеме 2,8 млрд м<sup>3</sup>/год. Газ месторождений по характеристикам относится к «сухому» сеноманскому. Пластовые давления колеблются от 11,4 МПа для пласта ПК<sub>1</sub> до 19 МПа для пластов ПК<sub>20</sub><sup>19</sup>, АТ<sup>6</sup>. Сбор газа на Северо-Ханчейском месторождении будет осуществляться от 10, а на Хадырьяхинском – от 20 скважин. Рабочее

давление в системе газосбора принимается равным статическому давлению на устье скважин пласта ПК<sub>1</sub> (11 МПа) (рис. 1).

Для скважин пласта ПК<sub>20</sub><sup>19</sup> со статическим давлением на устье 15 МПа и пласта АТ<sup>6</sup> со статическим давлением 19 МПа предусматриваются редуцирование давления до 11 МПа и установка предохранительных клапанов со сбросом газа на факел (для защиты газосбора). Длина газосборной сети от кустов газовых скважин двух лицензионных участков составит около 72 км.

Для обеспечения безгидратного режима работы газосборов и установки предварительной подготовки газа (УППГ) предусматривается строительство метанопровода длиной 40 км от скв. Р-925 Юмантыльского месторождения (см. рис. 1). Метанол от построенного метанопровода будет подаваться на Северо-Ханчейскую УППГ (в т.ч. на скважины) насосным оборудованием от газоконденсатной установки комплексной подготовки газа (УКПГ) ВТСМ без строительства буферных и расходных емкостей.

Природный газ двух месторождений от газовых скважин будет поступать на УППГ Северо-Ханчейского лицензионного участка, а затем транспортироваться по газопроводу внешнего транспорта (70 км) на УКПГ ВТСМ

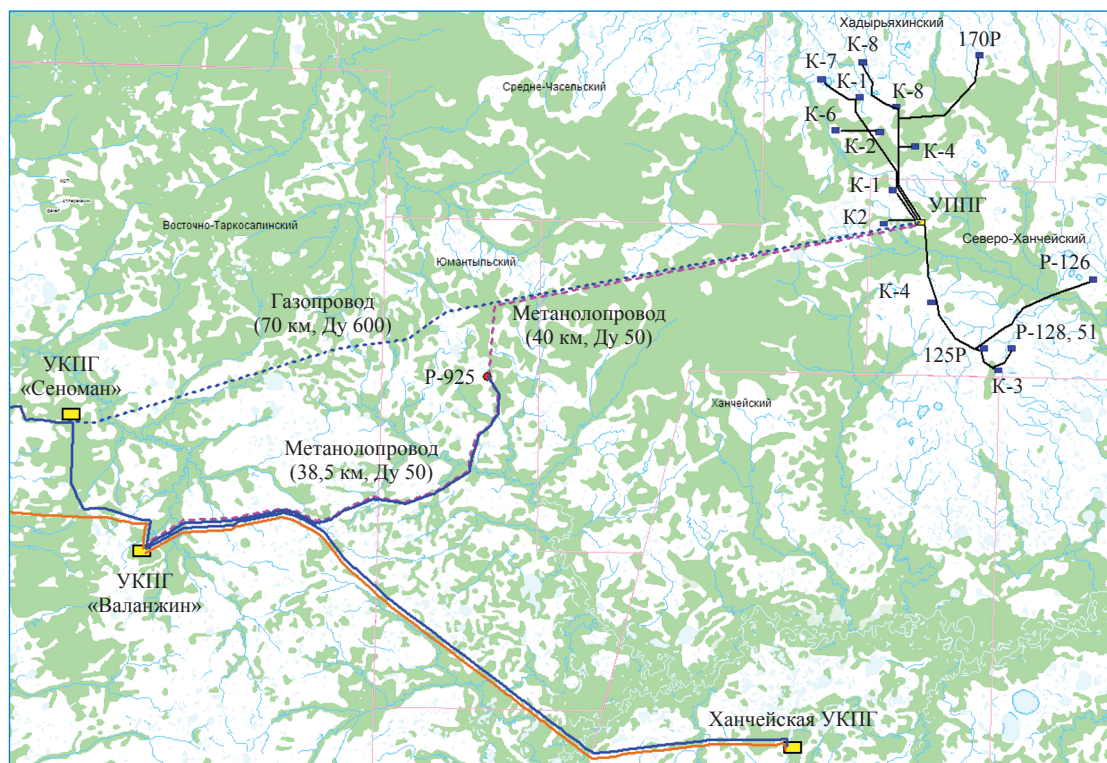


Рис. 1. Схема обустройства Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского месторождений

(см. рис. 1), где будет проходить его окончательная подготовка в соответствии с требованиями стандартов ОАО «Газпром».

Природный газ от газовых скважин по газопроводам-шлейфам будет поступать на УППГ (две технологические нитки низкотемпературной сепарации (НТС)) для очистки от механических примесей и капельной жидкости до температуры точки росы (ТТР)  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Технологическая нитка включает: входной сепаратор, теплообменник «газ – газ», клапан регулятор, сепаратор НТС, коммерческий узел учета. Пластовая жидкость из сепараторов будет сжигаться на горизонтальном факеле установки (ГФУ).

Монтаж трубопроводов для транспортировки отсепарированной жидкости будет выполнен с уклоном в сторону горизонтального факельного устройства. Вместо традиционной схемы арматурных блоков «регулирующий клапан – байпас» будет применена схема «работающий клапан регулятор – резервный клапан регулятор».

Планируется использование средств измерений с малым энергопотреблением – например, для измерения углеводородных сред возможно применение накладных ультразвуковых расходомеров. Для электроснабжения автоматической системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) УППГ и кустов скважин (передачи параметров работы, аварийной остановки) будут применены источники автономного электроснабжения (ветрогенератор + солнечная батарея). При этом электронное оборудование будет скомпоновано в металлические контейнеры и установлено подземно.

Потребители электроэнергии будут подразделяться на две группы:

1) постоянные – приборы КИПиА, средства связи, средства АСУТП, насосы циркуляции теплоносителя или греющий кабель (+10 кВт). Их суммарная мощность составит около 3кВт (+10 кВт электрообогрев);

2) периодического включения – электропривод арматуры, розжиг факельной системы, освещение (мощностью около 3кВт).

Для генерации электроэнергии 6кВт возможно применение энергогенератора Ormat (Израиль) (наработка на отказ – 30000 ч за 3,5 года) или микротурбины Capstone (США) (капитальный ремонт – через 7 лет, ТО – один раз в год) по схеме «1 рабочий + 1 резервный».

В основном электроэнергия на УППГ будет расходоваться на работу миникотельной с цир-

куляционными насосами теплоносителя (обогрев трубопроводов отсепарированной жидкости). Также возможен вариант, при котором вместо котельной будет установлена печь огневого подогрева или греющий электрокабель.

Планируемая штатная численность персонала объектов месторождения – 0 чел, так как периодический осмотр оборудования предполагается проводить один раз в 6 месяцев силами специалистов ВТСМ, доставка которых будет осуществляться вертолетным транспортом. В связи с этим на ВТСМ потребуется увеличение штатной численности всего на 4 человека (2 оператора и 2 слесаря) при традиционном методе работы. Для сравнения – в случае непосредственного присутствия работников на планируемой Северо-Ханчейской УППГ потребуется 26 единиц штатной численности.

Плановый останов УППГ планируется выполнять один раз в два года для проведения технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением, гидравлических испытаний трубопроводов (один раз в восемь лет), замены оборудования.

Управление УППГ будет осуществляться в автоматическом режиме программным комплексом управления средствами АСУ ТП, таким образом, постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала не потребуются. В случае возникновения аварийной ситуации в работу включится система противоаварийной защиты, функционирующая также в автоматическом режиме.

В диспетчерской сеноманской УКПГ ВТСМ будет оборудовано дополнительное автоматизированное рабочее место для осуществления функций периодического контроля за Северо-Ханчейской УППГ:

- цифрового видеонаблюдения для обеспечения визуального контроля за технологическим оборудованием и охранным периметром (в том числе за ГФУ);

- контроля за технологическими параметрами (с возможностью удаленного дистанционного управления);

- контроля за технологическими уставками (min/max) программного комплекса автоматического регулирования и системы противоаварийной защиты;

- сбора данных системы газо- и пожарообнаружения.

Таким образом, автоматическое обеспечение подачи газа в трубопровод с заданным

количеством и качеством будет осуществляться средствами АСУ ТП с использованием программного комплекса управления, состоящего из подпрограмм, неразрывно связанных между собой функциями, зависимостями и уставками min/max.

Рассмотрим некоторые них.

**Регулирование расхода газа.** Задание товарного расхода газа разделяется на технологические нитки (или сразу задается расход на каждую нитку, если это требуется), затем товарный расход распределяется на скважины и пересчитывается на валовую добычу, при этом проверяется условие  $Q_{скв\ min} < Q_{скв\ вал} < Q_{скв\ max}$ , где  $Q_{скв\ min}$ ,  $Q_{скв\ max}$  – минимальный и максимальный дебиты скважины, определяемые геологическими условиями разработки месторождения;  $Q_{скв\ вал}$  – фактический валовый дебит скважины.

Валовая добыча каждой скважины пересчитывается на требуемую степень открытия ( $K_v$ ) клапана-регулятора, после чего выдается задание на открытие или закрытие скважинным клапанам-регуляторам при постоянном контроле условия  $P_{min} < P_{факт} < P_{max}$ , где  $P_{min}$ ,  $P_{max}$  –

минимальное и максимальное давления скважины, определяемые геологическими условиями разработки месторождения;  $P_{факт}$  – фактическое давление. Изменение расхода газа на скважинах меняет давление и температуру в низкотемпературном сепараторе (НТС), которую поддерживает подпрограмма регулирования температуры. Также разрабатываются подпрограммы: поддержания давления в газосборной сети; подачи метанола; поддержания уровня жидкости в емкости-дегазаторе.

**Регулирование температуры.** Подпрограмма осуществляет постоянный контроль условий  $T_{min} < T_{факт} < T_{max}$  и  $P_{min} < P_{факт} < P_{max}$ . При изменении параметра, выходящего за установленные min и max, программа рассчитывает  $K_v$  и выдает задание клапану-регулятору перед С-2. В данном случае  $T_{min}$ ,  $T_{max}$  – минимальное и максимальное значения температуры НТС, определяемые из условий внешнего транспорта газа;  $T_{факт}$  – фактическое значение температуры;  $P_{min}$ ,  $P_{max}$  – минимальное и максимальное давления газа в С-2, определяемые из условий противоаварийной защиты оборудования (например, газопровода-шлейфа).

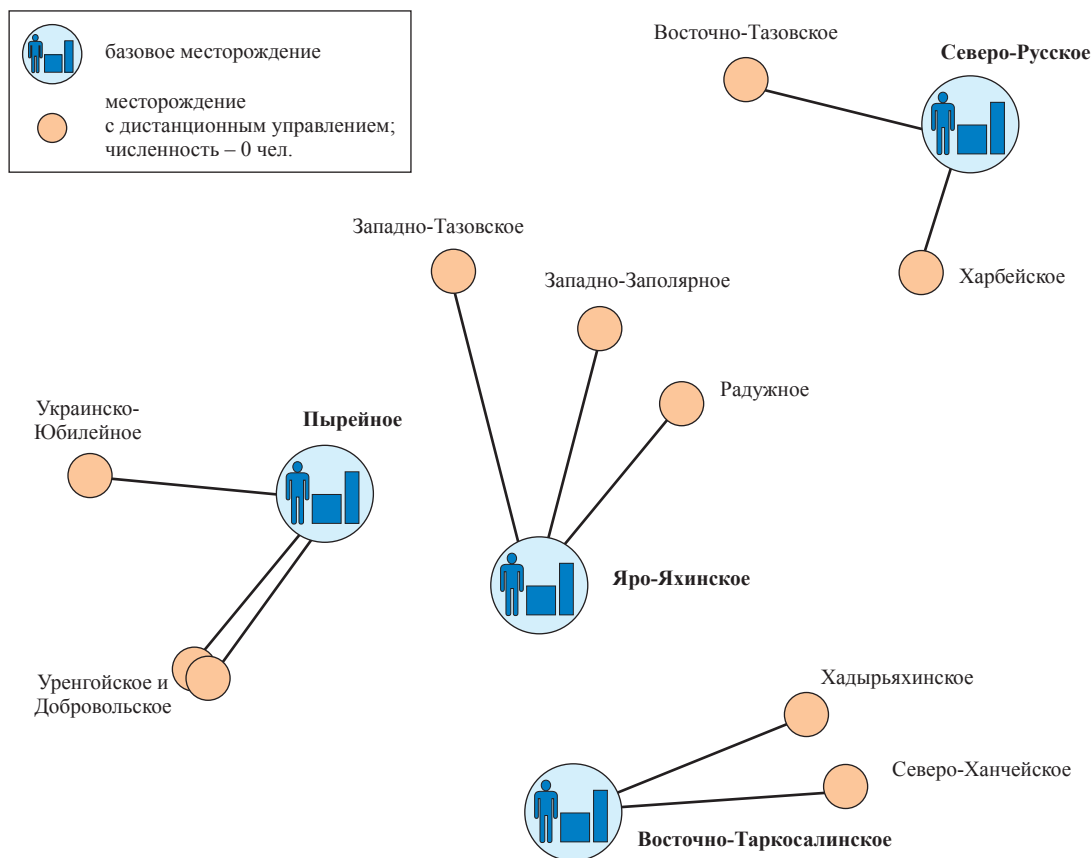


Рис. 2. Схема обустройства месторождений с применением безлюдных технологий

Клапан-регулятор будет поддерживать температуру газа в НТС путем постепенного открытия или закрытия в диапазоне заданной температуры (от  $-5$  до  $-7$  °С) в зависимости от значений давления в газопроводе внешнего транспорта и требуемого расхода.

Таким образом, эффективность данного метода заключается в исключении ошибки человеческого фактора при управлении производством, что значительно повысит уровень промышленной безопасности.

Внедрение данной технологии на месторождениях позволит осуществить новый принцип обустройства (рис. 2). Газ от безлюдных установок первичной подготовки газа будет направляться на базовые УКПГ для окончательной очистки в соответствии с требованиями магистрального транспорта. На базовых месторождениях будет сконцентрировано основное производство – цеха гликолевой осушки, турбодетандерные установки, установки регенерации метанола и ДЭГа, деэтанзации и т.д. Данная схема позволит охватить большую

часть удаленных месторождений с минимальными затратами.

Ввод УППГ в эксплуатацию запланирован на 2014 г., в настоящее время проектирование объектов обустройства Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского месторождений по принципу безлюдных технологий завершено.

Стоит отметить, что применение безлюдных технологий на Северо-Ханчейской УППГ предпочтительней по чистому дисконтированному потоку с учетом инфляции: чистая приведенная стоимость (NPV) выше на 889 млн руб.; капитальные затраты ниже на 1 млрд руб., внутренняя норма доходности больше на 2,3 %.

Также применение безлюдных технологий позволит снизить вредное воздействие на окружающую среду вследствие отсутствия бытовых отходов (полигонов ТБО) и хозяйственно-бытовых стоков, вахтовых жилых комплексов, систем жизнеобеспечения (водоснабжения, водоподготовки, водоочистки, водоотведения, теплоснабжения) и опорных баз промыслов.

## Список литературы

1. Федеральный Закон от 21 июля 1997 г. № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изм. от 7 августа 2000 г., 10 января 2003 г., 22 августа 2004 г., 9 мая 2005 г., 18 декабря 2006 г., 30 декабря 2008 г.).
2. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 11 июня 2003 г. № 91).
3. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56).
4. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. № 80).
5. ПБ 03-581-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов (утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 60).
6. Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах (утв. Постановлением Правительства РФ от 25 декабря 1998 г. № 1540; с изм. от 1 февраля 2005 г.);
7. Федеральный Закон от 22 июля 2008 г. № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

УДК 622.691.24

**Н.А. Исаева**

## Обоснование схемы размещения эксплуатационных скважин ПХГ, создаваемого в крупноамплитудной ловушке водоносного пласта

**Ключевые слова:**  
подземное хранилище газа, схема размещения скважин, крупноамплитудная ловушка, фильтрационно-емкостные свойства.

**Keywords:**  
underground gas storage, well placement, high amplitude trap, reservoir properties.

Проектируемое Арбузовское подземное хранилище газа (ПХГ) расположено в южной части Республики Татарстан, в 125 км к юго-востоку от г. Казани. Актуальность создания ПХГ обусловлена необходимостью повышения экономической безопасности и энергетической стабильности региона, который характеризуется высоким (более 90 %) уровнем газификации. Формирование разноцелевого характера резервного объема газа позволит покрывать сезонную неравномерность газопотребления при колебаниях газоснабжения потребителей, компенсировать возможные недопоставки газа при аварийных и временных остановах в транспортно-распределительной системе. Создание резервов газа в районе г. Казани будет способствовать бесперебойному газоснабжению объектов жизнеобеспечения столицы Татарстана и сглаживанию сезонных колебаний в топливно-энергетическом балансе республики.

На основе геолого-геофизической изученности и геологических данных проведена оценка геологических условий создания ПХГ. При выборе потенциальных объектов для создания хранилища рассматривались водоносные структуры и истощенные месторождения углеводородов, расположенные на расстоянии до 30 км от магистрального газопровода (МГ). В качестве возможных объектов для создания резервных мощностей рассмотрено 92 поднятия и более 25 истощенных нефтяных залежей. На основе критериев выбора геологических объектов для создания ПХГ определен наиболее благоприятный объект на текущем этапе разведанности – бобриковский водоносный пласт Арбузовского поднятия.

Арбузовское ПХГ проектируется к созданию на базе одноименного поднятия водоносного бобриковского пласта-коллектора. Арбузовское поднятие по кровле пласта-коллектора представляет собой купольную складку. По замыкающей изогипсе (–1080 м) поднятие имеет размеры  $5,7 \times 3,5$ – $3,1$  км и амплитуду 120 м при площади 16 км<sup>2</sup>. По амплитудному признаку ловушка относится к крупноамплитудным [1]. Сомнения в возможности размыкания складки в любом из направлений в данном случае отсутствуют, это подтверждается отметками вскрытия бобриковского пласта-коллектора в разведочных скважинах, пробуренных на погружениях структуры.

Бобриковский пласт-коллектор залегает непосредственно под глинами тульского горизонта и представлен верхней песчаной пачкой бобриковско-радаевских отложений. По своему литологическому составу пласт-коллектор сформирован песчано-алевролитовыми отложениями с редкими прослоями глинистых пород. Песчаные породы неравномерно пористые, структура порового пространства межзерновая. Поры изометрической формы составляют единую сообщающуюся систему. По данным гидродинамических исследований, гидропроводность пласта-коллектора изменяется по площади в широких пределах от практически нулевых значений до  $6077 \text{ Д} \cdot \text{см/сПз}$ , проницаемость – соответственно от 0,01 до 3,2 Д (от 0,01 до  $3,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ).

