

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

Научно-технический
сборник

№ 4 (56) / 2023

Издается

ISSN

Учредитель

Свидетельство
о регистрации СМИ

Главный редактор

Зам. главного редактора

Редакционная коллегия

Научные редакторы

Над номером работали

Ответственный редактор

Редактор

Корректор

Редактор перевода

Верстка

Дизайн

Адрес редакции

«Вести газовой науки»

Актуальные вопросы добычи газа

с 2010 г.

2306-8949

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

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

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

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

В.А. Истомин, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Л.В. Эдер, д.э.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, ИПНГ РАН
В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.М.-Р. Гайдаров, д.т.н, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.В. Пятахин, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.М. Лихущин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США
М.Н. Мансуров, д.т.н., доцент, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Г. Кучеров, д.ф.-м.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
доцент, Королевский технологический университет, Швеция
В.В. Харионовский, д.т.н., профессор
В.П. Черный, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
О.В. Трифионов, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.Л. Терехов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.С. Сафонов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем РАН
Е.Б. Григорьев, д.т.н., доцент, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Н.А. Бузников, д.ф.-м.н., Институт теоретической и прикладной электродинамики РАН

В.А. Истомин, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.С. Кузьбожьев, д.т.н., профессор, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Т.Г. Осияненко

А.Я. Стефанова

М.В. Бурова

А.Я. Стефанова

Н.А. Владимиров

И.Ю. Белов

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 26.02.2024 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2023

Цена свободная.

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

Слово редакторов

Текущий 2023 год – юбилейный для ООО «Газпром ВНИИГАЗ»! Семьдесят пять лет со дня основания института – не только знаменательное событие в жизни коллектива, но прежде всего это свидетельство огромного научного потенциала института, создание которого в 1948 году было на тот момент не только актуальным и своевременным, но фактически заложило фундамент газовой науки России. Объединив под своим началом научные подразделения нефтегазового профиля в разных уголках страны, институт придал мощный импульс промышленному развитию регионов и способствовал формированию на местах собственных научных школ!

В настоящее время в ПАО «Газпром» вводятся в разработку новые уникальные газоконденсатные и нефтегазовые месторождения на п-ове Ямал, в Восточной Сибири, на шельфе Сахалина и в других регионах. Одновременно продолжается освоение новых продуктивных горизонтов и в традиционных районах газодобычи Западной Сибири. Новые месторождения углеводородов характеризуются аномальными термобарическими условиями, сложной структурой и низкой проницаемостью коллекторов, наличием в коллекторах не только минерального скелета, но и твердой фазы – солей и органического вещества и др. Причем в ходе освоения и эксплуатации новых месторождений специалисты сталкиваются с технологическими проблемами. В ряде случаев приходится практически с нуля разрабатывать оригинальные технико-технологические решения, обеспечивающие эффективное и надежное функционирование систем добычи газа в осложненных условиях. Таким образом, наукоемкость исследований в газовой отрасли постоянно возрастает. Поэтому новому поколению специалистов в отрасли открываются широкие перспективы для научно-технического творчества. Некоторые аспекты такого инновационного фронта исследований затронуты и в настоящем сборнике.

Данный выпуск сборника «Вести газовой науки» предлагает к обсуждению следующие проблемы:

1) оценка ресурсного потенциала низкопроницаемых отложений, экспериментальные и аналитические исследования пористых сред (новая корреляция для определения проницаемости среды по структуре ее порового пространства, модификации законов фильтрации и др.), экспериментальное изучение и моделирование физико-химических и теплофизических свойств сложных флюидальных систем, включая критическую область;

2) анализ разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа, в том числе и в нетрадиционных коллекторах, повышение продуктивности скважин за счет проведения различных геотехнологических мероприятий (реология новых буровых растворов для проводки скважин, совершенствование методик газодинамических исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах, гидравлические потери в скважинах и др.);

3) совершенствование промышленных технологий добычи газа в осложненных условиях (эффективность сепарации и определение капельного уноса, проблемы эксплуатации газосборных сетей, подбор новых ингибиторов гидратообразования, закачка попутного нефтяного газа в пласт и др.).

Таким образом, представленные в настоящем сборнике статьи охватывают широкий круг актуальных вопросов – от геологического изучения недр до повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. Отдельное внимание уделено перспективам развития газодобывающего и газоперерабатывающего кластера в Республике Коми, а также вопросу сохранения исторического наследия в газовой отрасли.



Главный научный сотрудник
Лаборатории
промысловых
газогидратных,
адсорбционных
и мембранных
технологий
Центра промысловых
технологий добычи
газа д.х.н., профессор
В.А. Истомин



Начальник Отдела
надежности и ресурса
Северного коридора ГТС
филиала ООО «Газпром
ВНИИГАЗ» в г. Ухта
д.т.н., профессор
А.С. Кузьбожев

Содержание

- 4 **Вишератина Н.П., Куницына Т.Н., Ефимова О.В., Кочкина Ю.В.**
Оценка нефтегазоматеринских свойств верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины по данным геофизических исследований скважин
- 12 **Аливердиев А.А., Волков Д.П., Григорьев Б.А., Заричняк Ю.П., Симонова М.А.**
Модель и методика расчета проницаемости зернистых материалов
- 20 **Волков А.Н., Огданец Л.В., Киян П.И.**
К вопросу обоснования начальных параметров пластовых углеводородных флюидов в условиях недостатка геолого-физической информации
- 28 **Швецов М.В., Кочкина Ю.В., Вишератина Н.П., Мелькова Л.В.**
Газовый потенциал терригенных молассовых отложений Верхнепечорской впадины
- 37 **Ксёэнз Т.Г.**
Анализ обводнения залежей Мирненского газоконденсатного месторождения
- 45 **Шарипов Р.И., Кельметр В.В.**
Термогидродинамическое моделирование туронской залежи Южно-Русского месторождения с учетом предельно-допустимых депрессий
- 54 **Михайловский А.А., Белецкая Е.О.**
Технология стабилизации циклической эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов
- 62 **Гайдаров М.М.-Р., Гайдаров А.М., Яремко А.В., Хуббатов А.А., Кадыров Н.Т., Попов Д.А., Храбров Д.В., Мнацаканов В.А., Сосна Н.В., Мирзоев А.С., Курбанов Ш.М.**
К вопросу о выборе реологических показателей бурового раствора
- 73 **Волков А.Н., Шиков И.А., Жданов К.Ю.**
Особенности проведения газодинамических исследований низкопродуктивных газоконденсатных объектов
- 79 **Николаев О.В., Шандрыгин А.Н., Плосков А.А., Стоноженко И.В., Соломахин А.В., Васильев В.Г.**
О законе фильтрации газа в неоднородном пласте
- 90 **Фатеев Д.Г., Токарев Д.К., Ханов Б.Б., Новиков Н.С., Соловьев Т.И., Андреев И.Н., Романова Д.Д., Валеев Р.Д., Шарифуллин И.Ф.**
Результаты сопоставительного расчета забойного давления для горизонтальных скважин со значительным отходом от вертикали в условиях залегания сеноманских отложений
- 100 **Николаев О.В., Плосков А.А., Стоноженко И.В., Васильев В.Г., Соломахин А.В.**
Методика расчета обводненных газовых скважин, оснащенных концентрическими лифтовыми колоннами
- 110 **Ротов А.А., Истомин В.А.**
Актуальные вопросы проектирования и эксплуатации промысловых газосборных сетей на новых месторождениях
- 120 **Ксёэнз Т.Г., Жданов К.Ю.**
Влияние закачки «сухого» газа на фильтрационные свойства пласта с учетом жидкостных притоков
- 127 **Кубанов А.Н., Истомин В.А., Прокопов А.В., Атаманов Г.Б., Юрасов В.О.**
Современные методы определения эффективности газовых сепараторов
- 137 **Маслов А.А., Вагарин В.А., Шпигель И.Г., Свитцов А.А.**
Применение реагентно-мембранного метода очистки водно-метанольных растворов от солей жесткости на установках регенерации метанола
- 145 **Муратова Э.Ж., Крапивин В.Б., Истомин В.А., Федулов Д.М., Квон В.Г., Герасимов Ю.А., Сергеева Д.В., Тройникова А.А., Семенов А.П.**
Ингибитор гидратообразования на основе смесей моноэтиленгликоля и метанола
- 155 **Поднек В.Э., Кияченко Ю.Ф., Юдин И.К., Григорьев Б.А.**
Инструментальный способ реализации оптических критериев определения критических параметров пластовых флюидов
- 168 **Ibrahimoglu B., Grigoryev V.A., Sarikaya Y., Karakaya F.**
Determination of absolute zero temperature by viscosity of liquids
- 176 **Куликов В.Д., Беляков М.Ю.**
Поведение изобарной теплоемкости бинарной смеси в окрестности особой точки фазовой диаграммы в рамках флуктуационной теории
- 187 **Казакова Т.И.**
Оценка эффективности трубопроводной теплоизоляции от степени ее дефектности
- 193 **Маянц Ю.А., Елфимов А.В., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н.**
Определение крутящего момента при погружении винтовых анкеров и свай

- 202 **Шиков И.А., Киян П.И., Матейчук Л.В., Игумнов Д.В.**
Технико-методическое обеспечение определения капельного уноса жидкости с газом из сепарационного оборудования на объектах добычи и подготовки углеводородного сырья
- 209 **Шиков И.А., Жданов К.Ю., Рочев А.Н.**
Подход к определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений газоконденсатной скважины
- 214 **Труфанов С.В., Шульц Е.В., Богданович Т.И.**
Перспективы устойчивого развития газодобывающего и газоперерабатывающего кластера в Республике Коми
- 221 **Красовский А.В.**
Критерии эффективности гидравлического разрыва газового пласта
- 233 **Сергеева В.В.**
Вуктыльское месторождение как объект индустриального наследия
- 240 **Сведения об авторах**
- 245 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – 249 с. – ISSN 2306-8949.

Представленные в сборнике статьи охватывают широкий круг актуальных вопросов – от геологического изучения недр до повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. Отдельное внимание уделено перспективам развития газодобывающего и газоперерабатывающего кластера в Республике Коми, а также вопросу сохранения исторического наследия в газовой отрасли.

Сборник предназначен для ученых, инженеров и учащихся, занимающихся вопросами освоения и разработки углеводородных месторождений, особенно в мерзлотных условиях, а также созданием программного и аппаратного обеспечения этих процессов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2024, no. 4(56): Topical issues of gas production, 249 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

This collected book presents the articles embracing a wide range of actual questions from the geological studies of subsoil up to improvement of the operational reliability of the gas mains. The special attention is paid to the outlooks for advancing a gas-recovering and gas-processing cluster at the Komi Republic, and to preservation of the historical heritage of the gas industry.

Revealed information could be interesting to specialists occupied with exploration and development of the hydrocarbon fields, especially in permafrost conditions, or with creation of the corresponding domestic software and hardware.