При начальном пластовом давлении в своде 11,64 МПа максимально допустимое давление исходя из прочностных свойств покрышки оценивается равным 16,3 МПа. Максимально допустимое превышение давления нагнетания газа над начальным давлением составляет 40 %. С ростом пластового давления в объекте хранения допустимое давление нагнетания газа незначительно возрастает (на 0,3 МПа) [2].



По принятой геологической модели Арбузовского ПХГ в сводовой части структуры выделяются южная и северная приподнятые зоны, оконтуренные изогипсой -990 м, в пределах которой локализуются «купола»: три – на юге; два – на севере (рис. 1) [3]. Между указанными приподнятыми участками сформировался прогиб, врезающийся в центр сводовой части

со стороны ее восточного крыла. Эффективная толщина бобриковского пласта-коллектора закономерно увеличивается от свода к погруженным частям поднятия. В апикальных частях поднятия выше отметки -965 м бобриковский пласт-коллектор предположительно отсутствует, а пласт с эффективной толщиной до 2 м занимает сводовые части поднятия между

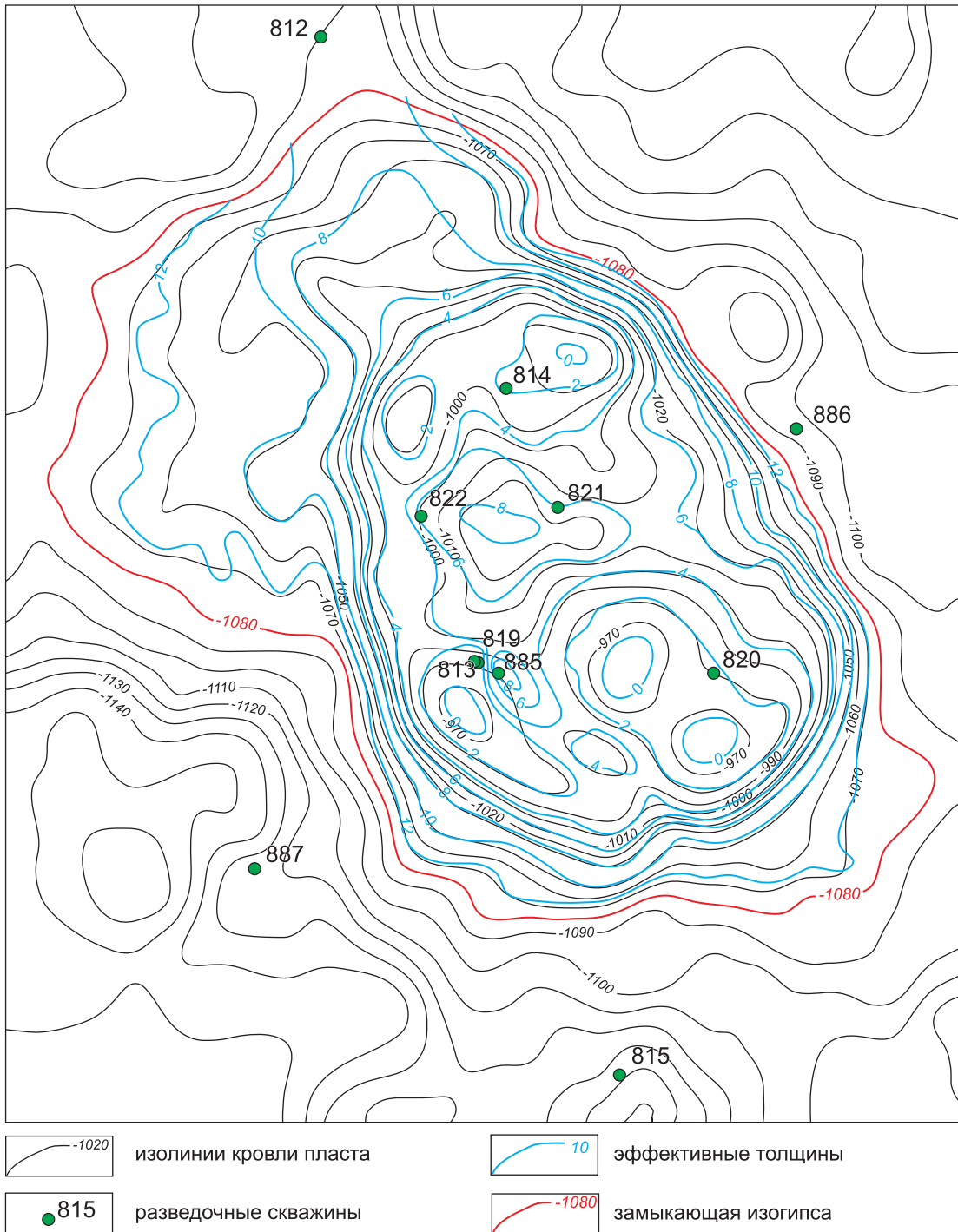


Рис. 1. Совмещенная структурная карта и карта эффективных толщин бобриковского пласта-коллектора Арбузовского ПХГ

изогипсами –965 и –980 м. С погружением кровли эффективная толщина закономерно увеличивается до 12 м на замыкании ловушки.

По таким параметрам, как компактность поднятия, его значительная амплитуда, замкнутость складки, данную ловушку можно рассматривать как объект, исключительно интересный для целей поземного хранения газа. Однако, учитывая особенности морфологии строения сводовой части складки, требуется усовершенствование существующих технологических решений по созданию ПХГ. Одним из остро стоящих вопросов проектирования Арбузовского ПХГ является выбор схемы размещения эксплуатационных скважин, применение которой позволило бы создать искусственную газовую залежь в столь сложных геологических условиях.

На существующих в РФ ПХГ в водоносных пластах и истощенных газовых месторождениях с водонапорным режимом для предотвращения обводнения скважин в сезоне отбора эксплуатационные скважины размещаются в центральной сводовой части структуры. Схема равномерного размещения скважин с учетом неоднородности пласта, в том числе при сосредоточении устьев скважин в кусты, применяется на ПХГ в истощенных месторождениях с газовым режимом залежи. Предложенные в источниках [1, 4–6 и др.] методы выбора

схем размещения эксплуатационных скважин на ПХГ были рассмотрены применительно к Арбузовскому ПХГ, проектируемому в крупноамплитудной ловушке водоносного бобриковского пласта-коллектора. Однако их использование не позволило обеспечить стабильной циклической эксплуатации скважин и газовой залежи, что потребовало поиска новых схем размещения эксплуатационных скважин на ПХГ, создаваемых в крупноамплитудных ловушках водоносных пластов.

В геологических условиях Арбузовского ПХГ при размещении эксплуатационных скважин в сводовой части складки с эффективной толщиной пласта менее 2 м и проницаемостью менее 0,3 Д их производительность будет крайне низкой. В связи с этим концентрированное размещение эксплуатационных скважин в центральной сводовой части водоносной структуры не эффективно. Для выбора рациональной системы размещения эксплуатационных скважин ПХГ проведены многовариантные расчеты с использованием двухфазной («газ – вода») трехмерной фильтрационной модели, учитывающей особенности строения ловушки.

В первой группе рассмотренных вариантов предусматривалось равномерное размещение скважин с учетом их разнедебитности в условиях неоднородности распределения фильтра-

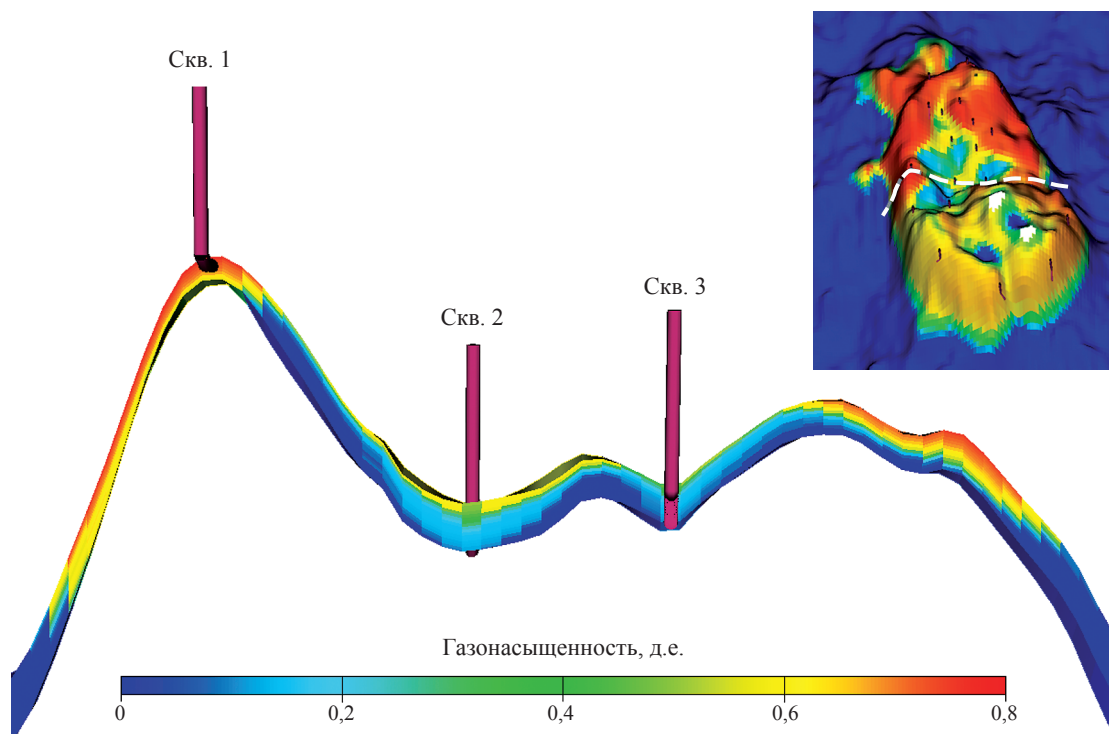


Рис. 2. Распределение газонасыщенности по разрезу бобриковского пласта-коллектора (вариант 1)

ционно-емкостных свойств (ФЕС) пласта-коллектора. Анализ результатов расчетов показал, что размещение скважин в прогибе, который характеризуется улучшенными ФЕС, мало эффективно. Это связано с тем, что за счет существенного влияния гравитационных сил газ в основном растекается по кровле структуры, не создавая при этом газонасыщенной мощности (рис. 2). Поэтому скважины, размещенные в прогибе (скв. 2, 3 на рис. 2), обводняются в первые дни отбора даже через 10 лет их эксплуатации. Причем различные вариации количества и схем размещения вертикальных и горизонтальных скважин в этой зоне, а также отбор воды с целью разгрузки не позволяют обеспечить стабильной эксплуатации скважин.

Во второй группе расчетных вариантов схема размещения эксплуатационных скважин выбиралась с учетом ФЕС пласта и гипсометрии ловушки. Скважины размещались в зонах с наиболее высокими абсолютными отметками при условии, что толщина пласта составляет не менее 2,5 м (рис. 3). Анализ результатов проведенных расчетов показал, что эксплуатационные скважины, ориентированные по направлению к прогибу (например, скв. 2 на рис. 3), обводняются в середине сезона отбора газа. Это связано с тем, что гравитационные

силы создают дополнительное сопротивление при фильтрации флюидов и препятствуют отеснению пластовой воды из опущенного прогиба. Как следствие, газ оттесняет пластовую воду по направлению с наименьшим сопротивлением – к активному водонапорному бассейну с повышенными ФЕС пласта-коллектора. На внешней стороне ловушки благодаря действию гравитационных сил газонасыщенность пласта и газонасыщенная мощность увеличиваются. При этом скважины, размещенные на тех же и более низких гипсометрических отметках, но на внешней стороне ловушки, эксплуатируются без обводнения (например, скв. 3 на рис. 3).

В третьей группе расчетных вариантов схема размещения эксплуатационных скважин выбиралась с учетом ФЕС пласта, гипсометрии ловушки и распределения гравитационных сил. Скважины размещались в зонах с наиболее высокими абсолютными отметками и эффективной толщиной пласта более 2,5 м преимущественно на внешней стороне ловушки, исключая область прогиба. Рассматривались различные варианты ориентации горизонтальных стволов скважин с целью уменьшения периода стабилизации среднего давления в зоне расположения скважин при циклической

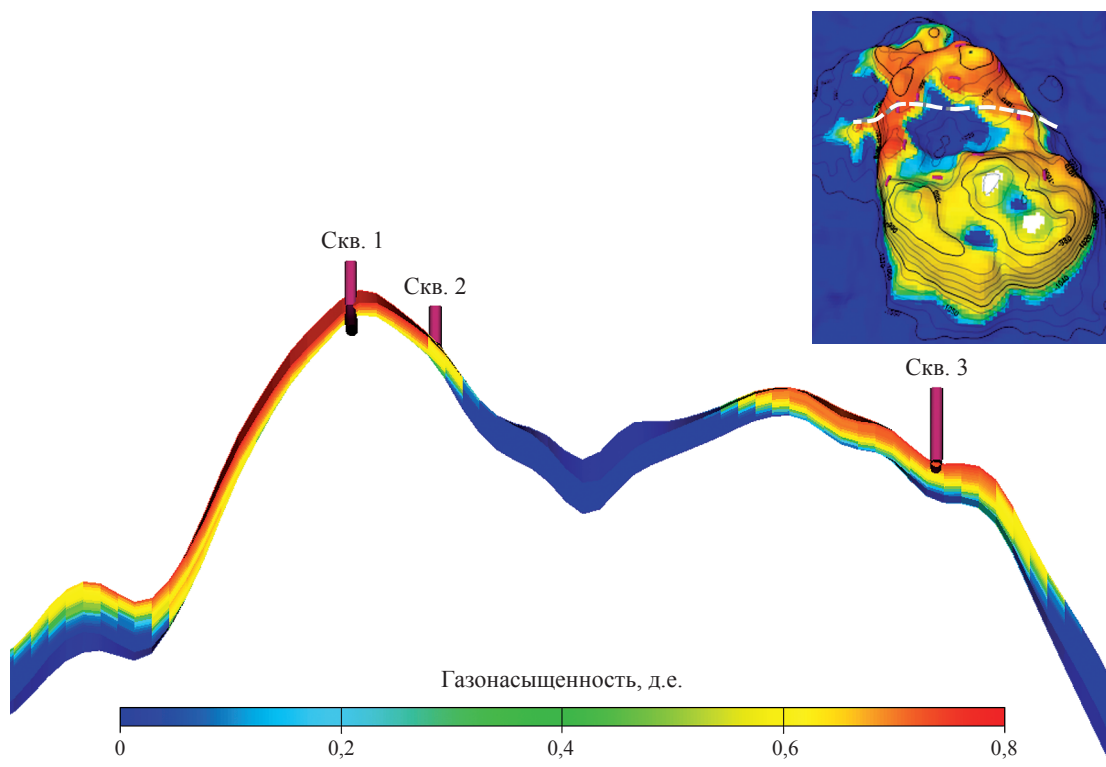


Рис. 3. Распределение газонасыщенности по разрезу бобриковского пласта-коллектора (вариант 2)

эксплуатации ПХГ. Расчеты показали, что наиболее эффективным является вариант ориентации горизонтальных стволов скважин по направлению к внешней активной водоносной области (вариант 3). При этом необходимое число скважин может быть пробурено из нескольких кустов, что позволит создать очаг закачки и осушить водоносный пласт при создании искусственной газовой залежи. При эксплуатации ПХГ опасность ухода газа за пределы замыкающей изогипсы мала за счет высокого соотношения гравитационной составляющей потерь давления над фильтрационной. В сезонах отбора газа скважины не обводняются за счет формирующегося этажа газоносности 60–80 м (рис. 4), в районе размещения кустов эксплуатационных скважин не происходит образования глубоких депрессионных воронок при высокой проницаемости пласта (1,5–2 Д).

Разработанная схема размещения эксплуатационных скважин отличается от традиционно применяемых на ПХГ и наилучшим образом учитывает сочетание таких факторов, как высокая амплитуда ловушки и активная водонапорная система. Рекомендуемая схема размещения эксплуатационных скважин Арбузовского ПХГ приведена на рис. 5.

Применение предложенной схемы кустового размещения скважин с горизонтальным окон-

чанием позволяет на этапе создания ПХГ осушить пласт-коллектор и в дальнейшем обеспечить его стабильную циклическую эксплуатацию в столь сложных геологических условиях.

Разбуривание каждого куста эксплуатационных скважин рекомендуется начинать с бурения вертикальных скважин. По результатам их бурения и изучения пласта-коллектора расположение куста скважин может быть изменено. В дальнейшем пробуренные вертикальные скважины рекомендуется использовать для наблюдения и контроля за герметичностью объекта хранения. Применение предлагаемой концепции разбуривания, наблюдения и контроля позволит снизить существующие геологические, технологические и технические риски создания ПХГ в сложных горно-геологических условиях.

Как показывают технологические расчеты с использованием принятой геолого-гидродинамической модели пласта-коллектора, применение предложенной схемы размещения эксплуатационных скважин позволит создать ПХГ с поэтапным бурением скважин со следующими показателями:

I этап: активный объем газа – 200–300 млн м<sup>3</sup> при буферном – 350–400 млн м<sup>3</sup>; заполнение ловушки за 3–4 года – 10 скважин эксплуатационного фонда;

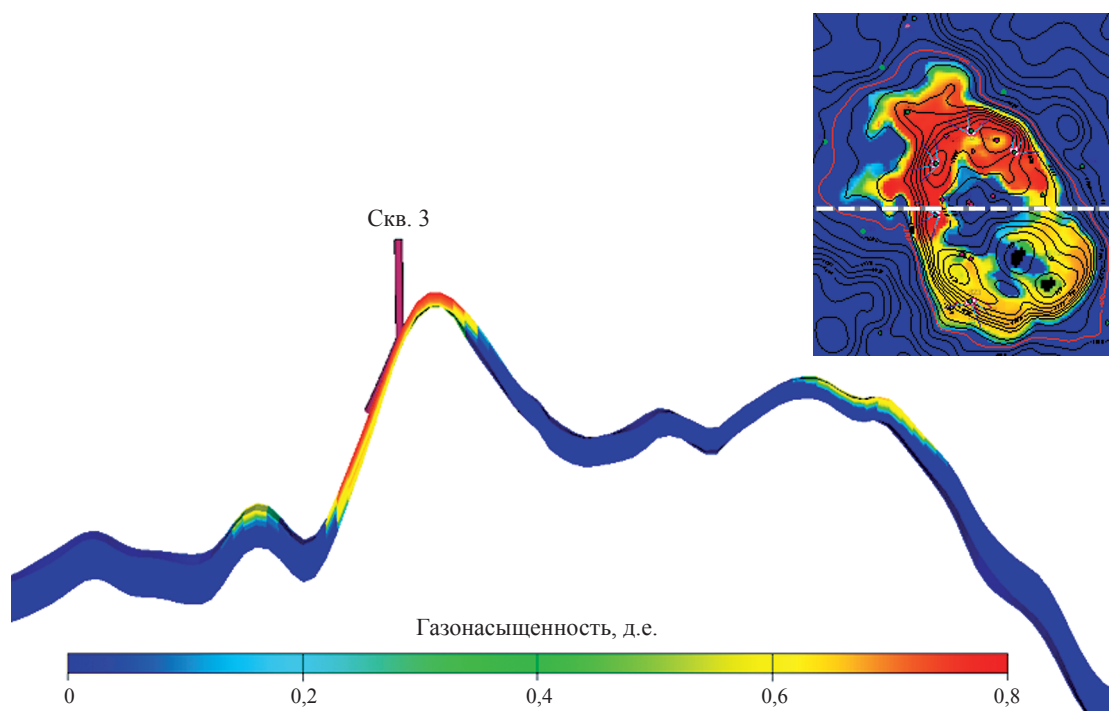


Рис. 4. Распределение газонасыщенности по разрезу бобриковского пласта-коллектора (вариант 3)

II этап: активный объем газа – 400–450 млн м<sup>3</sup> при буферном – 550–600 млн м<sup>3</sup>; заполнение ловушки за 4-5 лет после завершения I этапа – 16 скважин эксплуатационного фонда;

III этап: активный объем газа – 620–700 млн м<sup>3</sup> при буферном – 800–900 млн м<sup>3</sup>; заполнение ловушки за 7-8 лет после реализации II этапа – 20 скважин эксплуатационного фонда.

По результатам реализации каждого этапа следует проводить сопоставление проектных и фактических показателей создания ПХГ. При значительных отклонениях от проектных величин необходимо корректировать геолого-гидродинамическую модель ПХГ и уточнять показатели последующих этапов его создания. В результате уточнений рекомендуемая схема

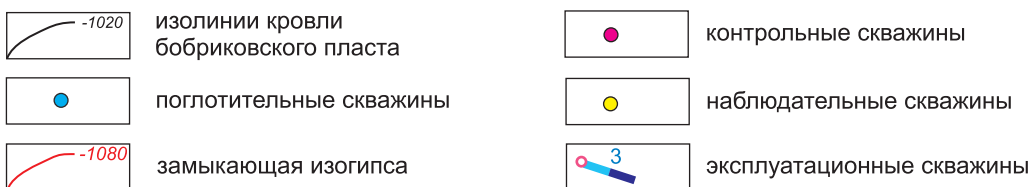
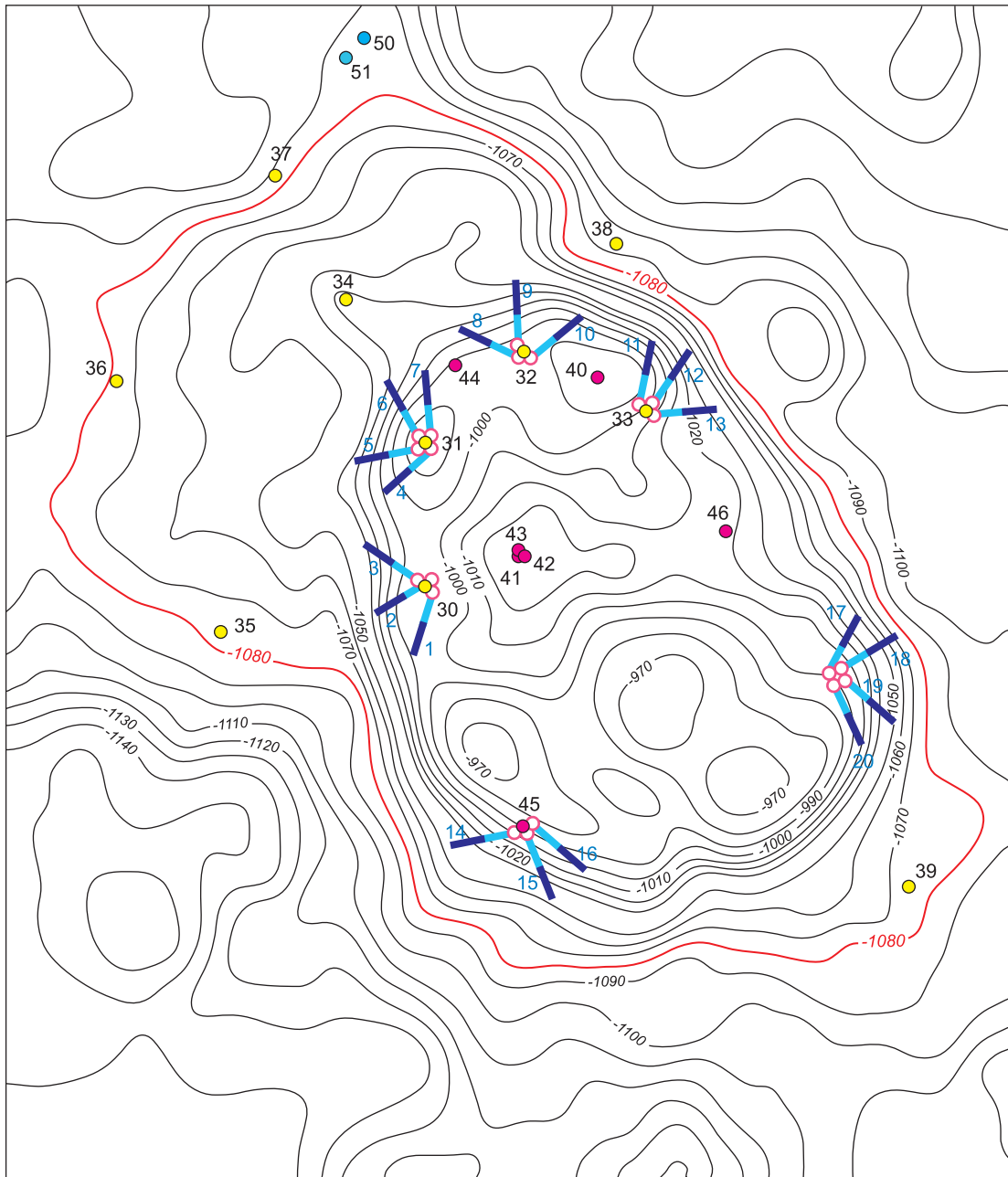


Рис. 5. Рекомендуемая схема размещения эксплуатационных скважин Арбузовского ПХГ

размещения эксплуатационных скважин может быть скорректирована с учетом разработанной методики обоснования схемы размещения эксплуатационных скважин в крупноамплитудной ловушке.

Выделение очередей строительства и инвестиций в создание ПХГ в условиях ограниченного объема достоверных геолого-промысловых данных по пласту, скважинам, а также эффективности проектных решений позволит снизить технологические риски.

Технологические риски на Арбузовском ПХГ прежде всего связаны с возможным невыполнением сроков сооружения и недостижением проектных величин по объему активного газа. Поэтапное создание ПХГ позволит сни-

зить экономические риски и капитальные вложения в его сооружение за счет разнесения во времени затрат на обустройство объекта.

Проведенные исследования показали, что при выборе рациональной схемы размещения эксплуатационных скважин ПХГ, создаваемых в крупноамплитудных ловушках, необходимо учитывать распределение ФЕС пласта-коллектора и гипсометрию ловушки, а также распределение действующих гравитационных сил. При выборе схемы размещения эксплуатационных скважин ПХГ со сложными геологическими условиями целесообразно использование детальных трехмерных фильтрационных моделей, учитывающих особенности строения ловушки.

### Список литературы

1. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 208 с.
2. Исаева Н.А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания попутного газа в пласты-коллекторы временных подземных хранилищ / Н.А. Исаева, А.А. Михайловский // Газовая промышленность. – 2011. – № 4. – С. 55–57.
3. Гарайшин А.С. Технология освоения бобринского пласта-коллектора Арбузовского ПХГ / А.С. Гарайшин, А.В. Григорьев, Н.А. Исаева и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 684. – С. 61–65.
4. Бузинов С.Н. Кустовое размещение скважин на подземных хранилищах газа / С.Н. Бузинов, А.Л. Ковалев, Г.С. Крапивина // Отделение подземного хранения газа: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 71–72.
5. Бузинов С.Н. Размещение нагнетательно-эксплуатационных скважин на ПХГ, создаваемых в обводненной газовой залежи / С.Н. Бузинов, Г.С. Крапивина, Б.В. Скрипунов и др. // Проблемы подземного хранения газа в СССР: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – С. 42–48.
6. Михайловский А.А. Особенности технологии эксплуатации ПХГ в малоамплитудной структуре с активной подошвенной водой / А.А. Михайловский, С.А. Хан // Отделение подземного хранения газа. Проблемы и перспективы. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 147–154.

УДК 622.279.23:665.632

В.В. Капыш, Н.В. Кулемин, В.А. Истомин

## Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях

Одним из серьезных технологических осложнений, возникающих в газопроводах при транспорте природного газа, является образование газовых гидратов. Для предотвращения гидратообразования обычно используют традиционные методы, например подогрев газа или подачу ингибитора гидратообразования (метанола), что приводит к значительным операционным затратам. Кроме того, подогрев газа довольно трудоемок в реализации. В то же время в некоторых случаях для уменьшения остроты проблемы гидратообразования вполне достаточно проведения оптимизации технологического процесса. Ниже анализируется опыт ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и других организаций, в которых проводятся систематические работы по анализу и устранению причин образования гидратов. Рассматривается ряд методических примеров, отражающих решение вопросов предупреждения гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях (ГРС).

Для образования гидратов необходимо одновременное выполнение трех условий: наличие воды в газе, достаточно низкая температура и высокое давление газа. При этом следует учитывать, что в определенных случаях пары воды из газа непосредственно конденсируются в газовые гидраты, минуя жидкую водную фазу [1, 2]. Поэтому нужно различать температуру точки росы осушенного газа по гидратам ( $TTR_g$ ) и температуру точки росы газа по жидкой воде ( $TTR_w$ ). Для достаточно осушенного газа в газопроводе значение  $TTR_g$  выше значения  $TTR_w$  на несколько градусов Цельсия [2].

Проанализируем каждое из трех вышеуказанных условий.

Вода в газопроводе-отводе может появиться по нескольким технологическим причинам: остаться после проведения гидроиспытаний, попасть из магистрального газопровода при пропуске очистного поршня (когда перед поршнем скапливается вода, попадающая в газопровод-отвод в месте врезки) или же сконденсироваться в газопроводе из-за понижения температуры газа ниже  $TTR_w$ . Способы предупреждения первых двух причин достаточно ясны – необходимо соблюдение требований СТО ГП 2-3.5-354-2009 [3] и перекрытие крана в начале газопровода-отвода (на нулевом километре).

Подробнее рассмотрим процесс конденсации воды в газопроводе при понижении температуры газа ниже  $TTR_w$ , когда это обусловлено контактом газа с холодными стенками газопровода, а также редуцированием потока газа.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [4] заглубление трубопроводов до верха трубы при условном диаметре менее 1000 мм надлежит принимать не менее 0,8 м. Во многих случаях заглубление трубопровода фактически и составляет ~0,8 м. При таком заглублении низкая температура стенок газопровода в холодное время года обусловлена промерзанием грунта. До 2000 г. глубина промерзания грунта регламентировалась СНиП 2.01.01-82 [5]. В настоящее время этот документ утратил действие, но для ориентировки его показатели можно использовать. В соответствии с [5] глубина промерзания грунта для большей части территории России составляет 0,8 м и более. Таким образом, в зимний период практически повсеместно температура стенки газопровода имеет отрицательные (по Цельсию) значения. Если по какой-либо причине глубина заложения газопровода окажется меньше проектной, это может создать

**Ключевые слова:**  
газовые гидраты,  
условия  
образования  
и предупреждения  
газовых гидратов,  
газопроводы-  
отводы,  
температура точки  
росы газа по влаге.

**Keywords:**  
gas hydrates,  
hydrate formation,  
prevention of gas  
hydrates,  
gas pipelines-  
branches,  
water dew-point.

благоприятные условия для образования гидратов, что обуславливает необходимость контроля глубины залегания газопроводов.

Сильное охлаждение стенки газопроводов в зимнее время года имеет место на участках воздушных переходов. На стенках охлажденного трубопровода может начаться конденсация воды как в жидкой фазе, так и в виде газогидратов (иногда льда или льдогидратов) в зависимости от соотношения температуры внутренней стенки трубы, давления и  $TTR_g$  природного газа. Аналогичное явление имеет место на территории ГРС, если газопровод выполнен в надземном исполнении и не имеет обогрева – обслуживающий персонал ГРС неоднократно фиксировал наличие гидратов на внутренней стенке газопровода, например образовавшиеся гидраты обнаруживались при демонтаже газового счетчика, расположенного со стороны высокого давления, причем они покрывали весь внутренний периметр трубы.

В рассматриваемых случаях реализуется следующий механизм появления и накопления воды (водной фазы) в газопроводе. В зимнее время на участках уменьшения глубины залегания газопровода (в местах промерзания грунта) или воздушного перехода температура стенки газопровода понижается, и на внутренней поверхности трубы начинают образовываться газовые гидраты. При подаче метанола они разлагаются, а водометанольный раствор (ВМР) стекает в низкие места трассы газопровода, где и скапливается. Если образовавшиеся гидраты привели к значительному перекрытию сечения газопровода и, соответственно, появлению перепада давления, подачу метанола осуществляют в экстренном порядке. При образовании небольшого количества гидратов перепад давления не регистрируется. В этом случае подача метанола проводится в соответствии с графиком профилактической заливки, и образовавшиеся гидраты разлагаются метанолом. Однако на параметры работы газопровода это практически не влияет, т.е. гидраты остаются необнаруженными. При дальнейшей работе газопровода из скопившегося на пониженном участке трассы ВМР будет испаряться преимущественно метанол, и в результате в жидкой фазе останется вода (точнее, водный раствор с незначительной концентрацией метанола). В зависимости от дальнейшего температурного режима газопровода скопившаяся вода либо «загидратится» (при достаточно низкой

температуре газа), либо будет продолжать испаряться в газовую фазу. При этом повышается  $TTR_g$  газа, поэтому далее по трассе при определенном термобарическом режиме газопровода не исключается процесс отложения гидратов, вплоть до формирования сплошной гидратной пробки и возникновения аварийной ситуации.

Например, подобное явление имело место на наземном участке газопровода низкого давления (~1,2 МПа) на территории завода удобрений Ахема (Литовская республика) [6]. Вода скопилась на пониженном участке подземной части газопровода из-за недостаточно эффективной очистки полости газопровода после гидроиспытаний, а проходящий через этот участок осушенный газ с ГРС насыщался парами воды. При этом  $TTR_g$  газа составила, по оценкам авторов, от 2 до 4 °С. Далее в холодную зиму 2003–2004 гг. в наземной части этого нетеплоизолированного газопровода (проходящего по технологической эстакаде завода) постепенно образовалась практически сплошная гидратная пробка с прекращением подачи газа на электростанцию. После «самопроизвольного» уменьшения подачи газа персонал отключил турбину и перевел газ на свечу. Тем самым был создан перепад давлений на гидратной пробке, обусловивший ее срыв и ускоренное движение с последующим сбросом части надземного газопровода с эстакады.

Таким образом, диагностика наличия водной фазы (воды или ВМР) в газопроводе является актуальным вопросом. Традиционный способ диагностики – измерение  $TTR$  в начале и в конце обследуемого участка газопровода. Если в конце участка  $TTR$  будет выше чем в начале, это может свидетельствовать о наличии воды в газопроводе. В ходе реализации такого способа диагностики в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» применялся конденсационный анализатор точки росы Chandler (модель 13-1200, США). Однако использование этого анализатора не всегда позволяло решить поставленную задачу. Причина заключалась в том, что если на зеркале первыми конденсируются не пары воды, а углеводороды, то определение  $TTR_g$  этим анализатором становится невозможным. Следует отметить, что соотношение  $TTR_g < TTR_y$  характерно для составов природных газов, транспортируемых по магистральным газопроводам ООО «Газпром трансгаз Волгоград». Приблизительно в 90 % случаев при попытке измерения  $TTR$  анали-



затором Chandler первыми конденсировались углеводороды, что не позволяло измерить  $TTR_6$ . Для возможности определения  $TTR_6$  при условии  $TTR_6 < TTR_7$  был протестирован новый анализатор точек росы природного газа Hugrovision-BL (ООО «НПФ Вымпел», г. Саратов). Параллельные измерения  $TTR$  двумя разными анализаторами показали, что даже в тех случаях, когда на зеркале анализатора Chandler первыми конденсировались углеводороды, анализатор Hugrovision-BL корректно определял именно  $TTR_6$ .

Еще одна причина конденсации воды или гидратов в газопроводе – редуцирование газа, например на узле редуцирования ГРС. В соответствии с эффектом Джоуля–Томпсона (изоэнтальпийное расширение газа) при падении давления на 1 МПа температура газа понижается примерно на 1–3 °С (для типичных термобарических условий в газопроводе). Если температура газа в самом регуляторе давления или после него опустится ниже  $TTR$ , из газа начнет конденсироваться вода, и могут возникнуть условия для начала образования гидратов. При этом следует учитывать, что температура газа в регуляторе всегда ниже, чем после него (поскольку в первом приближении внутри регулятора первоначально реализуется эффект изоэнтальпийного понижения температуры). Поэтому если температура газа после регулятора выше  $TTR_6$ , еще не гарантируется отсутствие процесса гидратообразования в самом регуляторе.

Часто на газопроводах-отводах встречаются участки, на которых диаметр трубопровода изменяется с большего на меньший, но понижения температуры потока при этом, как можно было бы предположить, не происходит. Это связано с тем, что в соответствии с уравнением Бернулли в потоке газа динамическое давление (скоростной напор) на несколько порядков меньше статического давления. По этой причине уменьшение сечения потока не приводит к существенному возрастанию динамического давления и уменьшению статического давления газа, и поэтому не происходит понижения температуры. Это означает, что если на участке с большим диаметром нет условий для образования гидратов, то их не будет и в месте сужения потока. На основании анализа уравнения Бернулли можно сделать еще один важный вывод: когда на газопроводе фиксируется возрастание перепада давления из-за образования

гидратов, большая часть внутреннего диаметра трубы (в некоторых случаях – до 40 % диаметра) уже перекрыта гидратами.

Третье условие, необходимое для образования гидратов, – высокое давление транспортируемого газа. Например, для уменьшения вероятности гидратообразования на одном из газопроводов-отводов было принято техническое решение о снижении давления газа с 6,0 до 3,5 МПа на время отопительного сезона. И если ранее на линейной части, а также на ГРС, расположенных вдоль трассы газопровода, неоднократно отмечались перепады давления, вызванные образованием гидратов, то за последующие три года таких случаев отмечено не было.