УДК 550.85 (470.13)

Оценка нефтегазоматеринских свойств верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины по данным геофизических исследований скважин

Н.П. Вишератина¹, Т.Н. Куницына¹, О.В. Ефимова¹, Ю.В. Кочкина^{1*}

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: yu.kochkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: нефтегазоматеринские свойства, верхнеартинская терригенная моласса, Верхнепечорская впадина, геофизические исследования скважин, содержание органического вещества, методики определения.

Тезисы. В статье рассмотрены методики оценки содержания органического вещества ($C_{орг}$) в сложнопостроенных низкопроницаемых породах по данным геофизических исследований скважин (ГИС) на примере верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины, отложения которой по условиям формирования могут являться газоматеринскими; проведена их апробация. Важным геохимическим показателем, характеризующим степень зрелости органического вещества (ОВ) и генерационный потенциал отложений, является $C_{орг}$ в породе, обычно устанавливаемое по керну. Однако исследования по керну выполняются, как правило, в ограниченном объеме и на ограниченном участке разреза, что не дает полного представления о характере распространения газоматеринских пород в целом. Более четкие закономерности распространения ОВ по площади исследования и по глубине залегания отложений могут быть установлены расчетным путем по данным ГИС, так как геофизические характеристики пород с повышенным и пониженным $C_{орг}$ могут существенно различаться.

В статье проанализированы методики оценки $C_{орг}$ по данным ГИС как зарубежных, так и отечественных исследователей. В скважинах с расширенным комплексом ГИС проведена апробация нескольких авторских методик. Полученные результаты хорошо согласуются с данными керна.

Мощная толща (до 1400 м и более) сланцевой формации терригенной верхнеартинской молассы Верхнепечорской впадины (ВПВ), представленная довольно равномерным чередованием песчано-алевролитовых пород и аргиллитов с прослоями известняков и мергелей, может содержать как традиционные ($K_{пр} > K_{пр.гран}$, $K_{п} > K_{п.гран}$)¹, так и нетрадиционные трещинные (кавернозно-трещинные) низкоемкие ($K_{пр} > K_{пр.гран}$, $K_{п} < K_{п.гран}$) и предельно низкопроницаемые ($K_{пр} \ll K_{пр.гран}$) с закрытыми порами ($K_{п} >$ или $< K_{п.гран}$) скопления углеводородов (УВ) и толщи с потенциально возможными газоносными сланцами [1]. Анализ [1] показал, что доля традиционных коллекторов, которые в пластовых условиях могут содержать подвижные УВ и отдавать их при испытании объекта традиционным способом, в рассматриваемых отложениях весьма незначительна и составляет менее 3 %. На долю трещинно-кавернозных низкоемких коллекторов, извлечение газа из которых возможно только при дополнительной (искусственной) стимуляции трещин (например, в форме гидроразрыва пласта), может приходиться 25...30 %. Основной объем в толще (до 70 %) занимают глинистые низкопроницаемые аргиллиты (глинисто-битуминозные сланцы), которые многие исследователи считают газоматеринскими [2–4].

Геохимические исследования содержания ($C_{орг}$) органического вещества (ОВ) в породе, пиролиз пород (RockEval), определение отражательной способности витринита (ОСВ) и др., выполненные на керне специалистами ООО «ГП НИЦ», Института геологии Коми НЦ УрО РАН, филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и др., показали, что значение $C_{орг}$ в рассматриваемой молассе изменяется в широком диапазоне – от 0,08 до 3,66 % (в среднем 1,28 %), что свидетельствует о вариативности

¹ $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости; $K_{пр.гран}$ – граничное значение $K_{пр}$; $K_{п}$ – коэффициент пористости; $K_{п.гран}$ – граничное значение $K_{п}$.

ее газогенерационных возможностей. В разрезе молассы присутствуют как газоматеринские породы (ГМП) (в основном среднепродуктивные [5]), так и породы с низким, практически нулевым, генерационным потенциалом (например, для образца 13/1 скв. 31-Курьинская $C_{орг} = 0,08\%$).

На рис. 1 показано распределение по керну осредненных значений $C_{орг}$ по пачкам и по глубине с учетом всех определений, имеющихся в базе ООО «ГП НИЦ» (20 образцов), и вновь отобранных образцов керна (39 шт.), исследованных в лаборатории филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Заметных отличий $C_{орг}$ не наблюдается ни по выделенным в разрезе семи пачкам, ни по глубине залегания отложений, и на всех рассматриваемых площадях $C_{орг}$ варьирует в одних пределах (см. рис. 1). Исключение составляет Пачгинское месторождение, к которому приурочены максимальные значения $C_{орг}$ (2,18... 3,33 %, VI... VII пачки).

Сотрудниками Института геологии Коми НЦ УрО РАН [4] при установлении перспектив нефтегазосности пермских отложений получены аналогичные результаты. В сероцветной молассовой толще юга ВПВ, согласно исследованиям, значения $C_{орг}$ в аргиллитах варьируют в пределах 0,8...2,0 % при среднем значении 1,5 %. Однако исследования на керне не дают

полного представления о характере распространения ГМП в целом по разрезу, так как выполнены в ограниченном объеме (всего 59 образцов на более чем километровую толщину молассы), не охватывают всей площади и носят фрагментарный характер.

Для определения геохимических параметров можно использовать геофизические исследования скважин (ГИС), выполняемые по всему разрезу скважин, так как фильтрационно-емкостные свойства пород, содержащих ОВ, по данным ГИС, имеют отличительные характеристики. Довольно полный анализ зарубежных и отечественных методик определения $C_{орг}$ по данным ГИС приведен П.С. Куляпиным и Т.Ф. Соколовой [6].

Западными исследователями разработаны несколько методик оценки $C_{орг}$ с помощью методов ГИС [7–9 и др.]. Как показал анализ [6], наиболее широко используется методика, К.Р. Пассея, в которой применяется нормализация показаний методов определения пористости (акустического, нейтронного или плотностного) и сопротивления пород [7]. Следует отметить, что ранее схожий способ нормализации пористости и сопротивления для выделения продуктивных коллекторов, который активно используется для выделения продуктивных интервалов в терригенных и карбонатных

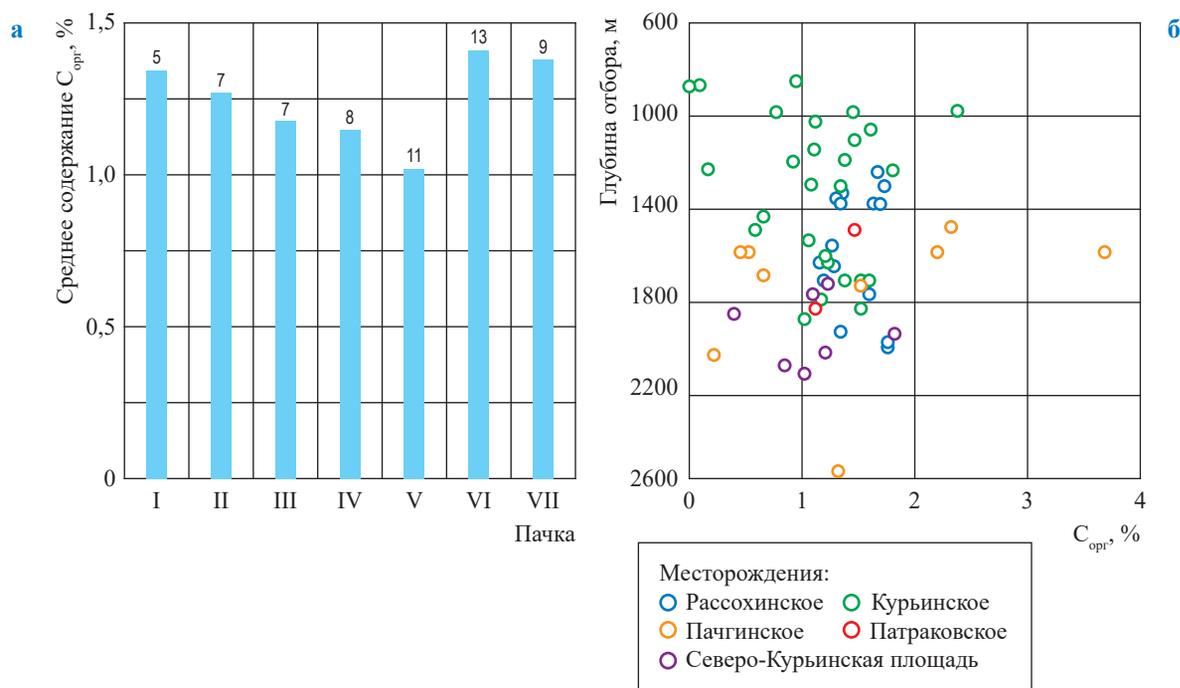


Рис. 1. Распределение $C_{орг}$: а – осредненных значений по пачкам (пачки пронумерованы снизу вверх, цифра над столбцом диаграммы – количество определений); б – по глубине

разрезах, был предложен Н.З. Заляевым [10]. При реализации методики К.Р. Пассея кривые каротажа масштабируются таким образом, что их совпадение наблюдается в интервалах пород с различной пористостью, но с низким значением $C_{орг}$, в то время как превышение кривой сопротивления (R) над нормализованной кривой пористости отмечается в интервале ГМП. Это приращение характеризует параметр $\Delta \log R$, который рассчитывается следующим образом:

$$\Delta \log R \Delta t = \log \frac{\rho_n}{\rho_{гн}} + 0,02(\Delta t - \Delta t_{гн}) \quad (1)$$

либо

$$\Delta \log RN = \log \frac{\rho_n}{\rho_{гн}} + 4(W_n - W_{гн}), \quad (2)$$

где Δt – интервальное время пробега упругой волны в породе, мкс/фт; $\Delta t_{гн}$ – интервальное время пробега упругой волны в глине, мкс/фт; ρ_n – удельное электрическое сопротивление в породе, Ом·м; $\rho_{гн}$ – удельное электрическое сопротивление в глине, Ом·м; W_n – водородо-содержание в породе, доли ед.; $W_{гн}$ – водородо-содержание в глине, доли ед.

Относительному приращению $\Delta \log R$ пропорционально содержание органического углерода:

$$C_{орг} = \Delta \log R \cdot 10(2,297 - 0,1688 \cdot LOM), \quad (3)$$

где LOM – степень метаморфизма ОБ нефтегазоматеринских пород (НГМП).

Значение параметра LOM, входящего в формулу (3), может быть определено, если известны ОСВ, характерная для изучаемого ОБ, или температурный режим залежей УВ. Пределы изменения показателя LOM в зависимости от степени зрелости породы находятся в следующем диапазоне значений:

- LOM = 6 для незрелого ОБ (породы молодые или неглубоко залегающие, отсутствие генерации УВ);
- LOM = 8...10 для зрелого ОБ (происходит генерация нефти или газа);
- LOM = 12 для перезрелого ОБ (все УВ «выгорели»).