Далее рассмотрим возможности оптимизации работы входного участка ГРС типа «Энергия» (рис. 1). Участок 1 газопровода имеет наружный диаметр 110 мм, участок 4 – 60 мм, участок 5 – 90 мм. При образовании гидратов, приводящих к понижению давления газа в подогревателе газа 7, появляется повышенный шум в трубопроводе с наименьшим диаметром – на выходе газа из фильтра 2. После подачи метанола в газопровод в точку врезки между фильтром 2 и фланцем 3 повышенный шум исчезает, и давление газа восстанавливается. По условиям работы ГРС нет необходимости в участке 4 с уменьшенным диаметром газопровода, и его можно увеличить до 90 мм. Если принять, что перепад давления фиксируется при уменьшении диаметра проходного сечения газопровода более чем на 40 %, это будет соответствовать постепенному нарастанию гидратов и уменьшению диаметра проходного сечения газопровода с 50 до 30 мм (при толщине стенки газопровода 5 мм). В этом случае увеличение диаметра участка 4 с 60 до 90 мм приведет к тому, что площадь сечения газопровода, в котором могут накапливаться гидраты до появления перепада давления, увеличится в три раза. Таким образом, только за счет увеличения диаметра трубопровода на участке 4 можно существенно уменьшить риски образования гидратной пробки на входе в ГРС.

Аналогичные выводы можно сделать в отношении газопроводов-отводов. Если газопроводе-отводе имеется участок, на котором уменьшается диаметр трубы, то этот участок практически не создает дополнительных условий для начала процесса образования гидратов. Однако если процесс образования гидратов на-

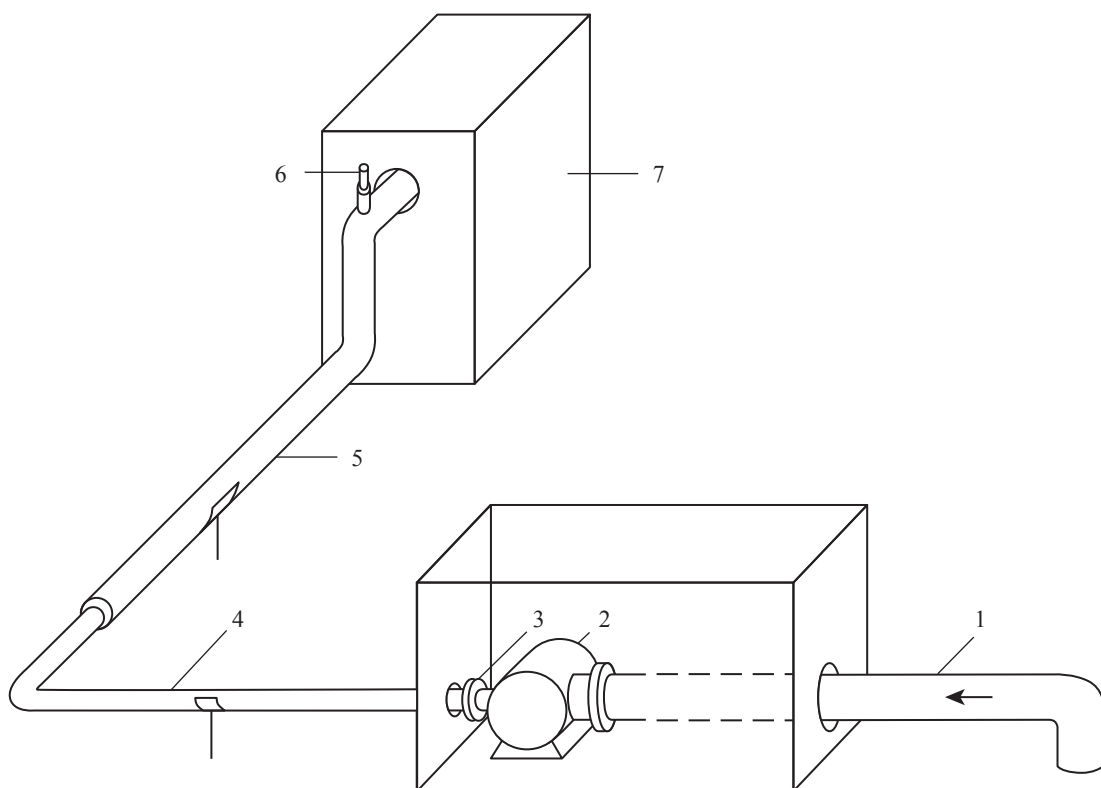


Рис. 1. Входной участок газопровода ГРС типа «Энергия»

чался, то гидратная пробка быстрее перекроет трубопровод с меньшим диаметром. Следует отметить, что в большинстве случаев нет технической или технологической целесообразности в «заужении участков» – они зачастую появляются в результате выполнения работ неспециализированными организациями.

Другая возможность оптимизации входного участка ГРС (см. рис. 1) – уменьшение потерь теплоты. В рассматриваемом случае участки 1, 4, 5 протяженностью 16 м выполнены в надземном необогреваемом исполнении и зимой фактически выполняют роль «холодильников». На рис. 2 приведены температура газа в подземной части газопровода-отвода ( $T_{вх}$ ) на входе в участок 1, температура газа ( $T_{вых}$ ), фиксируемая датчиком 6 на выходе рассматриваемого участка перед подогревателем газа 7, и температура окружающей среды ( $T_{окр}$ ). Наглядно представлена зависимость  $T_{вых}$  от  $T_{окр}$ . Согласно графику в некоторых случаях  $T_{вых}$  опускалась до  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при этом температура газа на входе в участок 1 составляла около  $3\text{--}4\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, отсутствие теплоизоляции надземного участка газопровода приводит к охлаждению газа, поступающего в подогреватель, на  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  и более. Эффективная теплоизоляция этого участка как бы соответ-

ствует «подогреву газа» на  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  по сравнению со случаем отсутствия изоляции.

Приведем пример ГРС, где рассматриваемая проблема выражена наиболее ярко: значительная протяженность входного надземного необогреваемого участка – около 40 м – обусловлена наличием измерительных трубопроводов системы учета расхода газа. По наблюдениям обслуживающего персонала, даже утепление только начального участка (4 м) способствовало уменьшению вероятности образования гидратов.

На другой ГРС входной нетеплоизолированный надземный участок газопровода перед счетчиком учета расхода газа составляет всего 8 м. Но из-за достаточно высокого давления газа (4,5 МПа и выше) и наличия этого участка оказалось достаточно для образования гидратов в зимний период.

Подобные участки, выполняющие роль «конденсаторов гидратов», встречаются в разных вариантах как на ГРС, так и на линейной части газопроводов-отводов. На рис. 3 приведен пример двух ГРС исполнения «Ташкент-2» с разной привязкой на местности. На ГРС-1 весь газопровод от выхода его из-под земли и до подогревателя газа 4 выполнен в надземном исполнении, на ГРС-2 большая часть газопровода

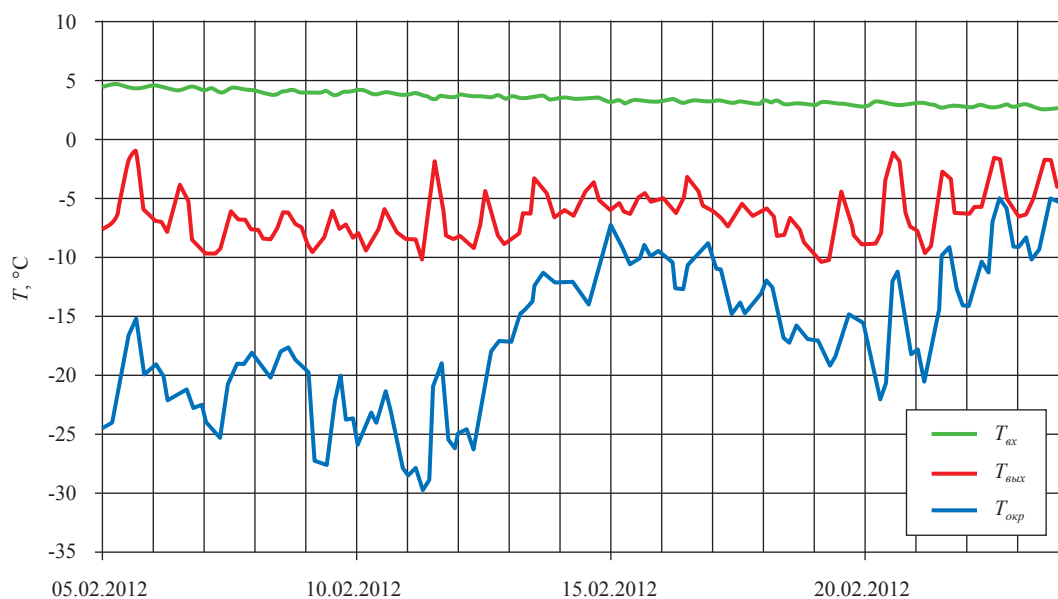


Рис. 2. Влияние температуры окружающей среды (воздуха) на температуру газа

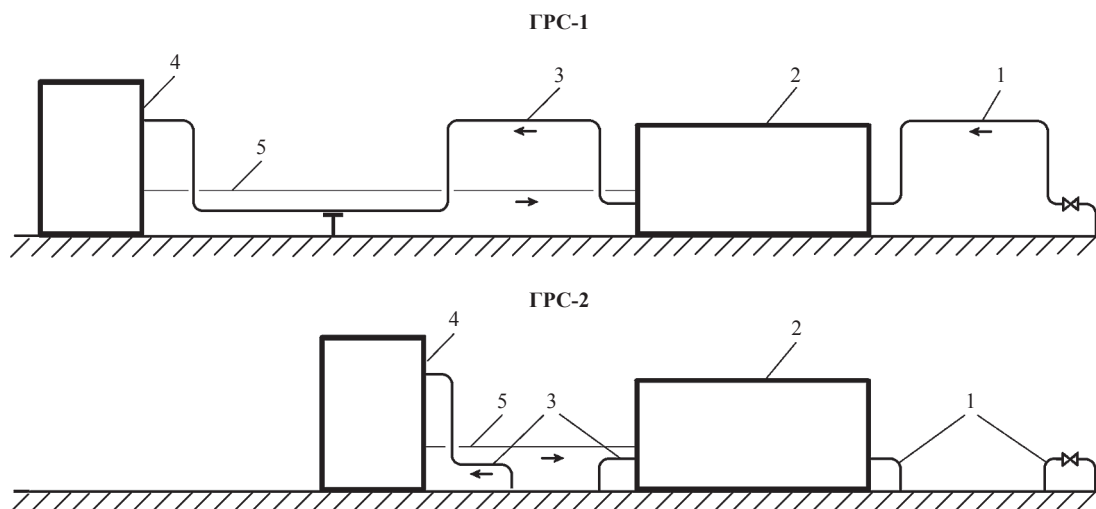


Рис. 3. Варианты исполнения ГРС

проложена под землей. Кроме того, длина надземных участков 1 и 3 составляет: на ГРС-1 – около 33 м; на ГРС-2 – около 11 м. Несмотря на то, что эти ГРС находятся на одном газопроводе и работают при одинаковом давлении (расположены на расстоянии около 30 км друг от друга), на ГРС-1 из-за переохлаждения газа в газопроводе отмечались случаи образования гидратов в конце участка 3 (перед входом в подогреватель газа), а на ГРС-2 таких случаев не было. На этих ГРС подогретый газ возвращается из подогревателя 4 по газопроводу 5 в блок редуцирования 2. Для газопровода 5 эффективная теплоизоляция также позволила бы уменьшить расход газа на подогрев.

Таким образом, на реальных примерах показано, что технически грамотное применение теплоизоляции участков газопроводов в ряде случаев позволяет практически исключить необходимость в подогревателях (как это в общем виде и рекомендуется в литературе, например в работе [7]).

Рассмотрим еще несколько примеров технических решений, реализованных на газопроводах-отводах.

Газопровод-отвод (Ду = 200 мм) был передан для эксплуатации в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» из другой организации. При его работе отмечались случаи образования гидратов. При проведении обследования было выявлено,

что в месте, где по проекту должен быть подводный переход газопровода через речку, реализован «воздушный переход»: газопровод со стороны крутого берега выходит из-под земли, далее – надземный и надводный участки длиной около 5 м, а в середине речки газопровод уходит под воду. Этот участок как раз и является вероятным местом образования гидратов. Для устранения указанного нарушения запланирована работа по укладке трубопровода в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-249-2008.

На одном из газопроводов-отводов кран на нулевом километре был выполнен в надземном исполнении. Длина надземной части газопровода составляла около 1,5 м. На этом газопроводе-отводе также отмечались случаи образования гидратов. С учетом низкой скорости газа при движении по газопроводу-отводу можно полагать, что этот надземный участок является одним из гидратоопасных мест. Поэтому при проведении капитального ремонта надземный участок был заменен на участок в подземном исполнении.

Еще на одном газопроводе-отводе для выяснения причины появления гидратов, была проведена проверка глубины его залегания в местах переходов через балки и овраги. Было обнаружено, что в одной из балок, где глубина залегания в соответствии с проектом должна была составлять 1,3 м, она составила 0,7 м (из-за размыва грунта).

Для того чтобы эффективно бороться с гидратами, необходимо как можно более точно определить места их образования. Однако большая протяженность участков газопроводов между соседними линейными кранами усложняет выявление гидратоопасных мест. Для решения этой задачи при появлении перепада давления в газопроводах планируется выполнение работы по определению времени от момента начала заливки метанола до момента начала снижения перепада давления. При известной скорости газа в трубопроводе это позволит определить место образования гидратов.

В некоторых случаях предотвратить образование гидратов можно, используя теплоту компримированного газа. В одном из линейно-производственных участков магистрально газопровода (ЛПУ МГ) ООО «Газпром трансгаз Волгоград» в начале газопровода после компрессорной станции установлен регулятор давления типа Mokveld (Голландия), регулирую-

щий подачу газа в газопровод и не оснащенный системой подогрева. Когда регулятор начинает закрываться, ограничивая подачу газа в газопровод, в нем возникает перепад давления, понижается температура, и при определенных термобарических условиях начинается процесс образования гидратов. Более высокая температура газа будет препятствовать этому. Повысить температуру газа на входе в регулятор можно несколькими способами.

1. За счет повышения температуры газа на выходе компрессорной станции до значений, близких к верхнему значению, допустимому по технологическим ограничениям.

2. При низких температурах окружающего воздуха целесообразно не включать в работу вентиляторы агрегатов воздушного охлаждения (АВО) газа.

3. При еще более низких температурах газ может излишне охлаждаться, даже проходя через АВО с неработающими вентиляторами, тем самым температура газа на выходе станции станет значительно ниже допустимой. Если в этом случае в регуляторе давления Mokveld образуются гидраты, представляется целесообразным на выходе компрессорного цеха пропускать газ в обход АВО через байпас. Однако техническая проблема состоит в том, что в этом цехе нет байпаса. Но он имеется во втором цехе этого ЛПУ МГ. Поэтому когда второй цех выведен из работы (при этом газ по газопроводу проходит, минуя второй цех), и есть технологическая возможность, целесообразно включать в работу второй цех вместо первого, и пускать газ в обход АВО.

4. В случае неработающей компрессорной станции газ, минуя ее, поступает в регулятор давления с достаточно низкой температурой. В связи с этим целесообразно рассмотреть с диспетчерской службой предприятия вопрос, есть ли технологическая возможность включения в работу агрегатов этого ЛПУ за счет вывода из работы соответствующего количества агрегатов в другом ЛПУ на предыдущем участке магистрального газопровода. Тем самым оптимизируется технологический режим работы газопровода.

Как отмечалось выше, существенным моментом предотвращения гидратообразования является мониторинг ТТР<sub>г</sub>. Особенно актуален этот вопрос на граничных станциях, где одна газотранспортная организация передает газ другой. Здесь необходимо правильно выбрать

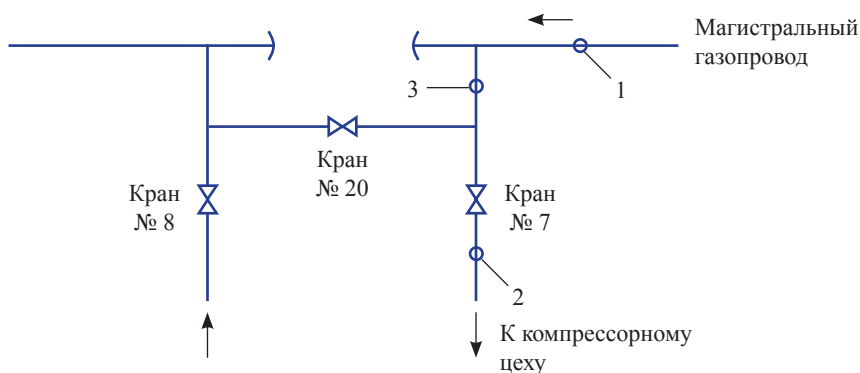


Рис. 4. Возможные места установки анализатора точки росы

места установки анализаторов ТТР. На некоторых газопроводах ООО «Газпром трансгаз Волгоград» анализаторы точки росы установлены в точке 2 после крана № 7 (рис. 4). Недостатком установки анализатора в этом месте является то, что когда компрессорный цех выведен из работы и газ идет через кран № 20, измерение ТТР не может проводиться. И когда после одной из граничных станций в газопроводе было зафиксировано повышение ТТР, данных, свидетельствующих о появлении дополнительной влаги в газопроводе на этом конкретном участке не было (анализатор точки росы не мог проводить замеры). Точка 1 (см. рис. 4) также не является подходящим решением для установки анализатора, так как пробозаборный зонд

будет мешать прохождению поршня при очистке газопровода или при проведении внутритрубной дефектоскопии. Для схемы подключения цеха, изображенной на рис. 4, наилучшим местом пробоотбора является точка 3, где имеет место поток газа как при работе цеха, так и при выводе его из работы.

Таким образом, авторами детально проанализированы условия эксплуатации и выявлены причины, осложняющие эксплуатацию газопроводов-отводов и ГРС из-за процесса гидратообразования; рассмотрены технические решения, способствующие предотвращению гидратообразования; даны рекомендации, позволяющие уменьшить риски отложения гидратов.

### Список литературы

1. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
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. СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».
4. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».
5. СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика».
6. Квон В.Г. Особенности образования гидратных отложений в технологических газопроводах осушенного газа / В.Г. Квон, В.А. Истомин, Ш. Драгуновичюс // Проблемы и перспективы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых криолитозоны: сб. докл. межд. конф. – Якутск, 2005. – Т. 2. – С. 179–182.
7. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа / Дж. Кэрролл. – М., 2007. – 290 с.

УДК 622.279.23

В.А. Истомина

## Неизотермическая фильтрация газа в призабойной зоне пласта

### Ключевые слова:

призабойная зона пласта, неизотермическая фильтрация газа, дросселирование газа, газодинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации.

### Keywords:

bottom-hole formation zone, non-isothermal gas filtration, choking gas, well testing at stationary regimes.

Стационарное неизотермическое течение газа в призабойной зоне пласта (ПЗП) в хорошем приближении может рассматриваться как процесс дросселирования с сохранением энтальпии потока. Такое течение традиционно описывается системой уравнений энергии и фильтрации газа, в которых используются два термодинамических параметра природного газа: коэффициенты Джоуля–Томпсона и сжимаемости. Ниже развивается альтернативный подход к описанию неизотермической фильтрации газа, в котором вместо коэффициентов Джоуля–Томпсона и сжимаемости применяются показатели изоэнтальпийного термодинамического процесса (показатели изоэнтальпы). Использование этих показателей позволяет получить уравнение фильтрации газа при сохранении энтальпии потока без явной записи уравнения энергии. Для неизотермического течения газа в призабойной зоне получаются формулы, удобные в практическом отношении при обработке газодинамических исследований газовых и газоконденсатных скважин на стационарных режимах.

Рассмотрение неизотермической фильтрации газа в ПЗП начнем с вывода основных термодинамических соотношений для показателей изоэнтальпы. Ранее в работах [1, 2] детально были исследованы три взаимосвязанных показателя изоэнтропии (адиабаты) –  $k_s$ ,  $\epsilon_s$ ,  $\delta_s$ :

$$k_s = -\frac{V}{p} \left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_s; \quad \frac{\epsilon_s - 1}{\epsilon_s} = \frac{p}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_s; \quad \delta_s - 1 = -\frac{V}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_s,$$

и отмечена возможность аналогичного термодинамического анализа показателей других стандартных политропических процессов – изоэнтальпийного (при постоянной энтальпии  $H$ ) и изоэнергетического (при постоянной внутренней энергии  $U$ ).

По аналогии введем в рассмотрение тройку показателей изоэнтальпы ( $k_H$ ,  $\epsilon_H$ ,  $\delta_H$ ) простой термодинамической системы (имеем в виду конкретно природный газ) по следующим определениям:

$$k_H = -\frac{V}{p} \left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_H; \quad \frac{\epsilon_H - 1}{\epsilon_H} = \frac{p}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_H; \quad \delta_H - 1 = -\frac{V}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_H. \quad (1)$$

В определениях (1) частные производные берутся при постоянной (удельной) энтальпии. Из определений (1) следует, что эти показатели связаны соотношением

$$k_H = \frac{(\delta_H - 1)\epsilon_H}{\epsilon_H - 1}.$$

Таким образом, только любые два из трех показателей являются независимыми, причем они полностью характеризуют давление, молярный объем и температуру газа ( $p$ ,  $V$ ,  $T$ ) при его изоэнтальпийном течении. В рассматриваемом случае основной интерес представляют два показателя –  $k_H$ ,  $\epsilon_H$ .

С учетом уравнения состояния  $pV = zRT$  (здесь  $R$  – удельная газовая постоянная,  $z$  – коэффициент сжимаемости, далее все размерные величины – удельные) имеют место и другие эквивалентные записи определений (1) показателей изоэнтальпы:

$$\frac{k_H - 1}{k_H} = \frac{p}{(zT)} \left[ \frac{\partial(zT)}{\partial p} \right]_H; \quad k_H - 1 = -\frac{V}{zT} \left[ \frac{\partial(zT)}{\partial V} \right]_H; \quad \epsilon_H = -\frac{(V/z)}{p} \left[ \frac{\partial p}{\partial(V/z)} \right]_H, \quad (2)$$

$$\epsilon_H - 1 = -\frac{(V/z)}{T} \left[ \frac{\partial T}{\partial(V/z)} \right]_H; \quad \delta_H = -\frac{V}{(p/z)} \left[ \frac{\partial(p/z)}{\partial V} \right]_H; \quad \frac{\delta_H - 1}{\delta_H} = \frac{(p/z)}{T} \left[ \frac{\partial T}{\partial(p/z)} \right]_H. \quad (3)$$

Таким образом, для каждого из показателей  $k_H, \epsilon_H, \delta_H$  можно дать три эквивалентных определения, но одно из них является «выделенным», когда показатель записывается в своих естественных переменных и в его определение не входит коэффициент сжимаемости  $z$ .

Для идеального газа все три показателя имеют постоянное значение:  $k_H = 1, \epsilon_H = 1, \delta_H = 1$ , т.е. для этого случая процесс дросселирования протекает без изменения температуры газа.

В областях малого изменения показателей  $k_H, \epsilon_H, \delta_H$  соотношения (1) можно приближенно проинтегрировать с получением уравнений изоэнтальпы (их естественно назвать обобщенными уравнениями Пуассона):

$$p_1 V_1^{\bar{k}_H} = p_2 V_2^{\bar{k}_H} \quad \text{или} \quad \frac{p_1}{\rho_{g1}^{\bar{k}_H}} = \frac{p_2}{\rho_{g2}^{\bar{k}_H}}; \quad (4)$$

$$\frac{T_1^{\bar{\epsilon}_H}}{p_1^{\bar{\epsilon}_H - 1}} = \frac{T_2^{\bar{\epsilon}_H}}{p_2^{\bar{\epsilon}_H - 1}}; \quad (5)$$

$$T_1 V_1^{\bar{\delta}_H - 1} = T_2 V_2^{\bar{\delta}_H - 1}. \quad (6)$$

Черта над показателями означает усреднение вдоль изоэнтальпы (от начальных до конечных значений давления и температуры). Соотношения (4)–(6) показывают взаимосвязь между температурой, давлением и удельным объемом реального газа в изоэнтальпийном процессе.

Установим взаимосвязи показателей изоэнтальпы  $k_H, \epsilon_H, \delta_H$  с показателями изоэнтропы  $k_s, \epsilon_s, \delta_s$  и безразмерными термическими коэффициентами:

- температурный коэффициент объемного расширения  $\alpha/\alpha_0$ :

$$\alpha/\alpha_0 = \frac{T}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_p, \quad \alpha_0 = \frac{1}{T};$$

- изотермический коэффициент сжатия  $\beta/\beta_0$ :

$$\beta/\beta_0 = -\frac{p}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T, \quad \beta_0 = \frac{1}{p};$$

- термический коэффициент давления  $\gamma/\gamma_0$ :

$$\gamma/\gamma_0 = \frac{T}{p} \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_V, \quad \gamma_0 = \frac{1}{T}.$$

В силу тождества  $\left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_p \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_V = -1$  между безразмерными термическими коэффициентами имеет место соотношение

$$\alpha/\alpha_0 = (\beta/\beta_0)(\gamma/\gamma_0).$$

**Показатель  $k_H$**

Исходим из тождества

$$\left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_H \left( \frac{\partial V}{\partial H} \right)_p \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_V = -1.$$

Отсюда:

$$k_H = -\frac{V \left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_H}{p \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_V} = \frac{V \left( \frac{\partial H}{\partial V} \right)_p}{p \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_V}.$$

Из формул

$$\left( \frac{\partial H}{\partial V} \right)_p = T \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_s = \frac{p \varepsilon_s}{\varepsilon_s - 1}, \quad \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_V = V - T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_s = \frac{V \delta_s}{\delta_s - 1}$$

получаем соотношение

$$k_H = \frac{\varepsilon_s (\delta_s - 1)}{\delta_s (\varepsilon_s - 1)} = \frac{k_s}{\delta_s} = \frac{C_p}{C_v (\beta/\beta_0) + zR(\gamma/\gamma_0)}. \quad (7)$$

### Показатель $\varepsilon_H$

Исходим из тождества

$$\left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_H \left( \frac{\partial p}{\partial H} \right)_T \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_p = -1.$$

Отсюда

$$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = \frac{p \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_H}{T \left( \frac{\partial p}{\partial H} \right)_T} = -\frac{p \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_T}{T \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_p}.$$

Используя формулы

$$\begin{aligned} \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_T &= V - T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_p = V \left( 1 - \left( \frac{\alpha}{\alpha_0} \right) \right); \\ \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_p &= C_p = T \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_s \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_p = \frac{p \varepsilon_s}{\varepsilon_s - 1} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_p = \frac{p V \varepsilon_s}{T (\varepsilon_s - 1)} \left( \frac{\alpha}{\alpha_0} \right) = \frac{z R \varepsilon_s}{\varepsilon_s - 1} \left( \frac{\alpha}{\alpha_0} \right), \end{aligned}$$

получаем соотношение

$$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = -\frac{p \left( \frac{\partial H}{\partial p} \right)_T}{T \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_p} = \frac{\varepsilon_s - 1}{\varepsilon_s} \left( \frac{(\alpha/\alpha_0) - 1}{(\alpha/\alpha_0)} \right) = \frac{\varepsilon_s - 1}{\varepsilon_s} \left[ 1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)} \right] = \frac{zR((\alpha/\alpha_0) - 1)}{C_p}. \quad (8)$$

### Показатель $\delta_H$

Исходим из тождества

$$\left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_H \left( \frac{\partial V}{\partial H} \right)_T \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_V = -1.$$

Отсюда:

$$\delta_H - 1 = -\frac{V \left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_H}{T \left( \frac{\partial V}{\partial H} \right)_T} = \frac{V \left( \frac{\partial H}{\partial V} \right)_T}{T \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_V}.$$



Учитывая, что

$$\left(\frac{\partial H}{\partial V}\right)_T = T\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_V + V\left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)_T = p\left(\frac{\gamma}{\gamma_0}\right) - \frac{p}{(\beta/\beta_0)};$$

$$\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_V = \left(\frac{\partial H}{\partial p}\right)_V \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_V = \left(V - T\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_S\right) \frac{p}{T} \left(\frac{\gamma}{\gamma_0}\right) = \frac{zR\delta_s}{\delta_s - 1} \left(\frac{\gamma}{\gamma_0}\right),$$

получаем:

$$\delta_H - 1 = \frac{V\left(\frac{\partial H}{\partial V}\right)_T}{T\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_V} = \left(\frac{\delta_s - 1}{\delta_s}\right) \left(1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)}\right) = \frac{zR(\gamma/\gamma_0)}{C_V + zR(\gamma/\gamma_0)} \left(1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)}\right). \quad (9)$$

Впрочем, соотношение (9) автоматически вытекает из соотношений (7), (8) и

$$\text{формулы } k_H = \frac{(\delta_H - 1)\varepsilon_H}{\varepsilon_H - 1}.$$

Полученные формулы (7)–(9) можно использовать в расчетах  $k_H$ ,  $\varepsilon_H$ ,  $\delta_H$  как функции давления и температуры, если известны калорическое и термическое уравнения состояния рассматриваемого реального газа.

Далее представляет интерес изменение энтропии и внутренней энергии вдоль изоэнтальпийного процесса ( $H = const$ ). С этой целью получим выражения для частных производных энтропии  $S$  и внутренней энергии  $U$  по температуре, давлению и объему при  $H = const$ .

#### Частные производные удельной энтропии $S$ (при $H = const$ )

Исходим из соотношения частной производной энтропии по давлению при постоянной энтальпии

$$\left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_H = -\frac{V}{T}.$$

Для частных производных по температуре и объему получаем следующие выражения через показатели изоэнтальпы:

$$\left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_H = \left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_H \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_H = -\frac{zR}{T} \frac{\varepsilon_H}{\varepsilon_H - 1},$$

отсюда:

$$\frac{\varepsilon_H}{\varepsilon_H - 1} = -\frac{T}{zR} \left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_H; \quad (10)$$

$$\left(\frac{\partial S}{\partial(zT)}\right)_H = \left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_H \left(\frac{\partial p}{\partial(zT)}\right)_H = -\frac{pV}{zT^2} \frac{k_H}{k_H - 1} = -\frac{zR}{T} \frac{k_H}{k_H - 1},$$

отсюда:

$$\frac{k_H}{k_H - 1} = -\frac{T}{zR} \left(\frac{\partial S}{\partial(zT)}\right)_H; \quad (11)$$

$$\left(\frac{\partial S}{\partial V}\right)_H = \left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_H \left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)_H = -\frac{V}{T} \left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)_H = k_H \left(\frac{p}{T}\right) = \frac{k_H p}{T},$$

отсюда:

$$k_H = -\frac{V}{p} \left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_H = \frac{T}{p} \left( \frac{\partial S}{\partial V} \right)_H; \quad (12)$$

$$\left( \frac{\partial S}{\partial(V/z)} \right)_H = \left( \frac{\partial S}{\partial p} \right)_H \left( \frac{\partial p}{\partial(V/z)} \right)_H = -\frac{V}{T} \left( \frac{\partial p}{\partial(V/z)} \right)_H = z\varepsilon_H \left( \frac{p}{T} \right),$$

отсюда:

$$\varepsilon_H = \frac{T}{zp} \left( \frac{\partial S}{\partial(V/z)} \right)_H. \quad (13)$$

И, наконец:

$$\left( \frac{\partial S}{\partial(p/z)} \right)_H = \left( \frac{\partial S}{\partial V} \right)_H \left( \frac{\partial V}{\partial(p/z)} \right)_H = \frac{p}{T} k_H \left( -\frac{V}{(p/z)\delta_H} \right) = -\frac{Vzk_H}{T\delta_H},$$

или то же соотношение, выведенное иначе:

$$\left( \frac{\partial S}{\partial(p/z)} \right)_H = \left( \frac{\partial S}{\partial T} \right)_H \left( \frac{\partial T}{\partial(p/z)} \right)_H = -\frac{Vzk_H}{T\delta_H}. \quad (14)$$

Если считать показатели изоэнтальпы приближенно постоянными (осредненными вдоль процесса), то соотношения (10)–(14) можно приближенно проинтегрировать и получить приращение (производство) удельной энтропии в изоэнтальпийном термодинамическом процессе.

#### Частные производные внутренней энергии $U$ (при $H = const$ )

Эти производные могут быть получены из соотношений:

$$k_H - 1 = \frac{1}{p} \left( \frac{\partial U}{\partial V} \right)_H; \quad (15)$$

$$\left( \frac{\partial U}{\partial p} \right)_H = \frac{V}{k_S} + \frac{T}{\varepsilon_S} \left( -\frac{V}{T} \right) = \frac{V}{k_S} - \frac{V}{\varepsilon_S} = V \left( \frac{1}{k_S} - \frac{1}{\varepsilon_S} \right) = V \left( \frac{1-k_H}{k_H} \right).$$

Далее:

$$\left( \frac{\partial U}{\partial(p/z)} \right)_H = zV \left( \frac{1}{k_S} - \frac{1}{\varepsilon_S} \right) \left( \frac{k_H}{\delta_H} \right); \quad \left( \frac{\partial U}{\partial T} \right)_H = V \frac{1-k_H}{\delta_H - 1} = -V \left( \frac{k_H - 1}{\delta_H - 1} \right),$$

отсюда:

$$\frac{k_H - 1}{\delta_H - 1} = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial U}{\partial T} \right)_H. \quad (16)$$

Если считать показатели изоэнтальпы приближенно постоянными (осредненными вдоль процесса), то соотношения (15)–(16) можно приближенно проинтегрировать и получить изменение удельной внутренней энергии при изоэнтальпийном процессе.

Аналогично рассмотренным выше показателям изоэнтальпы можно ввести в рассмотрение показатели изоэнергетического термодинамического процесса ( $U = const$ )  $k_U$ ,  $\varepsilon_U$ ,  $\delta_U$  по определениям:

$$k_U = -\frac{V}{p} \left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_U; \quad \frac{\varepsilon_U - 1}{\varepsilon_U} = \frac{p}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_U; \quad \delta_U - 1 = -\frac{V}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_U; \quad k_U = \frac{(\delta_U - 1)\varepsilon_U}{\varepsilon_U - 1}. \quad (17)$$

Также можно установить связи показателей изоэнергии с показателями изоэнтропии и безразмерными термическими коэффициентами. Но эти соотношения в дальнейшем не представляют интереса для задачи неизотермической фильтрации газа,

поэтому здесь не выписываются. Отметим только наиболее простые из них, иллюстрирующие взаимосвязи между тремя группами показателей:

$$k_H = \left( \frac{\varepsilon}{\varepsilon - 1} \right) / \left( \frac{\delta}{\delta - 1} \right) = \frac{k}{\delta}; \quad k_U = \frac{\delta - 1}{\varepsilon - 1} = \frac{k}{\varepsilon}; \quad \frac{k_H}{k_U} = \frac{\varepsilon}{\delta};$$

$$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = \frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon} \left[ 1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)} \right]; \quad \frac{\varepsilon_U - 1}{\varepsilon_U} = (\varepsilon - 1) \left[ 1 - \frac{1}{(\gamma/\gamma_0)} \right];$$

$$\delta_H - 1 = \left( \frac{\delta - 1}{\delta} \right) \left( 1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)} \right); \quad \delta_U - 1 = (\delta - 1) \left( 1 - \frac{1}{(\gamma/\gamma_0)} \right).$$

Таким образом, выше получены основные термодинамические соотношения для показателей  $k_H$ ,  $\varepsilon_H$ ,  $\delta_H$  изэнтропийного процесса (формулы (1)–(17)). В случае необходимости все дополнительные соотношения могут быть получены из приведенных формул. Сводка наиболее важных соотношений дана в таблице.

**Сводка определений и основных соотношений для показателей изэнтропии**

Наименование	Показатель $k_H$	Показатель $\varepsilon_H$	Показатель $\delta_H$
Переменные	$p, V, zT$	$p, V/z, T$	$p/z, V, T$
Определения показателей $k_H, \varepsilon_H, \delta_H$	$k_H = -\frac{V}{p} \left( \frac{\partial p}{\partial V} \right)_H$ $\frac{k_H - 1}{k_H} = \frac{p}{(zT)} \left[ \frac{\partial(zT)}{\partial p} \right]_H$ $k_H - 1 = -\frac{V}{(zT)} \left[ \frac{\partial(zT)}{\partial V} \right]_H$	$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = \frac{p}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_H$ $\varepsilon_H = -\frac{(V/z)}{p} \left[ \frac{\partial p}{\partial(V/z)} \right]_H$ $\varepsilon_H - 1 = -\frac{(V/z)}{T} \left[ \frac{\partial T}{\partial(V/z)} \right]_H$	$\delta_H - 1 = -\frac{V}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial V} \right)_H$ $\delta_H = -\frac{V}{(p/z)} \left[ \frac{\partial(p/z)}{\partial V} \right]_H$ $\frac{\delta_H - 1}{\delta_H} = \frac{(p/z)}{T} \left[ \frac{\partial T}{\partial(p/z)} \right]_H$
Связи с характеристическими функциями $U, S$	$k_H = \frac{T}{p} \left( \frac{\partial S}{\partial V} \right)_H$ $\frac{k_H - 1}{k_H} = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial U}{\partial p} \right)_H$ $k_H - 1 = \frac{1}{p} \left( \frac{\partial U}{\partial V} \right)_H$ $\frac{k_H}{k_H - 1} = -\frac{T}{zR} \left( \frac{\partial S}{\partial(zT)} \right)_H$	$\varepsilon_H = \frac{T}{zp} \left( \frac{\partial S}{\partial(V/z)} \right)_H$ $\frac{\varepsilon_H}{\varepsilon_H - 1} = -\frac{T}{zR} \left( \frac{\partial S}{\partial T} \right)_H$	$\delta_H = -\frac{k_H zV}{T} \left( \frac{\partial(p/z)}{\partial S} \right)_H$ $\delta_H - 1 = -V(k_H - 1) \left( \frac{\partial T}{\partial U} \right)_H$
Связь с показателями изэнтропии	$k_H = \frac{\varepsilon_s}{\varepsilon_s - 1} = \frac{k_s}{\delta_s}$ $\frac{k_H - 1}{k_H} = \frac{1}{\varepsilon_s} - \frac{1}{k_s}$	$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = \frac{\varepsilon_s - 1}{\varepsilon_s} \left[ 1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)} \right]$	$\delta_H - 1 = \left( \frac{\delta_s - 1}{\delta_s} \right) \left( 1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)} \right)$
Обобщенные уравнения Пуассона	$p_1 V_1^{\bar{k}} = p_2 V_2^{\bar{k}}$ $\frac{(z_1 T_1)^{\bar{k}}}{p_1^{\bar{k}-1}} = \frac{(z_2 T_2)^{\bar{k}}}{p_2^{\bar{k}-1}}$ $(z_1 T_1) V_1^{\bar{k}-1} = (z_2 T_2) V_2^{\bar{k}-1}$	$p_1 (V_1/z_1)^{\bar{\varepsilon}} = p_2 (V_2/z_2)^{\bar{\varepsilon}}$ $\frac{T_1^{\bar{\varepsilon}}}{p_2^{\bar{\varepsilon}-1}} = \frac{T_2^{\bar{\varepsilon}}}{p_1^{\bar{\varepsilon}-1}}$ $T_1 (V_1/z_1)^{\bar{\varepsilon}-1} = T_2 (V_2/z_2)^{\bar{\varepsilon}-1}$	$(p_1/z_1) V_1^{\bar{\delta}} = (p_2/z_2) V_2^{\bar{\delta}}$ $\frac{T_1^{\bar{\delta}}}{(p_1/z_1)^{\bar{\delta}-1}} = \frac{T_2^{\bar{\delta}}}{(p_2/z_2)^{\bar{\delta}-1}}$ $T_1 V_1^{\bar{\delta}-1} = T_2 V_2^{\bar{\delta}-1}$
Расчетные формулы через термические коэффициенты и теплоемкости	$k_H = \frac{C_p}{C_v (\beta/\beta_0) + zR(\gamma/\gamma_0)}$	$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = \frac{zR((\alpha/\alpha_0) - 1)}{C_p}$	$\delta_H - 1 = \frac{zR(\gamma/\gamma_0)}{C_v + zR(\gamma/\gamma_0)} \left( 1 - \frac{1}{(\alpha/\alpha_0)} \right)$

На рис. 1 и 2 в качестве иллюстрации приведены графики двух показателей изоэнтальпы метана (расчет проведен по многоконстантному уравнению состояния метана [3], рекомендованному Росстандартом РФ).