Данный метод дает существенные погрешности в участках скопления адсорбирующего уран пирита, которые часто отмечаются в зонах с повышенным $C_{орг}$, поэтому пиритизированные разности характеризуются аномально

высокими показаниями гамма-каротажа (более 40 мкР/ч). Однако оцененные по методике К.П. Пассея [7] значения $C_{орг}$ в этих зонах получаются минимальными и не соответствующими реальному значению $C_{орг}$, что обусловлено аномально низким удельным электрическим сопротивлением пирита. Тем не менее в данной работе этот способ принят за основной, так как не приводит к завышению значений $C_{орг}$, что важно при оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемых отложений.

В методике Д.Р. Исслера с соавторами [8] используются построенные авторами палетки, позволяющие рассчитать $C_{орг}$ путем непосредственного сопоставления плотности породы (δ_n) либо интервального времени Δt и сопротивления породы ρ_n . Тристан Эузен [11] выполнил оцифровку этих палеток, получив при этом следующие уравнения:

- согласно плотностному гамма-гамма каротажу (ГГК-п)

$$C_{орг.ГГК-п} = a \frac{-0,1429 \frac{1000\delta_n - 1014}{\lg \rho_n + 4,122} + 45,14}{100} + b; \quad (4)$$

- согласно акустическому каротажу (АК)

$$C_{орг.АК} = c \frac{0,0714(\Delta t_n + 1951 \lg \rho_n) - 31,86}{100} + d, \quad (5)$$

где δ_n , г/см³; Δt , мкс/м. В уравнениях (4), (5) коэффициенты a и c равны 1, b и d – нулю; они применяются для настройки в изучаемом разрезе по керну (по результатам пиролиза).

Методика, предложенная Дж.В. Шмокером [9], предполагает расчет величины $C_{орг}$ из показаний (RHOV, г/см³) плотностного гамма-гамма метода по формуле

$$C_{орг} = \frac{A}{RHOV} - B, \quad (6)$$

где по умолчанию эмпирические коэффициенты $A = 154,497$, $B = 57,261$. Однако ввиду недоучета особенностей сложного минерального состава нефтегазоматеринских пород методика Дж.В. Шмокера не может быть рекомендована в качестве альтернативы методам Пассея или Исслера.

Отношение тория Th к урану U является важной характеристикой², позволяющей выделить зоны с различными условиями

² Описана как в зарубежных, так и в отечественных источниках.

осадконакопления (суша и море) и оценить содержание адсорбированного газа и его количество, переходящее в свободное состояние при изменении давления [6, 12–14].

Изучая нефтематеринские отложения олигоцена Восточного Предкавказья, С.А. Дудаев [13, 14] при сопоставлении отношения U/Th и $C_{орг}$, установленных по данным керна, выполнил классификацию пород, разделив их на коллекторы, трещиноватые породы, глинистые разности с низкой органикой и НГМП. Коллекторы на графическом сопоставлении U/Th и $C_{орг}$ характеризуются низкими значениями $C_{орг}$ и невысокими отношениями U/Th ; зоны развития трещиноватости, согласно С.А. Дудаеву, – низкими значениями $C_{орг}$ и высокими отношениями U/Th ; глинистые разности выделяются невысокими значениями U/Th и $C_{орг}$, а непосредственно нефтегазоматеринские – высокими значениями U/Th и $C_{орг}$.

Апробация методик расчета $C_{орг}$ по данным ГИС в отложениях нижнепермской молассы ВПВ проводилась на примере 14 скважин: в пяти – с расширенным комплексом ГИС (скв. 31- и 103- Курьинские; 1- и 3- Пачгинские; 1-Луньвожпальская); в девяти (скв. 22-, 23-, 25- Пачгинские; скв. 54-, 58-, 60-, 61-, 62- Рассохинские; скв. 1-Мартыуская) – с ограниченным комплексом ГИС (отсутствие АК и ГГК-п). По методике С.А. Дудаева расчеты проведены по двум скважинам (3-Пачгинской и 1-Луньвожпальской), где был выполнен спектральный гамма-каротаж (СГК).

Количественные определения геофизических параметров ($W_{пл}$, Δt , $\rho_{пл}$), используемых в расчетных формулах (1)–(6), проводились после оценки качества материалов ГИС по опорным пластам: плотные – ангидриты в подошве Р₁к_г и известняки Р₁а_г₁; глины – в кровле V пачки и в I пачке.

При апробации вышеперечисленных методик установлено, что для условий рассматриваемого разреза наиболее приемлемым способом является способ К.Р. Пассея [7]. При расчете $C_{орг}$ по формулам (1)–(3) [7] показатель LOM был принят равным 8 (как для пород, достигших степени зрелости МК₄).

Сопоставление результатов определения значений $C_{орг}$ по ГИС ($C_{орг.ГИС}$) с использованием методов нейтронного ($C_{орг.НК}$) и акустического ($C_{орг.АК}$) каротажа по пластопересечениям с содержанием $C_{орг.керна}$, определенного по керну, показало хорошую сходимость (рис. 2).

Результаты определения $C_{орг.НК}$ по пачкам верхнеартинской молассы приведены в таблице.

В результате анализа полученных расчетных значений $C_{орг.ГИС}$ установлено:

- повышенными значениями $C_{орг}$ (от 2,0 до 7,9 %) характеризуются практически все выделенные пачки;
- значительный разброс значений $C_{орг}$ свидетельствует о неоднородности газогенерационных возможностей рассматриваемых отложений;
- тонкое переслаивание слоев (по данным ГИС, толщиной от 0,1 до 1,0 м)

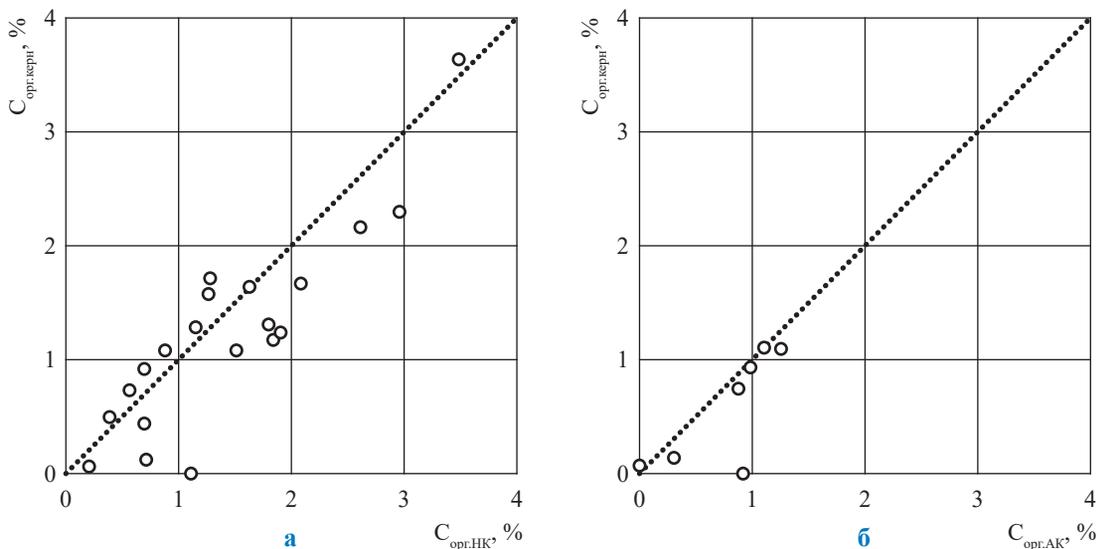


Рис. 2. Сопоставление значений $C_{орг.ГИС}$ (а – $C_{орг.НК}$; б – $C_{орг.АК}$), определенных по методике К.Р. Пассея, и $C_{орг.керна}$

Результаты определения $C_{\text{орг.ГИС}}$ по нейтронному каротажу:
в скобках указано среднее значение

Скважина	Пачка							Итого по скважине
	I	II	III	IV	V	VI	VII	
31-Курьинская	1,3...4,0 (2,9)	1,6...4,8 (2,8)	0,9...3,9 (2,4)	0,9...3,0 (2,0)	0...3,3 (1,3)	0...3,5 (1,3)	0,4...3,8 (1,8)	0...4,8 (1,8)
103-Курьинская	0,7...5,6 (3,1)	2,2...5,4 (3,6)	1,5...6,6 (3,1)	0...4,9 (2,4)	0,3...5,2 (2,4)	1,5...4,1 (2,6)	0,7...4,2 (1,4)	0...6,6 (2,6)
1-Луньвожпальская	0,4...3,4 (1,8)	1,4...4,8 (2,7)	1,3...3,5 (2,3)	0,3...3,5 (1,4)	0...2,7 (1,0)	0...3,9 (0,9)	0...5,8 (0,9)	0...5,8 (1,6)
1-Пачгинская	0,5...4,3 (2,0)	0...6,3 (2,1)	0,5...7,6 (3,2)	0...6,5 (2,2)	0...3,0 (1,0)	0...4,4 (0,9)	0...2,8 (0,3)	0...7,6 (1,8)
3-Пачгинская	0...1,2 (0,4)	0,2...3,4 (1,8)	0,5...5,6 (2,2)	0,7...4,1 (2,2)	0,5...3,9 (2,1)	0,5...3,6 (2,1)	0...5,8 (1,5)	0...5,8 (2,0)
22-Пачгинская	0,7...4,9 (2,2)	1,7...3,7 (2,7)	1,3...4,2 (2,6)	0,3...3,2 (1,9)	0...3,3 (1,5)	0...3,5 (1,1)	0...3,4 (1,2)	0...4,9 (1,9)
23-Пачгинская	0...2,6 (1,5)	1,0...4,1 (2,4)	0,6...4,1 (2,1)	0...4,7 (2,1)	0...4,5 (1,2)	0...3,9 (1,4)	0...4,9 (2,5)	0...7,9 (1,9)
25-Пачгинская	0...8,9 (4,1)	0...5,6 (2,5)	0,2...5,1 (2,5)	0...5,4 (2,3)	0...5,1 (1,3)	0...3,0 (0,7)	0...2,3 (0,3)	0...8,9 (1,6)
54-Рассохинская	0,7...3,0 (1,7)	1,5...3,2 (2,3)	1,6...3,6 (2,4)	0,6...3,5 (2,0)	0...3,8 (2,2)	0,7...4,2 (1,9)	0...4,5 (1,8)	0...4,5 (2,1)
58-Рассохинская	0,1...4,1 (2,1)	0,9...4,1 (2,4)	2,0...5,3 (3,7)	0,2...4,9 (2,2)	0...3,1 (0,9)	0...2,1 (0,3)	0...2,8 (0,4)	0...5,3 (1,6)
60-Рассохинская	0...2,2 (1,3)	1,7...3,8 (2,9)	1,6...5,0 (3,6)	1,3...5,4 (3,0)	0,9...3,7 (2,9)	0...5,6 (2,9)	0...5,1 (2,0)	0...5,6 (2,9)
61-Рассохинская*	–	–	–	0,5...3,3 (1,8)	0...3,3 (1,4)	0...3,6 (1,3)	0...2,4 (0,7)	–
62-Рассохинская	0,1...3,1 (1,6)	1,0...3,8 (2,3)	0,3...4,4 (2,0)	0...3,5 (1,6)	0...4,1 (2,2)	0...3,7 (1,8)	0...6,1 (1,7)	0...6,1 (1,9)
1-Мартюсоя	0...2,8 (1,1)	0,8...2,9 (2,0)	0,4...5,2 (2,4)	0,8...3,7 (2,2)	0...4,7 (2,2)	0,3...2,1 (1,1)	0...1,9 (0,4)	0...5,2 (2,0)
Итого по пачке	0...5,6 (2,0)	0...6,3 (2,5)	0,2...7,6 (2,6)	0...6,5 (1,9)	0...5,2 (1,7)	0...4,4 (1,4)	0...6,1 (1,2)	Среднее по скважинам – 2,0

* При расчете средних значений скважина не учтена.