Далее перейдем к рассмотрению неизоэнтальпической фильтрации газа. Теория неизоэнтальпической фильтрации природного газа разрабатывалась многими специалистами (Б.Б. Лапук, Э.Б. Чекалюк, Э.А. Бондарев и др. [4–6]). В развиваемом ниже подходе ис-

пользуются два показателя изоэнтальпы  $k_H$ ,  $\varepsilon_H$ . Показатель  $k_H$  связывает давление и объем одного моля газа при его изоэнтальпийном течении, а показатель  $\varepsilon_H$  – давление и температуру газа. При этом  $k_H$  применяется вместо коэффициента сжимаемости газа  $z$ , а  $\varepsilon_H$  – вместо коэффициента Джоуля–Томпсона  $\mu = \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_H$ .

Разумеется, с формально-математической точки зрения применение двух показателей изо-

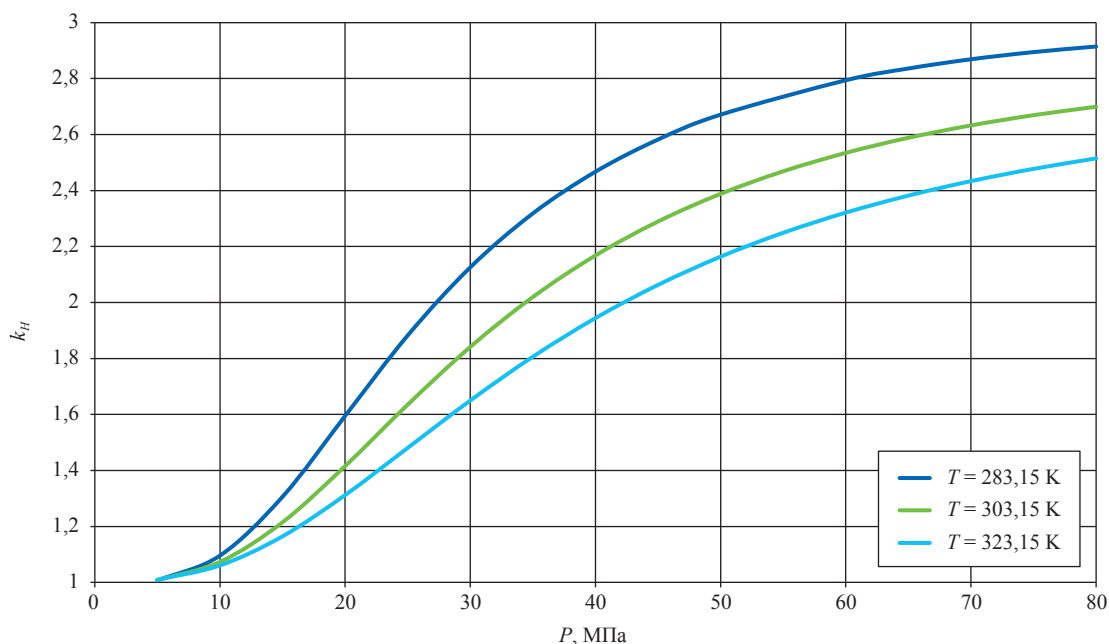


Рис. 1. Зависимость показателя изоэнтальпы  $k_H$  от температуры и давления

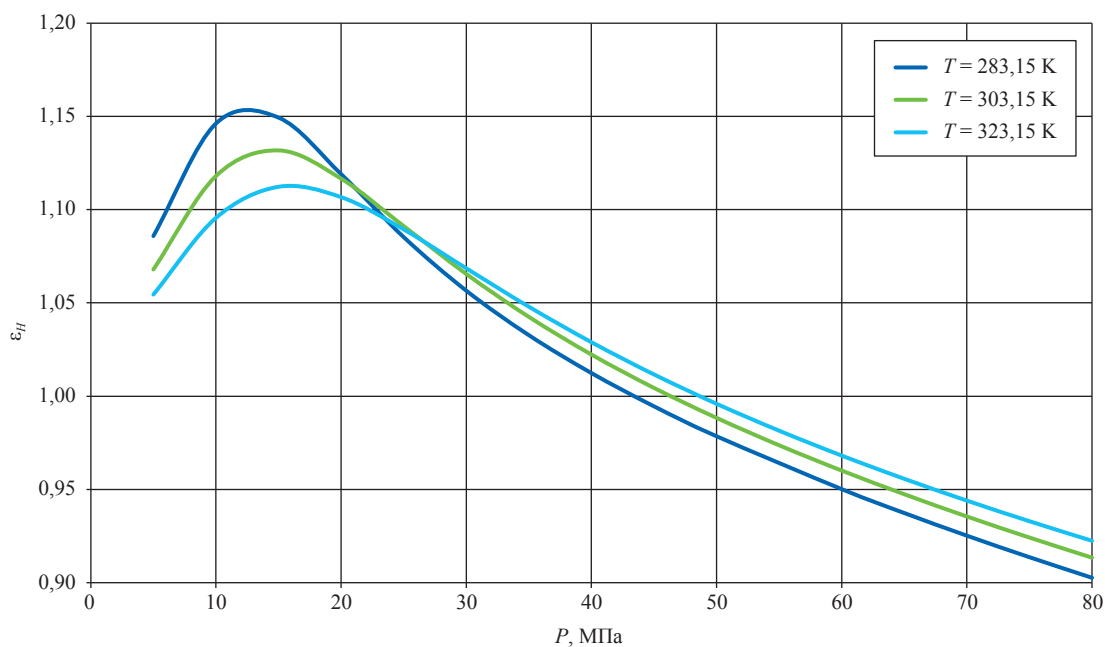


Рис. 2. Зависимость показателя изоэнтальпы  $\varepsilon_H$  от температуры и давления

энтальпы  $k_H$ ,  $\varepsilon_H$  или же коэффициентов Джоуля–Томпсона  $\mu$  и сжимаемости  $z$  (взятых вдоль изоэнтальпы) эквивалентно. Однако следует отметить некоторое преимущество использования  $k_H$ ,  $\varepsilon_H$ : эти показатели достаточно мало меняются вдоль изоэнтальпы, особенно  $\varepsilon_H$  (его изменение вдоль изоэнтальпы меньше, чем коэффициента  $\mu$ ). Это дает возможность получать достаточно точные приближенные решения, причем в простом и наглядном виде.

Как известно, академик Л.С. Лейбензон [5] провел линеаризацию уравнений фильтрации не только для идеального, но и для политропного газа. Причем под определением политропного газа как раз и понималось уравнение типа (3), выражающее степенную связь плотности газа с давлением. Позже Г.И. Баренблатт [6] и другие авторы также рассматривали уравнение фильтрации политропного газа.

Следует подчеркнуть, что соотношения (2)–(4) для задачи неізотермической фильтрации газа полностью заменяют (автоматически учитывают) уравнение  $H = const$  и одновременно термическое уравнение состояния газа. При этом термодинамическая часть задачи максимально полно «отделяется» от фильтрационной части, которая сводится к течению политропного газа с уже известным показателем  $k_H$ , полученным из решения термодинамической части задачи ( $k_H$  определяется «вдоль изоэнтальпы» как функция давления или температуры дросселирующегося газа). Что же касается функциональной связи температуры и давления газа при его неізотермической фильтрации, то она определяется из соотношения

$$\frac{\varepsilon_H - 1}{\varepsilon_H} = \frac{p}{T} \left( \frac{\partial T}{\partial p} \right)_H, \text{ которое приближенно инте-}$$

грируется с получением соотношения (5).

Таким образом, задача неізотермической фильтрации газа сведена к решению задачи фильтрации политропного газа с показателем политропы, равным показателю изоэнтальпы  $k_H$  (с учетом зависимости  $k_H$  от давления газа вдоль изоэнтальпы). Разумеется, при получении приближенных решений приходится осреднять физические свойства газа, например его вязкость, а также показатели изоэнтальпы (чего не требуется при численной реализации фильтрационной задачи).

Предложенная переформулировка задачи неізотермической фильтрации газа допускает удобные в практическом отношении прибли-

женные решения применительно к течению реального газа в призабойной зоне пласта (ПЗП). Например, если рассматривать неізотермическую фильтрацию реального газа к одиночной скважине при пластовом давлении  $p_{пл}$  и депрессии на пласт  $\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$  с использованием линейного закона Дарси или же двучленного закона, то приближенные решения задачи будут иметь близкий вид, как и для случая изотермической фильтрации реального газа. Изменяется лишь степень  $u$  давления газа  $p$ . Точнее, для получения приближенных решений задачи неізотермической фильтрации газа во всех приближенных соотношениях для изотермической фильтрации газа следует формально коэффициент сжимаемости  $z$  заменить на едини-

цу, а вместо  $p^2$  использовать величину  $p^{\frac{\bar{k}_H + 1}{\bar{k}_H}}$ , где  $\bar{k}_H$  – показатель изоэнтальпы.

Приведем соответствующие соотношения для случая фильтрации газа к совершенной скважине.

Стационарное распределение давления в радиальном направлении от скважины  $p(R)$  может быть представлено в виде

$$p^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} \left( \frac{R}{R_{скв}} \right) = p_{заб}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} + \frac{P_{пл}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} - p_{заб}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}}}{\ln \frac{R_{пл}}{R_{скв}}} \ln \frac{R}{R_{скв}}, \quad (18)$$

где  $R_{скв}$  – радиус скважины;  $R_{пл}$  – радиус контура питания кругового пласта, на котором пластовое давление остается невозмущенным.

Уравнение притока к совершенной скважине может быть выражено формулой (для фильтрации по закону Дарси)

$$p_{пл}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} - p_{заб}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} = A Q, \quad (19)$$

а при переходе к двучленному закону фильтрации в правой части (19) добавляется слагаемое  $B Q^2$ :

$$p_{пл}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} - p_{заб}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} = A Q + B Q^2, \quad (20)$$

где  $Q$  – дебит скважины;  $A$  и  $B$  – фильтрационные параметры.

Для степенного закона фильтрации:

$$p_{пл}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} - p_{заб}^{1+\frac{\bar{k}_H}{R_{скв}}} = A Q^n. \quad (21)$$

Следует иметь в виду, что, например, определяемые по соотношению (20) параметры  $A$  и  $B$  оказываются перекалиброванными (т.е. они

изменяются по сравнению с параметрами, получаемыми традиционным способом, когда при обработке промысловых данных по исследованиям скважин в соотношениях используются осредненный коэффициент сжимаемости и квадрат давления). Необходимо подчеркнуть, что в (19)–(21) неизоотермичность течения газа в ПЗП автоматически учитывается. Нетрудно заметить, что данный подход обобщается и на газоконденсатные скважины, а также на учет конденсации паров воды из газа в призабойной зоне.

Для частного случая идеального газа показатель  $k_H = 1$ , следовательно, в формулах (19)–(21) давление газа получается в квадрате, как и должно быть. Таким образом, имеет место предельный переход к соотношениям изотермической фильтрации для идеального газа. Реальный газ с повышением его давления становится малосжимаемым флюидом, при этом показатель изоэнтальпы  $k_H$  растет (см. рис. 1), т.е. осуществляется постепенный переход от модели фильтрации идеального газа к модели фильтрации малосжимаемой, а затем и практически несжимаемой жидкости. При этом показатель степени у давления, равный  $1 + 1/k_H$ , уменьшается от 2 и в пределе стремится к 1, следовательно, реализуется плавный переход «от газа к нефти». На рис. 3 приведен рассчитанный комплекс  $1 + 1/k_H$  для достаточно высоких давлений метана.

Например, для природных газов месторождений Южной Якутии при начальном пластовом давлении 13–15 МПа  $k_H \approx 1,25$ –1,30, а показатель степени у давления  $(1 + 1/k_H) \approx 1,8$ . Для термобарических условий залежи Ковытинского месторождения  $(1 + 1/k_H) \approx 1,5$ –1,6.

Таким образом, в общих чертах развит альтернативный подход к описанию неизоотермической фильтрации газа в окрестности скважины, в котором используются два показателя изоэнтальпийного процесса (показателя изоэнтальпы). При этом аналитический аппарат теории неизоотермической фильтрации упрощается: задачи изотермической и неизоотермической фильтрации оказываются практически одинаковыми по сложности. Можно сказать, что применение показателей изоэнтальпы позволяет в некотором смысле «разделить» термодинамику и газодинамику: уравнение фильтрации сразу записывается «вдоль изоэнтальпы», т.е. неизоотермичность фильтрационного течения учитывается по существу автоматически. Кроме того, устраняется имеющаяся нелогичность в методиках обработки гидрогазодинамических исследований нефтяных и газовых скважин на стационарных режимах: при фильтрации нефти используется зависимость разности пластового и забойного давлений как функции дебита, а при фильтрации газа – разности квадратов давлений (в том числе и при высоких давлениях, когда газ становится малосжимаемым флюидом).

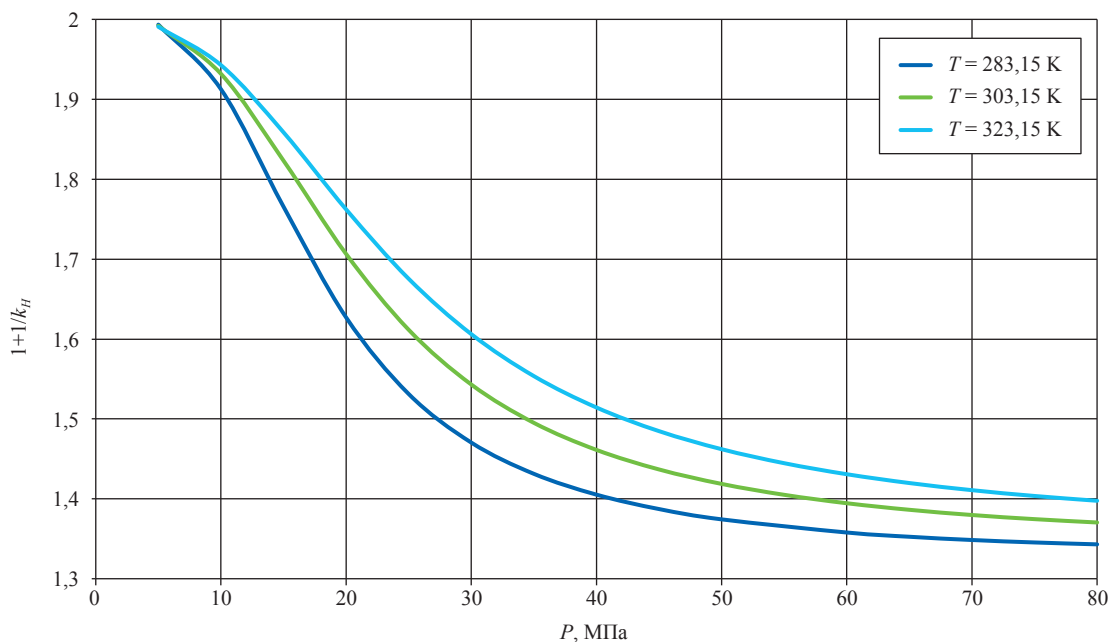


Рис. 3. Зависимость комплекса  $1 + 1/k_H$  от температуры и давления

Предложенный неизотермический подход целесообразно применять для обработки газодинамических исследований скважин на стационарных режимах фильтрации при давлениях газа в залежи выше 20–25 МПа, например для начального периода разработки ачимовских и валанжинских залежей Западной Сибири, залежей Иркутской области, а также месторождений Прикаспийской впадины.

### Список литературы

1. Истомин В.А. Показатели изоэнтропии реального газа: определения и основные соотношения / В.А. Истомин // Журнал физической химии. – 1997. – Т. 71. – № 6. – С. 998–1003.
2. Истомин В.А. Показатели изоэнтропии реального газа: особенности их применения в термогазодинамике / В.А. Истомин // Журнал физической химии. – 1998. – Т. 72. – № 3. – С. 212–218.
3. Сычев В.В. Термодинамические свойства метана / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загорученко и др. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 348 с.
4. Бондарев Э.А. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин и др. – Новосибирск: Наука, 1988. – 272 с.
5. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л.С. Лейбензон. – М.; Л.: ОГИЗ, Гостоптехиздат, 1947. – 244 с.
6. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1972. – 288 с.

## Сведения об авторах

*Аболентцев  
Игорь Сергеевич*

главный специалист Отдела перспективных проектов по добыче и подготовке газа и конденсата Управления добычи и подготовки газа и конденсата Департамента добычи и переработки газа и конденсата ОАО «НОВАТЭК». Область научных интересов: разработка концепций обустройства новых месторождений газа и конденсата, внедрение инновационных технологий. Тел.: (495) 730-60-00, доб. 11478.  
E-mail: abolentsev@novatek.ru

*Бородин  
Сергей Александрович*

заместитель директора Опытно-экспериментального центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: разработка газовых месторождений на поздней стадии, гидродинамика многофазных потоков, экспериментальные исследования в области трубной гидродинамики, эксплуатация газовых скважин. Тел.: (498) 657-93-08.  
E-mail: S\_Borodin@vniigaz.gazprom.ru

*Буракова  
Светлана  
Владиславовна*

начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: проектирование и анализ разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений. Тел.: (498) 657-43-60.  
E-mail: S\_Burakova@vniigaz.gazprom.ru

*Васильев  
Юрий Николаевич*

д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории методологии проектирования разработки месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: прогнозирование прогрессивного обводнения эксплуатационных скважин газовых месторождений, разгазирование подошвенной воды. Тел.: (498) 657-40-26, доб. 2117.  
E-mail: Y\_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru

*Воронцов  
Михаил Александрович*

к.х.н., старший научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: моделирование и многофакторная оптимизация технологических процессов подготовки и компримирования газа, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: (498) 657-40-26.  
E-mail: M\_Vorontsov@vniigaz.gazprom.ru

*Гереш  
Галина Михайловна*

заместитель директора Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: экспериментальные исследования в области трубной гидродинамики, эксплуатация газовых скважин, разработка газовых месторождений на поздней стадии, гидродинамика многофазных потоков. Тел.: (498) 657-40-81.  
E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

*Глазунов  
Валерий Юрьевич*

руководитель группы специалистов по моделированию и оптимизации режимов работы систем подготовки газа к транспорту (Инженерно-технический центр) ООО «Газпром добыча Надым». Область научных интересов: моделирование режимов работы систем подготовки газа к транспорту, дожимных компрессорных станций и техническая диагностика оборудования компрессорных станций. Тел.: (3499) 568-658.  
E-mail: Glazunov@nadym-dobycha.gazprom.ru



---

<i>Грицишин Дмитрий Николаевич</i>	заместитель директора Департамента – начальник Управления добычи и подготовки газа и конденсата ОАО «НОВАТЭК». Область научных интересов: разработка концепций обустройства новых месторождений газа и газового конденсата, внедрение инновационных технологий; участие в выработке стратегии развития ОАО «НОВАТЭК», координация работы дочерних обществ. Тел.: (495) 730-60-18. E-mail: dng@novatek.ru
<i>Дунаев Александр Валентинович</i>	инженер-технолог 1-й категории Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Надым». Область научных интересов: моделирование технологических процессов добычи и подготовки углеводородов к транспорту, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: (3499) 566-162. E-mail: Aleksander@nadym-dobycha.gazprom.ru
<i>Елистратов Александр Вячеславович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промышленной подготовки газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: технологические процессы абсорбционной осушки газа и регенерации гликолей, свойства гликолей, обустройство и реконструкция газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: A_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Еремина Людмила Николаевна</i>	заместитель начальника отдела физико-химических исследований Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой». Область научных интересов: моделирование технологических процессов промышленной обработки углеводородного сырья, создание и адаптация адекватных расчетных технологических моделей УКПГ. Тел.: (3494) 99-18-54. E-mail: l.n.eremina@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Жирнов Роман Анатольевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородсодержащих месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: проектирование разработки сероводородсодержащих газовых и газоконденсатных месторождений, моделирование процессов разработки. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Изымченко Дмитрий Викторович</i>	к.т.н., директор Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений, моделирование процессов разработки. Тел.: (498) 657-40-44. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Исаева Наталья Александровна</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории эксплуатации ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: расчет технологических режимов эксплуатации подземных хранилищ газа, моделирование фильтрационных процессов при эксплуатации ПХГ в пластах-коллекторах, подземное хранение попутного нефтяного газа и неуглеводородных газов. Тел.: (498) 657-44-41. E-mail: N_Isaeva@vniigaz.gazprom.ru

---

- 
- Истомин Владимир Александрович* д.х.н., профессор, главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».  
Область научных интересов: промышленная подготовка газа, призабойная зона пласта, газовые гидраты, прикладная термодинамика.  
Тел.: (498) 657-43-51.  
E-mail: V\_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
- 
- Капыш Владимир Васильевич* Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Волгоград».  
Область научных интересов: метрология в газовой промышленности, предупреждение гидратообразования.  
Тел.: (8442) 96-00-46.  
E-mail: metr@vlg.gazprom.ru
- 
- Касперович Александр Геннадьевич* руководитель группы Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка».  
Область научных интересов: постановка задач в области исследований и расчетов составов и свойств углеводородных потоков и моделирования добычи, промышленной подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья; разработка, отладка и реализация методик и моделей; балансовые расчеты; формирование аналитических и отчетных материалов.  
Тел.: (499) 580-32-82.  
E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
- 
- Квон Валерий Герасимович* к.т.н., заведующий сектором использования газовых гидратов Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».  
Область научных интересов: природные и техногенные газовые гидраты, подготовка газа.  
Тел.: (498) 657-40-22.  
E-mail: V\_Kwon@vniigaz.gazprom.ru
- 
- Клюсова Наталья Николаевна* младший научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».  
Область научных интересов: моделирование технологических процессов подготовки газа и конденсата, расчеты фазовых равновесий, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений.  
Тел.: (498) 657-40-26.  
E-mail: N\_Klyusova@vniigaz.gazprom.ru
- 
- Кубанов Александр Николаевич* к.т.н., начальник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».  
Область научных интересов: моделирование технологических процессов подготовки газа и конденсата, расчеты фазовых равновесий, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений.  
Тел.: (498) 657-40-26.  
E-mail: A\_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
- 
- Кулемин Николай Владимирович* Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Волгоград».  
Область научных интересов: метрология в газовой промышленности, предупреждение гидратообразования.  
Тел.: (8442) 96-00-46.  
E-mail: koulemin.n@rambler.ru
- 
- Ларюхин Алексей Иванович* к.т.н., главный инженер – первый заместитель директора Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой».  
Область научных интересов: контроль и совершенствование технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки УВ сырья на УНГКМ; разработка методологии выполнения измерений, исследований по анализу природного газа.  
Тел.: (3494) 99-18-02.  
E-mail: a.i.laryukhin@gd-urengoy.gazprom.ru
-

---

<i>Лаухин Юрий Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории промышленной подготовки газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: технологические процессы подготовки газа и конденсата, обустройство и реконструкция газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: (498) 657-42-96. E-mail: Y_Laukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ляшенко Алексей Владимирович</i>	к.ф.-м.н., заведующий сектором Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородсодержащих месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: защита от коррозии скважин и оборудования месторождений кислых газов, применение ингибиторов коррозии при добыче, транспорте и переработке углеводородного сырья. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: A_Lyashenko@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 и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: проектирование и анализ разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Минигулов Рафаиль Минигулович</i>	директор Департамента добычи и переработки газа и конденсата ОАО «НОВАТЭК». Область научных интересов: добыча, подготовка и переработка газа и конденсата. Тел.: (495) 721-22-38. E-mail: minigulov@novatek.ru
<i>Миронов Владимир Валерьевич</i>	заместитель генерального директора по перспективному развитию ООО «Газпром добыча Ямбург». Область научных интересов: разработка, обустройство и реконструкция газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: (3494) 96-60-13
<i>Митницкий Роман Александрович</i>	начальник отдела технологического мониторинга газоконденсатнопромышленных систем Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой». Область научных интересов: мониторинг физико-химических характеристик углеводородов; газовая хроматография, физико-химические исследования нестабильного конденсата. Тел.: (3494) 94-87-24. E-mail: r.a.mitnitskiy@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Михайлов Алексей Николаевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории анализа и прогноза добычи углеводородов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: экспериментальные исследования в области трубной гидродинамики, эксплуатация газовых скважин. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: A_Mikhailov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории термогидродинамики Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: разработка газовых месторождений на поздней стадии, гидродинамика многофазных потоков. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

---

---

<i>Овсянкин Михаил Викторович</i>	инженер 1-й категории Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Область научных интересов: сбор, систематизация и анализ технологической информации, разработка моделей технологических процессов транспорта и переработки углеводородного сырья, технологические и балансовые расчеты, разработка и оформление методической, технической, нормативной и демонстрационной документации. Тел.: (3462) 751-665. E-mail: OvsyankinMV@gpp.gazprom.ru
<i>Омельченко Олег Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Область научных интересов: разработка методик, алгоритмов и прикладного программного обеспечения для моделирования исследований составов и свойств углеводородных потоков, технологических процессов сбора, промышленной подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья. Тел.: (3452) 286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Потапов Александр Григорьевич</i>	д.т.н., профессор, заместитель директора Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: сооружение и эксплуатация газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин; прикладная гидродинамика. Тел.: (498) 657-42-07. E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Проценко Татьяна Андреевна</i>	заведующий технологической группой 1 проектного отдела № 1 ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ». Область научных интересов: технологические процессы подготовки газа и конденсата, обустройство и реконструкция газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: +380 62 210-49-11, доб. 1-79. E-mail: prozenko@yuzh-gaz.donetsk.ua
<i>Ротов Александр Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории внутривидового транспорта газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: гидравлика газожидкостных потоков в трубопроводах. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: A_Rotov@gwise.vniigaz.gazprom.ru
<i>Рычков Дмитрий Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Область научных интересов: разработка методик и моделей технологических процессов сбора, промышленной подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья, технологические и балансовые расчеты, формирование аналитических и отчетных материалов. Тел.: (3452) 286-580. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Область научных интересов: моделирование технологических процессов подготовки газа и конденсата, расчеты фазовых равновесий, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений. Тел.: (498) 657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru

---

---

*Цацулина  
Татьяна Семёновна* старший научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ».  
Область научных интересов: моделирование технологических процессов подготовки газа и конденсата, расчеты фазовых равновесий, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений.  
Тел.: (498) 657-40-26.  
E-mail: T\_Tsatsulina@vniigaz.gazprom.ru

---

*Чикалова  
Людмила Григорьевна* ведущий инженер проектного отдела № 1 ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ».  
Область научных интересов: технологические процессы подготовки газа и конденсата, обустройство и реконструкция газовых и газоконденсатных месторождений.  
Тел.: +380 62 210-49-11, доб. 1-79

---

*Шулепин  
Сергей Александрович* старший научный сотрудник Лаборатории освоения и заканчивания скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ».  
Область научных интересов: экспериментальные исследования в области трубной гидродинамики, эксплуатация газовых скважин.  
Тел.: (498) 657-46-46.  
E-mail: S\_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

---

## Аннотированный перечень статей

**Истомин В.А. Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования** / В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 6–14.

Рассмотрены физические модели неизотермического течения газа в призабойной зоне пласта месторождений Южной Якутии с учетом возможности гидратообразования и конденсации воды при минерализации поровой влаги в диапазоне концентраций от пресной воды до рассолов. Для случая сильноминерализованной остаточной воды в коллекторе предложена новая термогазодинамическая модель образования и накопления газовых гидратов и выявлены особенности этого процесса. Введено новое понятие «безгидратное время» и уточнено понятие «безгидратная депрессия».

**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, В.Г. Квон, С.В. Буракова // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 15–21.

Доработана методика ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по расчету условий гидратообразования на случай концентрированных растворов электролитов. Рассчитаны условия гидратообразования природных газов ботубинских залежей месторождений Южной Якутии. Сделан вывод, что образование и накопление гидратов в призабойной зоне пласта в процессе эксплуатации скважин или проведения исследований требует разработки специальных методов обработки призабойной зоны.

**Васильев Ю.Н. Разгазирование подошвенной воды как основная причина обводнения газового месторождения при его разработке** / Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 22–27.

Представлен механизм выделения растворенного в подошвенной воде газа как основная причина обводнения газового месторождения при его разработке. Приводится вывод уравнения фильтрации подошвенной воды в газонасыщенную часть пласта, которая вызвана расширением выделившегося неподвижного газа. Полученные результаты расширяют возможности достоверного прогнозирования

темпов подъема газовой воды в массивных сеноманских залежах уникальных месторождений и тем самым ориентируют специалистов в сроках разработки и внедрения необходимых новых технологий добычи газа.

**Ляшенко А.В. Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода** / А.В. Ляшенко, Р.А. Жирнов, Д.В. Изюмченко // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 28–35.

Изложены основные результаты разработанной и внедренной технологии защиты газоконденсатных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), добывающих углеводородную продукцию с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода путем закачки высокомолекулярного ингибитора коррозии в призабойную зону пласта. Технология позволила обеспечить защиту подземного оборудования и насосно-компрессорных труб, изготовленных из низколегированной углеродистой стали С-90, С-95 по API 5CT. Проанализированы основные проблемы применяемой технологии, даны методические рекомендации по повышению эффективности ингибиторной защиты скважин АГКМ.

**Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики** / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулупин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.

Представлены результаты экспериментов в области многофазной трубной гидродинамики. Экспериментальные исследования в широких диапазонах давлений, диаметров труб, расходов газа и жидкости показали, что ряд общепринятых теоретических положений, касающихся вертикальных газожидкостных потоков, нуждается в уточнении. Полученные к настоящему времени результаты не только уточняют существующие теоретические представления, но и ставят новые задачи в области изучения двухфазной гидродинамики.

**Николаев О.В. Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины** / О.В. Николаев, С.А. Шулупин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 46–52.

Изложена методика расчета режима работы обводненных газовых скважин, учитывающая гидродинамические процессы на забое. Методика основана на использовании результатов экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах. Показано, что пренебрежение процессами на забое может приводить к существенным погрешностям вычисления как рабочих, так и предельных параметров работы скважин. Сделан вывод, что забойные процессы оказывают наиболее существенное влияние на эксплуатацию скважин с большим этажом газоносности на поздней стадии разработки месторождений.

**Гереш Г.М. Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений** / Г.М. Гереш, О.В. Николаев, С.А. Шулепин, А.М. Михайлов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 53–61.

Рассмотрены вопросы интерференции скважин одного куста через наземные коммуникации. Показано, что возникающие на поздней стадии разработки месторождений требования по ограничению диапазонов параметров технических режимов для отдельных скважин могут вступать в противоречие при их подключении к одному шлейфу. Для сокращения фонда простаивающих скважин и темпов снижения добычи газа рекомендуется применять индивидуальное регулирование работы скважин. Все расчеты проведены на основе экспериментальных данных, полученных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на специализированном стенде.

**Ротов А.А. Адаптация гидродинамических моделей газожидкостных потоков в трубопроводах промысловых газосборных систем** / А.А. Ротов, В.А. Истомина // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 62–68.

Освещены вопросы адаптации гидродинамических моделей газосборных сетей. Показано, что при моделировании газожидкостных потоков помимо традиционного коэффициента гидравлической эффективности целесообразно введение дополнительного адаптационного коэффициента, характеризующего отклонение расчетных гидростатических потерь давления в трубопроводах от их фактических значений. Разработана методика двухпараметрической адаптации математической модели газожидкостного потока, предложен алгоритм определения адаптационных параметров на основе анализа фактических эксплуатационных режимов работы трубо-

провода. Использование данного подхода позволяет расширить возможности адаптации моделей газосборных сетей и повысить достоверность производимых на их основе расчетов.

**Потапов А.Г. К вопросу о ламинарно-турбулентном переходе при течении вязких и вязкопластичных 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.

Проведен анализ расчетных и экспериментальных данных по нарушению ламинарного течения и переходу к турбулентности при течении вязких и вязкопластичных жидкостей в круглой трубе. Показано, что ламинарно-турбулентный переход происходит в случае, когда при равенстве коэффициентов гидравлических сопротивлений при турбулентном и ламинарном течениях отношение чисел Рейнольдса для этих режимов (в первом приближении) совпадает с универсальной постоянной Фейгенбаума,  $\delta = 4,6692$ . Получена аналитическая зависимость для определения критического числа Рейнольдса как функции параметра Хедстрема, согласующаяся с экспериментальными данными в диапазоне изменения значений: для критерия Хедстрема  $3,58 \cdot 10^3 \leq He \leq 1,36 \cdot 10^7$ ; для критических чисел Рейнольдса  $2,15 \cdot 10^3 \leq Re \leq 9,9 \cdot 10^4$ .

**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.

Рассмотрены основные безразмерные параметры, используемые в двухфазной трубной гидродинамике применительно к эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями. Для разработки адекватной гидродинамической модели, позволяющей рассчитывать газожидкостные потоки в газовых скважинах на завершающей стадии разработки месторождений, был создан специализированный стенд. В результате проведенных экспериментов обосновано, что вертикальные газожидкостные потоки описываются такими безразмерными параметрами, или числами подобия, как модифицированный параметр Фруда, параметр С.Н. Бузинова и безразмерные потери давления. Доказано, что в устойчиво работающей газовой скважине с водопроявлениями потери давления слагаются двумя независимыми составляющими, одна из которых определяется потоком газа, другая – потоком жидкости.

**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, В.Ю. Глазунов // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 84–89.**

Выполнен технологический анализ работы турбодетандерных агрегатов (ТДА) на основе натурального комплексного обследования УКПГ-2 Бованенковского НГКМ и расчетных исследований с использованием специально разработанной технологико-математической модели установки низкотемпературной сепарации с ТДА. Проанализированы основные проблемы, с которыми столкнулся эксплуатирующий персонал УКПГ-2, выявлены причины нештатных остановов ТДА, проведена оценка их термодинамической эффективности. Даны методические рекомендации по оценке эффективности и нормализации работы УКПГ.

**Кубанов А.Н. Специфика требований к качеству газа, подготавливаемого на УКПГ Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, Т.С. Цацулина, Н.Н. Ключова, А.В. Дунаев // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 90–92.**

Рассмотрена технология подготовки газа на УКПГ Бованенковского НГКМ, разработанная в период действия ОСТ 51.40-93. Отражено, что в настоящее время действует СТО Газпром 089-2010 аналогичного содержания. Проведенные расчетные исследования технологической системы УКПГ-МГ показали, что оба документа не отражают специфику термобарических параметров транспортирования газа ямальских месторождений. Необходима разработка специальных технических условий на газ, подаваемый в газотранспортную систему п-ова Ямал. Приводится концепция этого документа.

**Елистратов А.В. Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ / А.В. Елистратов, Ю.А. Лаухин, В.В. Миронов, Л.Г. Чикалова, Т.А. Проценко // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 93–98.**

Освещен вопрос реконструкции установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ. Приведены результаты обследования технологии и оборудования огневой регенерации ДЭГ Ямбургского месторождения. Обосновано влияние конструктивно-технологических характеристик установки регенерации на деструкцию гликоля и эффективности колонны регенерации и рекуперативного теплообменника на показатели работы установки регенера-

ции. Отражены технологические решения по реконструкции установок регенерации гликоля, разработанные с учетом результатов обследования и принятые в проекте реконструкции.