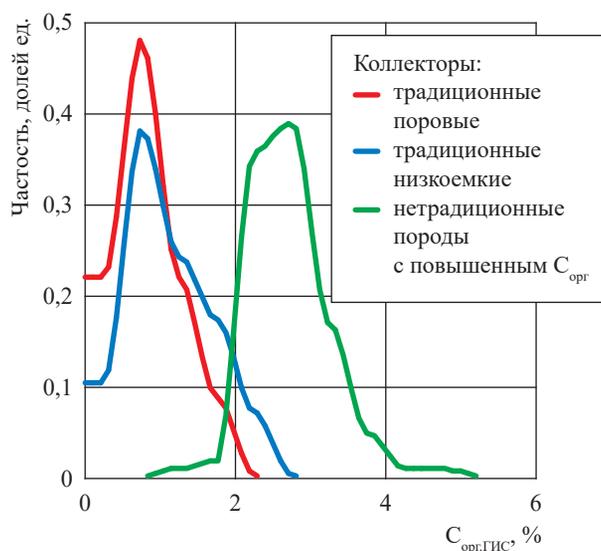


Рис. 3. Пример распределения $C_{\text{орг}}$ по типам коллекторов по скв. 1-Луньвожпальская

с различным $C_{\text{орг}}$ объясняется микрофазальной неоднородностью разреза рассматриваемой молассы;

- слои с повышенным $C_{\text{орг}}$ (обладающие наиболее высокими газоматеринскими свойствами) литологически представлены в основном кремнисто-мергелисто-глинистыми разностями;

- наибольшими значениями $C_{\text{орг}}$ характеризуются II и III пачки, представленные аргиллитами с прослоями карбонатизированных пород (средние значения $C_{\text{орг.ГИС}}$, которые варьируют в пределах 1,8...4,1 %);

- минимальные значения $C_{\text{орг}}$ связаны с верхними песчанистыми пачками VI и VII (средние значения $C_{\text{орг.ГИС}}$ — от 0 до 2,0 %), в которых сосредоточено наибольшее количество пластов с традиционными коллекторами, не являющимися газоматеринскими (рис. 3).

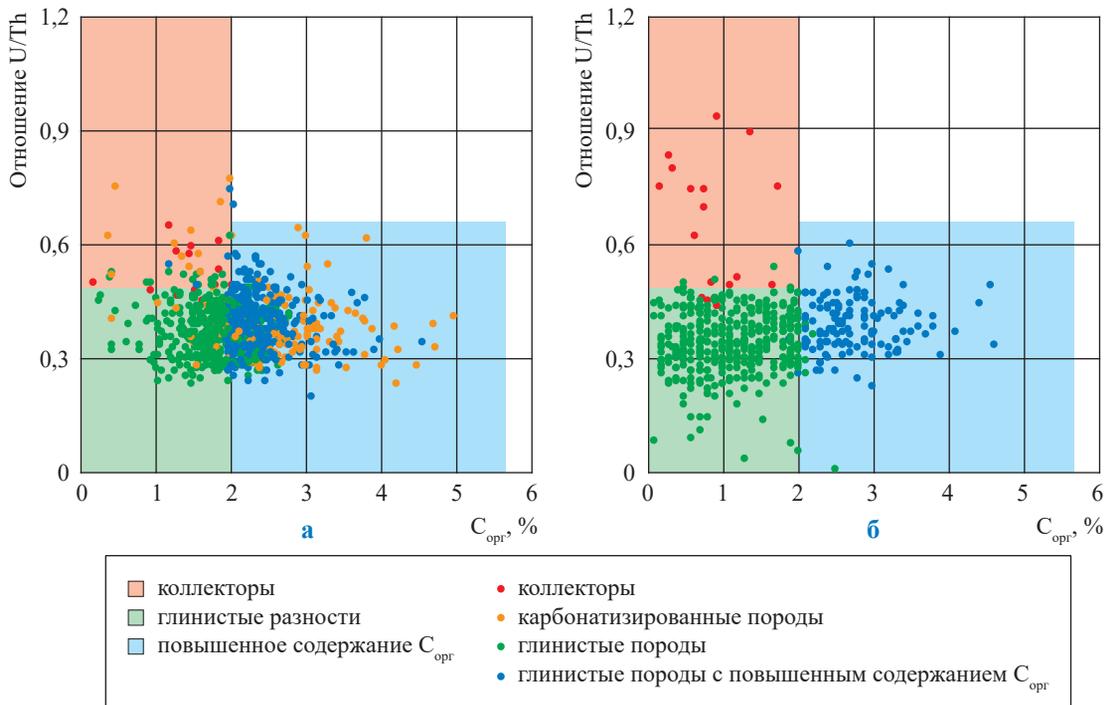


Рис. 4. Типизация пород по сопоставлению отношения U/Th и $C_{орг}$ в разрезе скважин 3-Пачгинская (а) и 1-Луньвожпальская (б)

Для подтверждения последних трех выводов по методике С.А. Дудаева [14] по данным СГК выполнена типизация рассматриваемых пород. По результатам сопоставления отношения U/Th и $C_{орг,ГИС}$ (рис. 4) в изучаемых отложениях выделены следующие типы пород:

- коллекторы (поровые и низкоемкие), характеризующиеся пониженными значениями $C_{орг}$ (до 2 %) и повышенным значением U/Th (в пределах 0,45...1,2);
- глинистые породы с пониженными значениями $C_{орг} < 2$ % и $U/Th < 0,45$;
- ГМП (карбонатизированные и мергелисто-глинистые с повышенным значением $C_{орг}$), для которых характерны значения $C_{орг} > 2$ % и $U/Th = 0,25...0,7$.

Полученные результаты подтверждают выводы, сделанные ранее по керну, о преимущественном $C_{орг}$ в глинистых и глинисто-карбонатизированных разностях, которые следует рассматривать как газоматеринские с повышенными генерационными свойствами.

Результаты определений $C_{орг,кern}$ и $C_{орг,ГИС}$ и анализ их пространственного распределения послужили основой для составления карт концентраций органического углерода в отложениях верхнеартинской молассы.

Список литературы

1. Вишератина Н.П. Петрофизическая модель сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, М.В. Швецов и др. // Газовая промышленность. – 2022. – № 3 (830). – С. 14–27.
2. Данилевский С.А. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Склярова, Ю.М. Трифачев. – Ухта: УГТУ, 2003. – 298 с.
3. Дьяконов А.И. Современный эволюционно-динамический метод прогноза нефтегазоносности геолого-экологических регионов особо сложного строения (на примере юга Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции) / А.И. Дьяконов, Н.Д. Цхадая, Т.А. Овчарова и др. – Ухта: УГТУ, 2002. – 88 с. – lib.ugtu.net
4. Анищенко Л.А. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба / Анищенко Л.А. и др. – СПб.: Наука, 2004. – 214 с.
5. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ / Е.С. Ларская. – М.: Недра, 1983. – 190 с.

6. Куляпин П.С. Прогноз коллекторов в разрезе баженовской свиты по материалам керна и геофизических исследований скважин / П.С. Куляпин, Т.Ф. Соколова // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 118–133.
7. Passey Q.R. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs / Q.R. Passey, S. Creaney, J.B. Kulla et al. // The AAPG Bulletin. – 1990. – Т. 74. – № 17. – С. 1777–1794.
8. Issler D.R. Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of Western Canada / D.R. Issler, K. Hu, J.D. Bloch et al. – GSC Open File 4362. – https://geochem.nrcan.gc.ca/cdogs/content/pub/pub10396_e.htm.
9. Schmoker J.W. Organic carbon in Bakken formation, United States portion of Williston Basin / J.W. Schmoker, T.C. Hester // AAPG Bulletin. – 1983. – Т. 67. – № 12. – С. 2165–2174.
10. Заляев Н.З. Определение пористости и нефтенасыщенности карбонатных пород по данным электрического и радиоактивного каротажа / Н.З. Заляев // Геофизические методы поисков и разведки нефти и газа в Припятской впадине. – Минск: Наука и техника, 1970. – С. 92–97.
11. Crain E.R. Crain's petrophysical handbook: total organic carbon (TOC) / E.R. Crain. – <http://spec2000.net/1-vshtoc.htm>.
12. Аксельрод С.М. Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2011. – № 1. – С. 80–110.
13. Дудаев С.А. Рациональный комплекс геофизических исследований сложных коллекторов Предкавказья / С.А. Дудаев, Р.С. Дудаев // Каротажник. – 2006. – № 10–11. – С. 88–103.
14. Дудаев С.А. Петрофизические предпосылки изучения глинистых коллекторов Предкавказья по данным гамма-спектрометрии керна / С.А. Дудаев // Каротажник. – 2011. – № 6. – С. 12–25.

Assessment of oil-and-gas parent properties for Upper Artinskaya terrigenous molasses of Upper Pechora depression according to well logs

N.P. Visheratina¹, T.N. Kunitsuna¹, O.V. Yefimova¹, Yu.V. Kochkina^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: yu.kochkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article examines the procedures for assessing the content of organic matter (C_{org}) in the complex low-permeable rocks according to well logging data for a case of the Upper Artinskaya terrigenous molasses at the Upper-Pechora depression, which sediments could be gas-parent; their approbation has been carried out. Rock C_{org} is the important geochemical indicator, which characterizes the extent of maturity of the organic matter and the hydrocarbon-generating potential of the sediments. Commonly, the C_{org} values are stated according to core measurements. Nevertheless, the core tests are usually done on a limited series of samples and at a limited section of a geological profile, and this is an obstacle for total understanding of the gas-parent rocks distribution picture. The more explicit patterns of the areal and in-depth distributions of the organic matter could be calculated using the well logs, as the physical characteristics of rocks with low and high C_{org} values may differ dramatically.

Authors analyzed the recommended domestic and foreign methods of C_{org} assessment according to well logging data. Few authorial procedures were tested in the wells subject to the enlarged logging. The acquired results closely correspond to the core testing data.

Keywords: oil-and-gas parent properties, Upper Artinskaya terrigenous molasses, Upper Pechora depression, well logging, content of organic matter, procedure of determination.

References

1. VISHERATINA, N.P., T.N. KUNITSYNA, M.V. SHVETSOV, et al. Petrophysical model of complexly composed low-permeable reservoirs of the Lower Permian terrigenous molasse of the Upper Pechora depression of the Pre-Ural foreland basin [Петрофизическая модель сложеннопостройенных низкпронистаемых коллекторов низнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральского крайевого прогиба]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 3(830), pp. 14–27, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. DANILEVSKIY, S.A., Z.P. SKLYAROVA, Yu.M. TRIFACHEV. *Geofluidal systems of Timan-Pechora province* [Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции]. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2003. (Russ.).

3. DYAKONOV, A.I., N.D. TSKHADAYA, T.A. OVCHAROVA, et al. *Modern evolutionary-dynamical method for forecasting oil-gas presence at geologic-ecologic regions with especially complicated structure (a case of the southern part of Upper-Pechora depression at Timan-Pechora province)* [Sovremennyy evolyutsionno-dinamicheskiy metod prognoza neftegazonosnosti geologo-ekologicheskikh regionov osobo slozhnogo stroyeniya (na primere Verkhnepechorskoy vpadiny Timano-Pechorskoy provintsii)]. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2002. (Russ.). Available from: lib.ugtu.net.
4. ANISHCHENKO, L.A., et al. *Organic geochemistry and oil-gas-bearing capacity of Permian sediments at north of Pre-Urals downfold* [Organicheskaya geokhimiya i neftegazonosnost permskikh otlozheniy severa preduralskogo progiba]. St. Petersburg: Nauka, 2004. (Russ.).
5. LARSKAYA, Ye.S. *Diagnostics and methods for studying oil-gas parent intervals* [Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskikh tolshch]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
6. KULYAPIN, P.S., T.F. SOKOLOVA. Prediction of reservoirs within the profile of Bazhenovo series according to core tests and well logs [Prognoz kollektorov v razreze Bazhenovskoy svity po materialam kerna i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 118–133, ISSN 2413-1830. (Russ.).
7. PASSEY, Q.R., S. CREANEY, J.B. KULLA et al. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, 1990, vol. 74, no. 17, pp. 1777–1794, ISSN 0149-1423.
8. ISSLER, D.R., K. HU, J.D. BLOCH et al. *Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of Western Canada*: GSC, Open File 4362. Available from: https://geochem.nrcan.gc.ca/cdogs/content/pub/pub10396_e.htm.
9. SCHMOKER, J.W., T.C. HESTER. Organic carbon in Bakken formation, United States portion of Williston Basin. *AAPG Bulletin*, 1983, vol. 67, no. 12, pp. 2165–2174, ISSN 0149-1423.
10. ZALYAYEV, N.Z. Determination of porosity and oil saturation for carbonaceous rocks according to data of electric and radioactive logging [Opredeleniye poristosti i neftenasyshchennosti karbonatnykh porod po dannym elektricheskogo i radioaktivnogo karotazha]. In: *Geophysical methods of searching and prospecting oil and gas in Pripyatskaya depression* [Geofizicheskiye metody poiskov i razvedki nefti i gaza v Pripyatskoy vpadine]. Minsk: Nauka i tekhnika, 1970, pp. 92–97. (Russ.).
11. CRAIN, E.R. *Crain's petrophysical handbook: total organic carbon (TOC)* [online]. Available from: <http://spec2000.net/1-vshtoc.htm>
12. AKSELROD, S.M. Gas production from shales (based on foreign publications) [Dobycha gaza iz glinistyykh slantsev (po materialam zarubezhnoy pechati)]. *Karotazhnik*, 2011, no. 1, pp. 80–110, ISSN 1810-5599. (Russ.).
13. DUDAYEV, S.A., R.S. DUDAYEV. Rational complex of geophysical researches of complex reservoirs of Northern Caucasus [Ratsionalnyy kompleks geofizicheskikh issledovaniy slozhnykh kollektorov Predkavkazya]. *Karotazhnik*, 2006, no. 10–11, pp. 88–104, ISSN 1810-5599. (Russ.).
14. DUDAYEV, S.A. Petrophysical preconditions for the studying of the shaly reservoirs in Ciscaucasia from the data of gamma-ray spectrometry [Petrofizicheskiye predposylki izucheniya glinistyykh kollektorov Predkavkazya po dannym gamma-spektrometrii kerna]. *Karotazhnik*, 2011, no. 6, pp. 12–25, ISSN 1810-5599. (Russ.).

УДК 533.154

Модель и методика расчета проницаемости зернистых материалов

А.А. Аливердиев¹, Д.П. Волков^{2*}, Б.А. Григорьев^{3,4}, Ю.П. Заричняк⁵, М.А. Симонова⁶

¹ Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН в г. Махачкале, Российская Федерация, 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. М. Ярагского, д. 75

² Санкт-Петербургский университет Государственной противопожарной службы МЧС России, Российская Федерация, 196105, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 149

³ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

⁴ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

⁵ Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, Российская Федерация, 197101, г. Санкт-Петербург, Кронверкский пр-т, д. 49

⁶ Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Российская Федерация, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29

* dp-lv@yandex.ru

Ключевые слова:
пористая среда,
коэффициент
проницаемости,
полиструктурная
модель,
извилистость пор.

Тезисы. Рассмотрены модели различных авторов и формулы на их основе для расчета проницаемости пористых материалов. Предложены новая полиструктурная модель и методика расчета проницаемости зернистых материалов. Результаты расчета по рассмотренным и вновь разработанной моделям сопоставлены с экспериментальными данными о проницаемости зернистых материалов.

Проницаемость – это фильтрационный параметр горной породы, характеризующий ее способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления. Проницаемость в совокупности с другими характеристиками предопределяет режим эксплуатации месторождения, а именно: давление и темп закачки рабочего агента в пласт (как правило, воды или перегретого водяного пара); объем и пространственную геометрию закачки для предотвращения преждевременного обводнения пласта и прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин и т.п. Проницаемость определяется геометрией и размерами пор. Почти все осадочные нефте-, газо- и водонасыщенные породы – пески, песчаники, известняки, доломиты – обладают проницаемостью. Чем выше проницаемость пластов, тем больше производительность пробуренных на них скважин, тем быстрее передается давление по пласту, тем более вероятной является продолжительность работы пласта при упруговодонапорном или водонапорном режимах, тем эффективнее могут быть проведены работы по поддержанию пластового давления и осуществлению вторичных методов разработки и тем выше нефте-и газоотдача пласта.

Определение проницаемости имеет большое значение для разработки нефтяных и газовых месторождений. Для оценки проницаемости вводится понятие коэффициента проницаемости. Коэффициент проницаемости пласта (k) – важнейшая гидродинамическая характеристика пористой среды. Он характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации, на единичной площади фильтрации.

Количественно проницаемость оценивается из закона линейной фильтрации Дарси. Она зависит от размера и структуры поровых каналов, но не зависит от насыщающего флюида, т.е. характеризует структурные параметры породы.

Известно много попыток создать теорию, связывающую геометрическую структуру пористого материала с проницаемостью [1–3]. Прямой подход к нахождению связей между свойствами пористых сред заключается в установлении эмпирических

зависимостей. Наиболее часто связывают проницаемость со средним (эффективным) размером пор или диаметром зерен, со структурой (распределение пор по размерам) порового пространства, угловатостью и шероховатостью зерен, трещиноватостью пород. Все эмпирические попытки установить зависимость между различными динамическими свойствами пористых материалов были неудачными, если не вводились дополнительные параметры.

Во всех случаях для установления зависимости между различными динамическими параметрами пористых сред приходится прибегать явно или неявно к некоторой модели порового пространства. Наиболее просты модели, состоящие из системы параллельных прямых капилляров равного диаметра [1]. Модель так называемого «серийного» типа рассматривает капилляры различного диаметра, сложенные вместе сериями одна за другой [1]. Капилляры могут иметь искривления (извилистость). В этих моделях неопределенными величинами являются извилистость (τ) и диаметр пор (δ).

Другой подход к вычислению проницаемости основан на понятии гидравлического радиуса пористой среды, определяемого как отношение площади поверхности пор к их объему. Строились упрощенные модели грунта [2]. Предполагалось, что все поры имеют цилиндрическую форму и оси цилиндров параллельны между собой (идеальный грунт). Американский инженер Сликтер [2] заменил действительную пору сложного строения цилиндрической порой, площадь поперечного сечения которой равна площади сечения действительной поры в самом узком месте. Формула Сликтера для расчета коэффициента проницаемости имеет вид:

$$k = \frac{n^2 d^2}{96(1 - \Pi)}, \quad (1)$$

где n – просвет, характеризующий площадь прохода жидкости в самом узком месте канала; d – диаметр частиц; Π – пористость.

В одной из своих работ Козени [2] предложил следующую формулу для расчета проницаемости идеального грунта:

$$k = \frac{\Pi^3 d^2}{72\beta^2(1 - \Pi)^2}, \quad (2)$$

где $\beta^2 = 2$, если в сечении канала круг, $\beta^2 = 1,67$, если в сечении канала треугольник, и $\beta^2 = 1,78$, если в сечении канала квадрат.

В методе Л.С. Лейбензона [2] принято, что движение жидкости во всем поровом канале происходит так же, как и в самом узком месте канала:

$$k = \frac{n^2 d^2}{48(1 - \Pi)}. \quad (3)$$

Все эти модели рассматривают упорядоченную укладку шаровых частиц и работают в диапазоне пористостей 0,259...0,476.

Проанализировав модель трещиноватых пород [4], С. Ирмеу отметил наличие сходства между пористой средой и трещиноватыми массами пород, в которых трещины образуют три системы параллельных и взаимонаклонных плоскостей. Для пористости в диапазоне $0,25 < \Pi < 0,65$ расчет проницаемости на данной модели в 9 % случаев дает те же результаты, что и формула (3).

Тормозная теория проницаемости рассматривает стенки пор как препятствия прямому потоку вязкой жидкости [1]. Тормозная теория дает хороший результат для случая высокопористых ($0,30 < \Pi < 0,95$) сред, таких как фибра в фильтрах.

Ш. Утида [5] использует модель единичной ячейки, состоящую из скопления твердых сферических частиц с жидкими оболочками, упакованных в кубическую решетку. В диапазоне $0,2 < \Pi < 0,7$ эта модель в 8 % случаев дает те же результаты, что и формула (2).