**Касперович А.Г. Комплексное моделирование добычи и переработки жидких углеводородов северных месторождений ОАО «Газпром» в Западной Сибири / А.Г. Касперович, М.В. Овсянкин, Д.А. Рычков, О.А. Омельченко // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 99–105.**

Представлена комплексная модель добычи и переработки углеводородного сырья в Западной Сибири, особенность которой заключается в ее ориентации на расчеты материально-компонентных балансов по функциям отбора компонентов, характеризующим их разделение между продуктами перерабатывающих процессов на основе фазовых переходов «жидкость – пар». Показано, что реализация данных методических решений сокращает время и повышает устойчивость вычислений, что обеспечивает оперативное выполнение комплексных многопериодных и многовариантных балансовых расчетов для проработки вариантов реконструкции и развития мощностей, подготовки исходных данных для проектирования, обоснования выходов продуктов переработки при изменениях составов поступающего сырья.

**Ларюхин А.И. Мониторинг физико-химических характеристик углеводородов для контроля и совершенствования добычи, подготовки и транспортировки продукции Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса / А.И. Ларюхин, Л.Н. Еремина, Р.А. Митницкий // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 106–112.**

Отражены материалы, включающие методику выполнения измерений, результаты проведенных исследований по анализу природного газа, нестабильного конденсата, их использование для моделирования технологических процессов промышленной обработки углеводородного сырья, создания и адаптации адекватных расчетных технологических моделей УКПГ на основе исходных данных по термобарическим параметрам и составам потоков.

**Минигулов Р.М. Установка подготовки газа с удаленным управлением и автономным энергоснабжением / Р.М. Минигулов, Д.Н. Грицишин, И.С. Аболенцев // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефте-**



газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 113–117.

Рассмотрена возможность внедрения безлюдных технологий на примере обустройства Северо-Ханчэйского и Хадырьяхинского лицензионных участков. Предложен новый принцип обустройства месторождений при условии обязательного использования гибких автоматизированных систем управления, автономных источников энергоснабжения, энергосберегающих технологий, оборудования повышенной надежности.

**Исаева Н.А. Обоснование схемы размещения эксплуатационных скважин ПХГ, создаваемого в крупноамплитудной ловушке водоносного пласта / Н.А. Исаева // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 118–124.**

Рассмотрен вопрос выбора схемы размещения эксплуатационных скважин на Арбузовском ПХГ, которое создается в крупноамплитудной ловушке водоносного пласта. Применение традиционно используемых схем размещения скважин на рассматриваемом ПХГ приводит к преждевременному обводнению эксплуатационного фонда скважин и низкому коэффициенту использования ловушки. Предложенный метод выбора схемы размещения скважин в крупноамплитудной ловушке ПХГ позволяет учитывать распределение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, гипсометрию ловушки и распределение действующих гравитационных сил.

**Капыш В.В. Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях / В.В. Капыш, Н.В. Кулемин, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 125–131.**

Проанализированы причины, приводящие к образованию гидратов при транспортировке газа. Рассмотрены примеры уменьшения рисков гидратообразования за счет оптимизации условий подачи газа на газораспределительной станции, газопроводах-отводах и регуляторах давления.

**Истомин В.А. Неизотермическая фильтрация природного газа в призабойной зоне пласта / В.А. Истомин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 132–141.**

Представлены термодинамические соотношения для трех показателей изохэнтальпийного процесса. Установлены их связи с показателями изохэнтропы (адиабаты), термическими коэффициентами и термодинамическими функциями. Предложен подход к описанию неизотермической фильтрации газа в призабойной зоне пласта (ПЗП) с использованием показателей изохэнтальпы. Этот подход упрощает аналитический аппарат теории неизотермической фильтрации, а также приводит к новым соотношениям для обработки газодинамических исследований скважин, учитывающим неизотермичность фильтрационного течения в ПЗП.

## Annotated list of articles

**Istomin V.A. Near wellbore formation thermodynamics at residual water salinity in the reservoir and the possibility of hydrate formation** / V.A. Istomin, D.M. Fedulov // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 6–14.

Gas-condensate fields of Southern Yakutiya (Sakha) are characterized by abnormal factors such as: low formation temperature, high salinity of formation water, low water content of natural gas, etc. The combination of these factors leads to the risk of gas hydrates in the near wellbore formation. The new physical model of non-isothermal (isenthalpic) gas filtration in the near wellbore formation zone is presented. A salinity of formation water (from pure water up to brine) as well as the gas hydrate formation and accumulation are included in the model. The term «non-hydrate time» is introduced and the term «non-hydrate depression» is modified.

**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, V.G. Kvon, S.V. Burakova // *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.

It is noted that serious risks of formation of hydrates in the bottom hole formation zone emerge on the newly fields placed under production (above-Cenomanian deposits in West Siberia, fields of South Yakutia). The numerical technique of Gazprom VNIIGAZ for estimation of conditions of formation of hydrates in case of concentrated electrolyte solutions is upgraded. Thermobaric conditions for gas hydrate formation of Botuobinsk deposits of the fields at South Yakutiya are estimated. Gas hydrate formation and accumulation in the bottom hole formation zone while in well service or well-test calls for development of special methods of the bottom hole formation zone.

**Vasiliev Yu.N. Gas liberation into a bottom water as a main factor of water influx at a gas field under development** / Yu.N. Vasiliev // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 22–27.

The main mechanism of water influx at a gas field under development is a gas liberation into a bottom water during a field pressure is reducing. The mathematical model of bottom water filtration is discussed.

**Lyashenko A.V. Corrosion protection experience in production wells with high volume content of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> in hydrocarbons** / A.V. Lyashenko,

R.A. Jirnov, D.V. Izyumchenko // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 28–35.

The gas-condensate well corrosion protection technology by a high-molecular inhibitor injection at the estimated value is developed and implemented at Astrahaskoe condensate field. The new technology allows to provide the downhole equipment and tubing protection (tubing made from low-alloy steel C-90, C-95 by API 5CT). The periodical injection of inhibitor estimated value and delivering it to the estimated value by the hydrocarbon solvent allows to apply inhibitor protection skin at the metal surface and to maintain it by carry-over from collector for 12 months. The main problems of this technology are analyzed. The guidelines for well inhibitor protection optimization are introduced for Astrahaskoe GCF.

**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.

The transition of the LTD «Gazprom» main fields to the later stage of development accompanied with wells drowning has stimulated the further domestic theoretical and experimental researches of vertical gas-liquid flows. Latest results of experiments carried out in LLC «Gazprom VNIIGAZ» in a wide range of pressures, pipe diameters, gas and liquid flow rates has shown that a number of the conventional assumptions on vertical gas-liquid flow dynamics needs to be clarified. The conclusion is that that the research activity in this direction should be continued, since the results obtained to date have not just clarify the existing theoretical concepts but also issue new challenges.

**Nikolaev O.V. The influence of the depth of the descent of tubing to work watered gas well** / 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. 46–52.

The method of drowning gas well productivity calculation is applied. The technique is based on the results of experimental studies of gas-liquid flows in vertical tubes. It is shown that the neglect of the processes at the borehole bottom can bring to essential errors in calculations both productivity and minimum gas flow rate of the wells. It is concluded that the bottom gas-liquid processes have the most appreciable effect on the operation of the wells with high gas-bearing floor especially at the later development stage.

**Geresh G.M. Features of the formation of a technological mode multi-well in the final stages of field development** / G.M. Geresh, O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin, A.M. Mikhailov // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 53–61.

The interference of drowning gas wells via surface connecting pipelines is discussed. It is shown that the requirements for the individual operating parameters may come into conflict if the wells are connected with common pipeline. To reduce the temporarily shut-in well stock and the production decline rate at the later stage of gas field development the individual well-control is recommended. The calculated results are corroborated with experimental data.

**Rotov A.A. Hydrodynamic model adjustments for gas-liquid flows in pipes** / A.A. Rotov, V.A. Istomin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 62–68.

An adjustment of gas gathering system hydrodynamic model has been considered in this paper. It has been shown that in modeling of gas-liquid flows in pipes besides using of the traditional flow efficiency coefficient it is reasonable to use an additional adjustment coefficient characterizing deviation of calculated hydrostatic pressure loss from its actual value. Two-parameter approach is suggested for adjustment of gas-liquid flow model. The algorithm of adjustment parameters calculations based on field-performance data analysis is developed. Using of this approach allow to expand an adjustment performances of gas gathering systems modes and to increase accuracy of calculations based on these models.

**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.

The analysis of calculation and experimental data on violation of a laminar flow and transition to turbulence flow is carried out at a current of viscous and viscoplastic liquids in a round pipe. It is shown that the transition from laminar flow to turbulent flow happens when at equality of coefficients of hydraulic resistance at turbulent and laminar currents the relation of numbers of Reynolds for these regimes, as a first approximation, coincides with Feygenbaum's universal constant,  $\delta = 4,6692$ . Analytical dependence critical number of Reynolds as functions of Hedstrem's parameter is presented.

**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.

The basic dimensionless parameters used in the two-phase fluid dynamics applied to pipe gas wells with water seepage. To develop the adequate hydrodynamic model to calculate gas-liquid flow in gas wells in the final stages of field development, was created by a booth. The experiments proved, that the vertical gas-liquid flows are described by such dimensionless parameters, or the numbers of similarity, as modified Froude parameter, the parameter S. Buzinova and dimensionless pressure loss. It is proved that the stable operating a gas well with water seepage pressure losses are composed by two independent components one of which is determined by the gas flow, the other – the fluid flow.

**Kubanov A.N. Technological analysis of Turbo-refrigerating equipment at the initial stage of operation of gas treatment unit on Bovanenkovo field** / A.N. Kubanov, M.A. Vorontsov, D.M. Fedulov, V.U. Glazunov // *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.

Turbo-expander unit (TEU) is the main and the most difficult element of low-temperature separation (LTS) system. Technological analysis of the TEU is made on the basis of full-scale comprehensive survey of gas treatment unit on Bovanenkovo field and computational studies using a specially developed technological and mathematical model of the LTS system with the TEU. Analyzes the causes of abnormal turbo-expander's shutdowns, estimated thermodynamic efficiency of the TEU and are given guidelines for assessing the effectiveness and the normalization of the gas treatment unit.

**Kubanov A.N. The specificity of requirements to the quality of gas, produced at the gas treatment unit of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field** / A.N. Kubanov, T.S. Tsasulina, N.N. Klyusova, A.V. Dunaev // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 90–92.

Technology of gas preparation in the gas treatment unit of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field was developed in the period when the industry standard OST 51.40-93 had been operated. It contained technically requirements for gas directed in gas mains. Currently a new standart STO Gazprom 089-2010 of similar content is operated. The computational research technological system of «the gas treatment unit – the gas mains» have been conducted. It showed that both

documents do not reflect the specifics of the gas transportation's parameters in the Yamal fields. It is necessary to develop specific technical specification for gas supplied to the gas pipeline system of the Yamal. The concept of this document is given in the paper.

**Yelistratov A.V. The retrofit of the glycol regeneration units at the Yamburg field** / A.V. Yelistratov, Y.A. Laukhin, V.V. Mironov, L.G. Chikalova, T.A. Protsenko // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 93–98.

The article describes the retrofit of the glycol regeneration units at the Yamburg field. The results of the survey of the DEG regeneration process and fired heaters at the Yamburg field are provided. The influence of the design and process specifications on glycol degradation as well as the influence of the performance of the glycol regeneration column and heat exchanger on the overall performance of the glycol regeneration unit is established. The engineering solutions for glycol regeneration units retrofit that were developed with respect to the results of the survey and approved for the retrofit design are provided.

**Kasperovich A.G. Complex modeling of gas and condensate extraction and liquid hydrocarbons processing for northern JSC Gazprom's gas deposits** / A.G. Kasperovich, M.V. Ovsyankin, D.A. Richkov, O.A. Omelchenko // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 99–105.

Here presented complex model of gas and condensate extraction and liquid hydrocarbons processing for northern JSC Gazprom's gas deposits. Model created using Microsoft excel and built-in visual basic scripting language to create special functions and procedures for automation of multi-iterational complex calculations. Main feature of this model is it's orientation on calculation of material and component balances using components recovery functions (CRF). CRF are based on phase shift equations and describe distribution of components between different refining process products. CRF mathematical approximation is implemented with modified sigmoid equation, created by article authors. Calculation principle is based on determining correct CRF corresponding with specific process parameters. Usage of this methodology allows to decrease calculation time, increase calculation stability, ensure fast and effective completion of complex multiperiod and multivariant balance calculations typically used to prepare source data for new refining processes projects, explanation of product yield change during feed composition changes and planning of refinery processes reconstruction and development.

**Laryukhin A.I. Monitoring of physiochemical characteristics of hydrocarbons for control and improvement of production, treatment and transport of hydrocarbons from Urengoy oil, gas and condensate complex** / A.I. Laryukhin, L.N. Eremina, R.A. Mitnitskiy // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 106–112.

Analysis of full component and component-fraction composition of hydrocarbon produced in Urengoy oil, gas and condensate field is carried out in the department for physical-chemical study, Engineering Center, using high-precision chromatographic equipment – gas chromatograph 6890N and 7890A of Agilent, Master GC of DANI, Kristall 5000, Tsvet 800 in accordance with up-to-date measurement techniques. The results of investigations are widely used for control and improvement of technological process of production, treatment and transport of hydrocarbon raw materials. The article presents materials including metering methodology, the results of undertaken studies on natural gas and unstable condensate analysis and the use of the results for process simulation of hydrocarbons' field processing, and for creation and adaptation of adequate simulation technological models.

**Minigulov R.M. Gas treatment plant with a remote control and autonomous power supply** / R.M. Minigulov, D.N. Gritsishin, I.S. Abolentsev // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 113–117.

Remote small gas-condensate fields (gas production up to 5 billion m<sup>3</sup>/year) are on the verge of profitability or are unprofitable at all. Exception of management and control of technological process of the staff on a field and as a consequence of the exclusion of expenses for salaries, benefits package, construction and maintenance of critical infrastructure will significantly reduce the cost of development fields. Currently gas and condensate treatment plants without staff in Russia are not yet in operation. Design and construction of field facilities on the principle of unmanned technology is possible by using flexible automated control systems, self-contained power supply, energy-saving technologies and improved equipment reliability. As a result operational and capital costs and harmful effects on environment are reducing, level of labor protection and industrial safety is raising.

**Isaeva N.A. Justification layout UGS wells created in the pattern of major aquifer trap** / N.A. Isaeva // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 118–124.

The problem of choosing the layout of production wells on the Arbuzov UGS, which is created in the pattern of major trap aquifer. The use of commonly used layouts wells considered UGS leads to premature flooding of operating well stock and low utilization trap. The proposed method for selecting the layout of wells in the pattern of major trapped underground storage facilities takes into account the distribution of permeability and porosity of the reservoir, hysometry traps and distribution of gravitational forces.

**Kapysh V.V. Gas hydrates control at gas pipeline-branches and gas-distributing stations** / V.V. Kapysh, N.V. Kulemin, V.A. Istomin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 125–131.

Gas hydrates control at gas pipeline-branches as well as at gas-distributing stations are important prob-

lems for providing natural gas supplies. Factors which may influence on gas hydrate formation during gas transportations are discussed. Some examples how to reduce hydrate formation risks by optimizations of supply of gas at gas-distributing station, gas pipeline branches and on pressure regulators are reviewed.

**Istomin V.A. Non-isothermal filtration of natural gas at bottom-hole formation zone** / V.A. Istomin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 4 (15). – P. 132–141.

Thermodynamic relations are presented for the three isenthalpic exponents for thermodynamic processes with constant enthalpy. Isenthalpic exponents are used for non-isothermal filtration of natural gas at bottom-hole formation zone. This approach simplifies the analytical tools of the theory and leads to new relations for the well testing description at stationary regimes.

## Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника, авторы передают издательству безвозмездное исключительное право сроком на 2 года опубликовать ее на русском языке в печатной и электронной (Интернет) версиях издания, а также на лазерных дисках. Издательство ООО «Газпром ВНИИГАЗ» заключает с авторами лицензионный договор (форма договора представлена на сайте [www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)).

### К статье прилагаются

**1. Экспертное заключение** (для сторонних авторов – письмо-направление, подписанное руководителем организации) с информацией, что работа может быть опубликована в открытой печати.

**2. Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; звание и должность; направление исследований; контактный телефон и e-mail.

**3. Аннотация** должна содержать не менее 500 печатных знаков с указанием **ключевых слов** (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод.

**4. Английский перевод** названия статьи, фамилий, имен и отчеств авторов, организации, аннотации, ключевых слов.

**5. Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

### Технические требования

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, таблицы, библиографический список. Статья подписывается всеми авторами.

**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 соответствовать требованиям ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

**5. 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 должны быть набраны гарнитурой Times New Roman. 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, имеющие сложную структуру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул.

**7. Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы – не более 5, в том числе *a*, *b*, *v*) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). 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 8–10 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 \*\*\*\*\*).

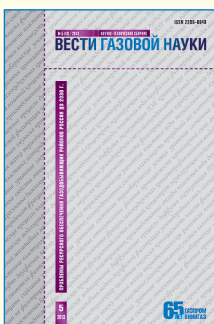
### Оформление библиографического списка

**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.

**Плата с аспирантов за публикацию не взимается.**

**Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.**



## Тема № 5 (16) / 2013

### Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.

По прогнозам большинства экспертов, минерально-органические первичные энергоресурсы (горючие полезные ископаемые) сохранят лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) мира практически на протяжении всего XXI века. Это связано с высокой обеспеченностью запасами энергоресурсов и сравнительно невысокой стоимостью их добычи в обозримом будущем. Безусловно, роль газа в ТЭБ будет неуклонно возрастать вследствие ряда причин и не в последнюю очередь – из-за высокой экологичности производства и использования природного газа.

В настоящее время российская газовая геология находится на этапе перехода к инновационному развитию, связанному с необходимостью освоения минерально-сырьевой базы (МСБ) новых слабоизученных территорий и сложнопостроенных объектов, в том числе в условиях их недостаточной региональной изученности.

На карте России и других регионов Евразии, Америки и Австралии остается все меньше белых пятен с позиций нефтегазовой геологии. Все труднее искать месторождения углеводородов на суше и в пределах многих акваторий. Максимум результативности наблюдается в новых районах при инновационных подходах к прогнозированию и поискам новых месторождений.

Главной ареной деятельности российских газодобывающих компаний в первой половине XXI века останутся Европа, Сибирь, Дальний Восток и зарубежная Азия (Центральная, Юго-Восточная и др.), расположенные на мегаконтиненте Евразия. Здесь должно быть создано единое Евразийское энергетическое пространство, основой которого станут национально-энергетические ресурсные сегменты: российский, иранский и катарский газ; российская и арабская нефть.

В выпуске № 5 научно-технического сборника «Вести газовой науки» отражены результаты исследований специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «ЦГЭ», ОАО «НПЦ «Недра» и других по актуальным проблемам подготовки и освоения МСБ газа ОАО «Газпром» и газовой отрасли промышленности России.

Сборник представляет интерес для геологов и геофизиков научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

#### Научный редактор

д.г.-м.н. *В.А. Скоробогатов*

#### Рецензент

д.г.-м.н. *В.Г. Фоменко*

E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)  
[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)