Все рассмотренные выше модели далеко не полностью отражают структуру пористых материалов; применимы для узкого круга материалов и в узком диапазоне пористостей. Кроме того, в расчетные формулы входят параметры и константы, которые определяются из эксперимента и являются эмпирическими величинами.

Для расчета коэффициента проницаемости зернистых материалов воспользуемся полиструктурной моделью зернистой системы с хаотической структурой (рис. 1, 2) [6]. Структура таких материалов состоит из «каркаса» 1, образованного плотной хаотической кладкой зерен (структура 1-го порядка), и сквозных крупных пустот 2, образующих с «каркасом» структуру с взаимопроникающими компонентами (структура 2-го порядка). Коэффициент проницаемости на такой модели рассчитывается по формуле:

$$k = k_2 [c^2 + v(1 - c)^2 + 2vc(1 - c)(vc + 1 - c)^{-1}]. \quad (4)$$

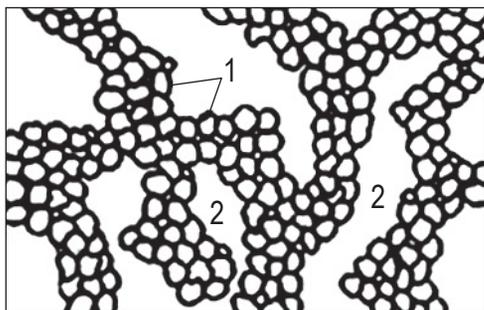


Рис. 1. Структура реальной зернистой системы [6]: 1 – «каркас» постоянно контактирующих частиц; 2 – сквозные поры, пронизывающие каркас

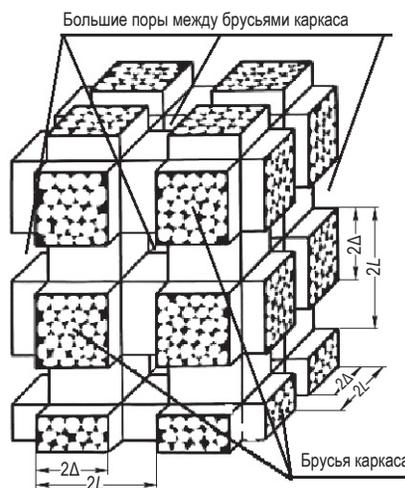


Рис. 2. Упрощенная модель с взаимопроницающими компонентами [6]

Здесь: $v = k_k/k_2$, где k_k – проницаемость «каркаса»; k_2 – «проницаемость пор»; c – параметр, связанный с пористостью Π_2 структуры 2-го порядка [7].

Таким образом, для расчета коэффициента проницаемости зернистых материалов сначала необходимо найти k_k . Отмечается [6], что пространственная сеть пустот возникает в зернистом материале лишь при $\Pi > 0,4$, и поэтому целесообразно ограничить область применения настоящей модели пределами изменения пористости каркаса $0,26 < \Pi_k \leq 0,40$. В этом случае весь объем зернистого материала заполнен «каркасом». Проницаемость каркаса определяется на элементе с осредненными параметрами [6], расчетные формулы имеют вид:

$$k_k = \frac{k_1}{y_4^2} \left[\frac{D}{y_3^2} + \frac{1-v}{2v} \left(D-1 + w \cdot \ln \frac{w-D}{w-1} \right)^{-1} \right] + \frac{k_n E}{y_4^2}, \quad (5)$$

$$E = y_4^2 - y_3^2, \quad D = \sqrt{1 - y_3^2}, \quad w = \frac{1 - v \sqrt{1 - y_3^2}}{1 - v}, \quad v = \frac{k_n}{k_1},$$

$$y_3 = \frac{r_3}{r} = 2\sqrt{N - \frac{1}{N}}, \quad y_4 = \frac{r_4}{r} = y_3 / \sqrt[3]{1 - \Pi_k},$$

где k_n – проницаемость сквозных пор в «каркасе»; y_3 и y_4 – относительные радиусы элемента с осредненными параметрами (рис. 3); N – координационное число, т.е. число контактов, приходящихся на одну частицу.

Связь между N и Π_k устанавливается [6] зависимостью:

$$N = \frac{\Pi_k + 3 + \sqrt{\Pi_k^2 - 10\Pi_k + 9}}{2\Pi_k}. \quad (6)$$

Если частицы в «каркасе» беспористые, т.е. $k_1 = 0$, то формула (5) принимает вид:

$$k = \frac{k_n (y_4^2 - y_3^2)}{y_4^2}. \quad (7)$$

Коэффициент проницаемости «каркаса» можно найти из анализа фильтрации жидкости (газа) через элемент с осредненными параметрами. Расход (q) жидкости (газа) через сквозные поры в осредненном элементе можно определить, используя закон Пуазейля [7]:

$$q = \frac{S_1 \delta_1^2 \Delta p}{32\mu L} = \frac{\pi \delta_1^2 \Delta p (y_4^2 - y_3^2)}{32\mu L}, \quad (8)$$

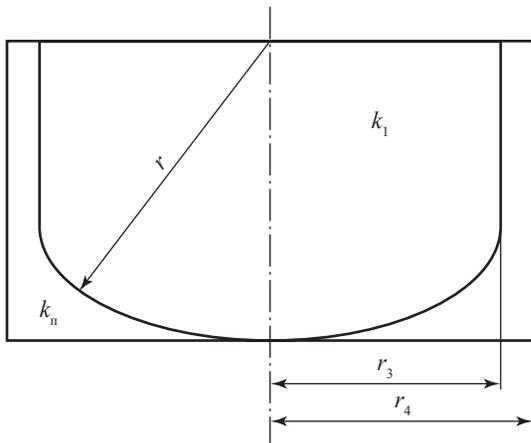


Рис. 3. Элемент с осредненными параметрами: k_1 – проницаемость частиц

где L – толщина слоя пористого материала; Δp – перепад давления флюида (жидкости, газа) на толщине L ; μ – вязкость флюида в порах; S – площадь осредненного элемента; S_1 – площадь сквозной поры; δ_1 – средний размер пор в «каркасе».

С другой стороны, расход жидкости через осредненный элемент подчиняется закону Дарси [7]:

$$q = \frac{k_k \cdot S \Delta p}{\mu \cdot L} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\pi y_4^2}{L} \quad (9)$$

Из сравнения уравнений (8) и (9) получим выражение для проницаемости «каркаса» зернистых материалов:

$$k_k = \frac{\delta_1^2}{32} \cdot \frac{y_4^2 - y_3^2}{y_4^2} \quad (10)$$

Сравнение формул (7) и (10) показывает, что проницаемость сквозных пор в «каркасе»

$$k_n = \frac{\delta_1^2}{32} \quad (11)$$

На коэффициент проницаемости пористых материалов существенное влияние оказывает извилистость пор. Экспериментально установлено, что при $\Pi < 13\%$ проницаемость практически равна нулю [8]. При пористости, равной так называемому порогу протекания (Π_c), в рассматриваемой пористой системе проницаемость «прыжком» возрастает от нуля до некоторого значения и далее с ростом пористости изменяется монотонно. Это явление получило название прыжковой проводимости, а при $\Pi = \Pi_c$ начинается сквозное протекание флюида (жидкость, газ) через объем пористого образца.

При увеличении пористости извилистость пор уменьшается и при $\Pi = 1$ должна равняться 1. Извилистость пор будет определяться [9] выражением

$$\tau = \left(\frac{1 - \Pi_c}{\Pi - \Pi_c} \right)^{0,4} \quad (12)$$

Отмечается [10], что даже при очень малых $(\Pi - \Pi_c)$ в интервале $0,001 < \Pi - \Pi_c < 0,01$ средняя извилистость всего в 3 раза больше толщины образца. В соответствии с этим и экспериментальными данными по извилистости пор [10–12] примем, что $\tau = \text{const}$ при $\Pi_c < \Pi < 0,2$, а при $\Pi \geq 0,2$ подчиняется зависимости (12) (рис. 4).

Введя в формулу (10) τ , получим окончательное выражение для проницаемости «каркаса»:

$$k_k = \frac{\delta_1^2}{32\tau} \cdot \frac{y_4^2 - y_3^2}{y_3^2} \quad (13)$$

Формула (13) может быть использована не только для расчета проницаемости «каркаса», но и для расчета проницаемости всей зернистой системы при $\Pi \leq 0,4$. Если для зернистой системы $\Pi > 0,4$, то проницаемость находится по формуле (4), где «проницаемость поры» определяется из соотношения

$$k_2 = \frac{\delta_2^2}{32} \quad (14)$$

где δ_2 – расстояние между брусками «каркаса» (диаметр крупных пор).

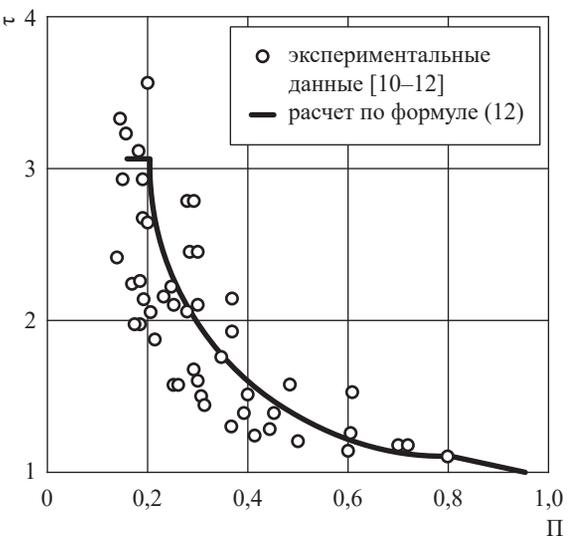


Рис. 4. Зависимость извилистости пор от пористости

Расчет коэффициента проницаемости зернистых материалов

Материал	П	$d, 10^{-3} \text{ м}$	Экспериментальные данные о проницаемости (k_3), м^2	Расчет по формулам							
				(1)		(2)		(3)		(13)	
				$k_3, \text{м}^2$	$\frac{k_3 - k}{k_3}, \%$	$k_3, \text{м}^2$	$\frac{k_3 - k}{k_3}, \%$	$k_3, \text{м}^2$	$\frac{k_3 - k}{k_3}, \%$	$k_3, \text{м}^2$	$\frac{k_3 - k}{k_3}, \%$
Стекло шарики [13]	0,395	6,0	$2,82 \cdot 10^{-8}$	38,7	$4,70 \cdot 10^{-8}$	-66,7	$3,46 \cdot 10^{-8}$	-22,7	$2,89 \cdot 10^{-8}$	-2,5	
	0,389	6,0	$2,84 \cdot 10^{-8}$	41,5	$4,36 \cdot 10^{-8}$	-53,5	$3,32 \cdot 10^{-8}$	-16,9	$2,69 \cdot 10^{-8}$	5,3	
	0,394	3,0	$0,76 \cdot 10^{-8}$	43,5	$1,15 \cdot 10^{-8}$	-50,1	$0,87 \cdot 10^{-8}$	-13,1	$0,72 \cdot 10^{-8}$	6,0	
	0,395	3,0	$0,77 \cdot 10^{-8}$	43,7	$1,16 \cdot 10^{-8}$	-50,5	$0,37 \cdot 10^{-8}$	-12,6	$0,72 \cdot 10^{-8}$	6,6	
	0,399	6,0	$2,99 \cdot 10^{-8}$	39,5	$4,86 \cdot 10^{-8}$	-62,5	$3,62 \cdot 10^{-8}$	-21,1	$3,04 \cdot 10^{-8}$	-1,7	
	0,393	3,0	$0,76 \cdot 10^{-8}$	42,7	$1,14 \cdot 10^{-8}$	-49,8	$0,87 \cdot 10^{-8}$	-14,6	$0,71 \cdot 10^{-8}$	7,1	
	0,418	14,3	$18,80 \cdot 10^{-8}$	35,6	$33,80 \cdot 10^{-8}$	-79,8	$24,20 \cdot 10^{-8}$	-28,7	$18,30 \cdot 10^{-8}$	2,7	
		0,507	$4,12 \cdot 10^{-10}$	68,4	$2,10 \cdot 10^{-10}$	14,6	$2,64 \cdot 10^{-10}$	35,9	$3,58 \cdot 10^{-10}$	13,1	
		0,358	$2,31 \cdot 10^{-10}$	71,7	$1,70 \cdot 10^{-10}$	24,2	$1,31 \cdot 10^{-10}$	43,5	$1,78 \cdot 10^{-10}$	22,9	
		0,254	$1,25 \cdot 10^{-10}$	73,7	$0,88 \cdot 10^{-10}$	29,4	$0,66 \cdot 10^{-10}$	47,4	$0,90 \cdot 10^{-10}$	28,0	
Шары из монеля [14]	0,194		$0,78 \cdot 10^{-10}$	78,1	$0,51 \cdot 10^{-10}$	33,7	$0,34 \cdot 10^{-10}$	56,1	$0,52 \cdot 10^{-10}$	32,9	
	0,163		$0,56 \cdot 10^{-10}$	75,4	$0,43 \cdot 10^{-10}$	36,1	$0,28 \cdot 10^{-10}$	50,7	$0,37 \cdot 10^{-10}$	33,9	
	0,127		$0,33 \cdot 10^{-10}$	67,4	$0,28 \cdot 10^{-10}$	32,9	$0,21 \cdot 10^{-10}$	34,8	$0,22 \cdot 10^{-10}$	32,9	
	0,089		$0,11 \cdot 10^{-10}$	63,6	$0,11 \cdot 10^{-10}$	0	$0,08 \cdot 10^{-10}$	27,3	$0,11 \cdot 10^{-10}$	0	
	0,338	0,029	$4,30 \cdot 10^{-13}$	41,9	$5,70 \cdot 10^{-13}$	-32,6	$5,00 \cdot 10^{-13}$	-16,3	$3,30 \cdot 10^{-13}$	23,0	
	0,360	0,029	$5,08 \cdot 10^{-13}$	39,4	$7,37 \cdot 10^{-13}$	-45,1	$6,16 \cdot 10^{-13}$	-21,3	$4,40 \cdot 10^{-13}$	13,4	
	0,370	0,029	$5,74 \cdot 10^{-13}$	42,5	$8,26 \cdot 10^{-13}$	-43,9	$6,60 \cdot 10^{-13}$	-15,0	$5,00 \cdot 10^{-13}$	12,9	
	0,390	0,061	$3,26 \cdot 10^{-12}$	46,3	$4,56 \cdot 10^{-12}$	-39,9	$3,50 \cdot 10^{-12}$	-7,4	$2,82 \cdot 10^{-12}$	13,5	
	0,384	0,061	$3,16 \cdot 10^{-12}$	47,2	$4,27 \cdot 10^{-12}$	-35,1	$3,34 \cdot 10^{-12}$	-5,7	$2,62 \cdot 10^{-12}$	17,1	
	0,375	0,092	$6,37 \cdot 10^{-12}$	44,7	$8,79 \cdot 10^{-12}$	-38,0	$7,04 \cdot 10^{-12}$	-10,5	$5,34 \cdot 10^{-12}$	16,2	
Стекло частицы [15]	0,392	0,092	$7,57 \cdot 10^{-12}$	46,6	$10,61 \cdot 10^{-12}$	-40,2	$8,08 \cdot 10^{-12}$	-6,7	$6,55 \cdot 10^{-12}$	13,5	
	0,36	0,16	$16,0 \cdot 10^{-12}$	42,5	$20,0 \cdot 10^{-12}$	-25,0	$18,4 \cdot 10^{-12}$	-15,0	$15,5 \cdot 10^{-12}$	3,2	
	0,37	0,16	$16,0 \cdot 10^{-12}$	37,5	$22,5 \cdot 10^{-12}$	-40,0	$20,0 \cdot 10^{-12}$	-25,0	$16,3 \cdot 10^{-12}$	-1,9	
	0,38	0,16	$16,5 \cdot 10^{-12}$	31,9	$25,1 \cdot 10^{-12}$	-56,9	$21,8 \cdot 10^{-12}$	-36,3	$17,1 \cdot 10^{-12}$	-3,6	
	0,42	0,063	$4,4 \cdot 10^{-12}$	45,0	$5,80 \cdot 10^{-12}$	-45,0	$4,40 \cdot 10^{-12}$	-10,0	$3,7 \cdot 10^{-12}$	8,8	
	0,42	0,063	$3,6 \cdot 10^{-12}$	38,9	$5,80 \cdot 10^{-12}$	-61,1	$4,40 \cdot 10^{-12}$	-22,2	$3,7 \cdot 10^{-12}$	-1,4	
Кварцевый песок [16]											

Средний размер пор в «каркасе» (δ_1) и диаметр крупных пор в структуре 2-го порядка (δ_2) найдем [6] по формулам

$$\delta_1 = \frac{2d}{N-2}, \quad (15)$$

$$\delta_2 = 3d \left(\frac{1}{c} - 1 \right)^{-1},$$

где c – параметр, связанный с пористостью структуры 2-го порядка $\Pi_2 = \frac{\Pi - \Pi_k}{1 - \Pi_k}$ уравнением

$$2c^3 - 3c^2 + \Pi_2 = 0. \quad (16)$$

Исходя из вышеизложенного, можно предложить следующую методику расчета проницаемости зернистых систем. По известному значению пористости зернистой системы по формулам (6) и (5) определяются координационное число N и относительные размеры элемента с осредненными параметрами y_3 и y_4 . Если для зернистой системы $\Pi > 0,4$, то принимаем, что $\Pi_k = 0,4$; $N = 7,09$; $y_3 = 0,696$; $y_4 = 0,825$. По найденному значению координационного числа N и известному значению диаметра зерен d по формуле (15) рассчитывается δ_1 .

По формуле (12) рассчитываем τ , а по формуле (13) – проницаемость «каркаса» k_k или

всего материала, если $\Pi \leq 0,4$. Если пористость системы $\Pi > 0,4$, то по формулам (16) и (17) определяется пористость структуры 2-го порядка и параметр c .

По найденным значениям k_k , «проницаемости пор» k_2 (см. формулу (14)) и параметра c находится проницаемость всей системы по формуле (4).

Для проверки пригодности предложенной модели и методики расчета результаты расчета по формулам (13) или (4) сопоставлены с экспериментальными данными по проницаемости зернистых материалов [13–16] и с результатами расчетов по формулам других авторов (таблица).

Как видно из таблицы, результаты расчета коэффициента проницаемости зернистых материалов по формуле (1) дают систематическое занижение по сравнению с экспериментальными данными. Расчеты по формулам (2) и (3) дают систематическое завышение над экспериментальными значениями проницаемости. Расчеты коэффициента проницаемости по предложенной методике (см. формулу (13)) дают наилучшее совпадение с экспериментом. Среднеквадратическое расхождение результатов расчета с экспериментальными данными не превышает 15 % при доверительной вероятности 0,67 и 30 % при доверительной вероятности 0,95.

Список литературы

1. Шейдеггер А.Е. Физика течения жидкостей через пористые среды = The physics of flow through porous media / А.Е. Шейдеггер; пер. с англ. В.Н. Николаевского. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 249 с.
2. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л.С. Лейбензон. – Л.: ГИТТЛ, 1947. – 244 с.
3. Бэр Я. Физико-математические основы фильтрации воды = Physical principles of water percolation and seepage / Я. Бэр, Д. Заславский, С. Ирмей; пер с англ. – М.: Мир, 1971. – 452 с.
4. Irmay S. On the hydraulic conductivity of unsaturated soils / S. Irmay // Transactions – American Geophysical Union. – 1954. – Т. 35. – С. 463–467.
5. Uchida Sh. Slow viscous flow through a mass of particles / Sh. Uchida // Industry. Eng. Chem. – 1954. – Т. 46. – С. 1194–1195.
6. Дульнев Г.Н. Теплопроводность смесей и композиционных материалов / Г.Н. Дульнев, Ю.П. Заричняк. – Л.: Энергия, 1974. – 264 с.
7. Волков Д.П. Теплопроводность и проницаемость неоднородных материалов: автореф. дис. ... к.т.н. / Д.П. Волков. – Л.: ЛИТМО, 1982.
8. Terzaghi G. Principles of soil mechanics: III – Determination of permeability of clay / G. Terzaghi // Eng. News Rec. – 1925. – № 95. – С. 832–836.
9. Волков Д.П. Проницаемость пористых материалов / Д.П. Волков // Инженерно-физический журнал. – 1981. – Т. 12. – № 3. – С. 421–427.
10. Сорокин В.К. О размере пор металлокерамических материалов / В.К. Сорокин // Порошковая металлургия. – 1973. – № 1. – С. 60–62.

11. Кришер О. Научные основы техники сушки = Die wissenschaftlichen Grundlagen der Trocknungstechnik / О. Кришер; пер. с нем. Д.М. Левина. – М.: Иностранная литература, 1962. – 539 с.
12. Willie M.R.J. Application of electrical resistivity measurements to problem of fluid flow in porous media / M.R.J. Willie, M.B. Spangler // Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol. – 1952. – Т. 38. – № 2. – С. 359–403.
13. Burette R.J. Convective heat transfer in a liquid saturated porous layer / R.J. Burette, A.S. Berman // Journal of Applied Mechanics. – 1976. – Т. 43. – № 2. – С. 249–253.
14. Феррелл Дж.К. Механизм теплообмена в испарительной зоне тепловой трубы / Дж.К. Феррелл, Х.Р. Джонсон // Тепловые трубы: сб. / пер. с англ. и нем. под ред. Э.Э. Шпильрайна. – М.: Мир, 1972. – С. 9–32.
15. Брунауер С. Адсорбция газов и паров. Т. 1: Физическая адсорбция / С. Брунауер; пер. с англ. Б.П. Беринга, В.П. Древинга и др.; под ред. акад. М.М. Дубинина. – М.: Гос. изд-во иностр. лит., 1948. – 178 с.
16. Богомолова А.Ф. Исследование реологических и фильтрационных свойств водных растворов полиакриламида применительно к вопросам разработки месторождений нефти повышенной вязкости / А.Ф. Богомолова // Фильтрация, теплоперенос и нефтегазоотдача в сложных пластовых системах: сб. – М.: Наука, 1978. – С. 69–76.

Model and method of calculating the permeability of granular materials

A.A. Aliverdiyev¹, D.P. Volkov^{2*}, B.A. Grigoryev^{3,4}, Yu.P. Zarichnyak⁵, M.A. Simonova⁶

¹ Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Bld. 75, M. Yaragskogo street, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367030, Russian Federation

² University of State Fire Service of EMERCOM of Russia, Bld. 149, Moskovskiy prospekt, St. Petersburg, 196105, Russian Federation

³ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

⁴ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

⁵ ITMO University, Bld. 49, Kronverkskiy avenue, St. Petersburg, 197101, Russian Federation

⁶ Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Bld. 29, Politekhnikeskaya street, St. Petersburg, 195251, Russian Federation

Abstract. Various name models and corresponding formulas for calculating the permeability of porous materials are considered. A new polystructural model and a method for calculating the permeability of granular materials are suggested. The results of the calculation on the considered and newly developed model are compared with experimental data on the permeability of granular materials.

Keywords: porous medium, permeability coefficient, polystructural model, tortuosity of pores.

References

1. SCHEIDEGGER, A.E. *The physics of flow through porous media* [Fizika techeniya zhidkostey cherez poristyye sredy]. Transl. from English. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960. (Russ.).
2. LEYBENZON, L.S. *Movement of natural liquids and gases in a porous medium* [Dvizheniye prirodnykh zhidkostey i gazov v poristoy srede]. Leningrad, USSR: GITTL, 1947. (Russ.).
3. BAER J., D. ZASLAVSKY, S. IRMEY. *Physical principles of water percolation and seepage* [Fiziko-matematicheskiye osnovy filtratsii vody]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1971. (Russ.).
4. IRMAY, S. On the hydraulic conductivity of unsaturated soils. *Transactions – American Geophysical Union*, 1954, vol. 35, pp. 463–467, ISSN 0002-8606.
5. UCHIDA, Sh. Slow viscous flow through a mass of particles. *Industry. Eng. Chem.* 1954, vol. 46, pp. 1194–1195, ISSN 1226-086X.
6. DULNEV, G.N., Yu.P. ZARICHNYAK. *Thermal conductivity of mixtures and composite materials* [Teploprovodnost smesey i kompozitsionnykh materialov]. Leningrad, USSR: Energiya, 1974. (Russ.).
7. VOLKOV, D.P. *Thermal conductivity and permeability of inhomogeneous materials* [Teploprovodnost i pronitsayemost neodnorodnykh materialov]: Synopsis of Candidate thesis (Engineering). Leningrad Institute of Precise Mechanics and Optics (LITMO). 1982. (Russ.).
8. TERZAGHI, G. Principles of soil mechanics: III – Determination of permeability of clay. *Eng. News Rec.*, 1925, no. 95, pp. 832–836, ISSN 0891-9526.

9. VOLKOV, D.P. Permeability of porous materials [Pronitsayemost poristykh materialov]. *Inzhenerno-Fizicheskiy Zhurnal*, 1981, vol. 12, no. 3, pp. 421-427. ISSN 0021-0285. (Russ.).
10. SOROKIN, V.K. On the size of the pores of metal-ceramic materials [O razmere por metallokeramicheskikh materialov]. *Poroshkovaya Metallurgiya*, 1973, no. 1, pp. 60–62, ISSN 0032-4795. (Russ.).
11. KRISCHER, O. *Scientific principles of drying techniques = Die wissenschaftlichen Grundlagen der Trocknungstechnik* [Nauchnyye osnovy tekhniki sushki]. Translated from German. Moscow: Inostrannaya literatura, 1961. (Russ.).
12. WILLIE, M.R.J., M.B. SPANGLER. Application of electrical resistivity measurements to problem of fluid flow in porous media. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.* 1952, vol. 38, no. 2, pp. 359–403, ISSN 0149-1423.
13. BURETTA, R.J., A.S. BERMAN. Convective heat transfer in a liquid saturated porous layer. *Journal of Applied Mechanics*, 1976, vol. 43, no. 2, pp. 249–253. ISSN 0021-8944.
14. FERRELL, J.K., H.R. JOHNSON. The mechanism of heat exchange in the evaporation zone of the heat pipe [Mekhanizm teplotobmena v isparitelnoy zone teplovoy truby]. In: *Heat pipes* [Teplovyye truby]: collected bk. Translated from Engl. and German. Moscow: Mir, 1972, pp. 9–32. (Russ.).
15. BRUNAUER, S. Physical adsorption [Fizicheskaya adsorbtsiya]. In: BRUNAUER, S. *The adsorption of gases and vapors* [Adsorbtsiya gazov i parov]. Translated from Engl. Moscow: Gosudarstvennoye izdatelstvo inostrannoy literatury, 1948, vol. 1. (Russ.).
16. BOGOMOLOVA, A.F. Study of rheological and filtration properties of aqueous solutions of polyacrylamide in relation to the development of oil fields of high viscosity [Issledovaniye reologicheskikh i filtratsionnykh svoystv vodnykh rastvorov poliakrilamida primenitelno k voprosam razrabotki mestorozhdeniy nefi povyshennoy vyazkosti]. In: *Filtration, heat transfer and oil and gas recovery in complex reservoir systems* [Filtratsiya, teploperenos i neftegazootdacha v slozhnykh plastovykh sistemakh]: collected bk. Moscow: Nauka, 1978, pp. 69–76. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

К вопросу обоснования начальных параметров пластовых углеводородных флюидов в условиях недостатка геолого-физической информации

А.Н. Волков^{1*}, Л.В. Огданец¹, П.И. Киян¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

нефтегазоконденсатное месторождение, залежь углеводородов, пластовый флюид, подсчетные параметры, метод аналогии, математическое моделирование.

Тезисы. Подсчет запасов, являющийся важным этапом в освоении месторождений углеводородов, сопряжен с необходимостью обоснования подсчетных параметров, характеризующих состав и свойства пластовых углеводородных флюидов. Достоверность обоснования подсчетных параметров целиком и полностью зависит от степени геолого-физической изученности объектов подсчета.

Эта задача становится трудноразрешимой в условиях ограниченности исходной геолого-промысловой информации, отсутствия или недостаточности исследований, проведенных при начальных термобарических условиях на этапе геологоразведочных работ, а также при получении некондиционных результатов выполненных промысловых, лабораторных и экспериментальных исследований. Традиционно в таких условиях подсчетные параметры частично или полностью принимаются по данным других месторождений по методу аналогии. При этом для многопластовых месторождений подобная практика принятия подсчетных параметров зачастую приводит к нарушению физичности данных и не соответствует существующим представлениям о закономерностях фазовых превращений пластовых углеводородных систем.

В работе рассматриваются подходы к обоснованию подсчетных параметров, используемых для многопластового нефтегазоконденсатного месторождения Тимано-Печорской провинции, характеризующегося наличием разновозрастных залежей углеводородов различного фазового типа. Многие из них после открытия не были введены в разработку, а подсчетные параметры принимались с определенной долей условности с рекомендациями последующего доизучения.

При подготовке нового подсчета запасов задача обоснования характеристик пластовых флюидов решалась с учетом закономерностей фазового поведения углеводородных систем на основе комплексного подхода, объединяющего общепринятый ретроспективный анализ результатов начальных и текущих исследований разной направленности, а также возможности математического PVT-моделирования. Это позволило по большинству залежей пересмотреть характеристики пластового газа и пластовой нефти и устранить имевшую ранее место неоднозначность значений подсчетных параметров.

Подсчет запасов углеводородов (УВ) сопровождается обоснованием начальных параметров пластовых флюидов (газ, конденсат, нефть). Решение этой задачи значительно осложняется при отсутствии кондиционных результатов исследований для начальных термобарических условий, неполноте охвата исследованиями по площади и разрезу месторождения, а также недоизученности геологического строения месторождения. В этих условиях на практике в качестве базового допускается¹ подбор аналога [1]. Такой подход ранее довольно часто комплексовался с использованием собственных фактических данных. Так, в случае отсутствия исследований собственных глубинных проб² для нефти плотность дегазированной нефти могли принимать по имеющимся пробам, а газовый фактор и объемный коэффициент – по аналогии с другим месторождением. В случае пластового газа, охарактеризованного

¹ См. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования: ГОСТ Р 56676-2015.

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. № 564 «Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».

² Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей: ОСТ 153-39.2-048-2003 / ОАО «ВНИИнефть».

собственными данными о составе, при отсутствии экспериментальных PVT-исследований³ коэффициент извлечения повсеместно принимали по аналогу. В качестве достоверного аналога рассматриваются соседние разновозрастные залежи или площади с близкими физико-химическими и термобарическими характеристиками. На этапах поиска и разведки в условиях недостатка геолого-физической информации и субъективности выбора аналога оценка подсчетных параметров могла оказаться ошибочной.

Принятые таким образом параметры при неимении новых кондиционных данных (например, при бурении следующих скважин) могут оставаться неизменными и переходить из одного документа в другой уже зачастую без указания первоисточников и обоснования принимаемых решений, а в сопровождении лишь ссылки на ранее выполненные работы. Подобное положение дел в основном характерно для месторождений, открытых в прошлом веке, когда существующие требования позволяли принимать подсчетные характеристики с определенными допущениями и указанием на необходимость доизучения параметров пластовых флюидов при последующем разбуривании.

Такого рода практика закономерно привела к нарушению корреляционной связи между подсчетными параметрами. Так, принимаемые значения коэффициента сверхсжимаемости пластового газа и потенциального содержания в нем конденсата могли не соответствовать составу пластового газа и мольной доле «сухого» газа. Для пластовой нефти аналогичная ситуация встречалась при сопоставлении газосодержания с принимаемыми значениями объемного коэффициента и плотности.

Этот дисбаланс в параметрах становится наиболее заметным для многопластовых месторождений, содержащих различные по типу залежи в разновозрастных отложениях. Довольно часто в условиях малых запасов и нецелесообразности разработки многие из них остаются неохарактеризованными собственными параметрами вплоть до окончания разработки основной залежи.

В данных обстоятельствах для получения достоверной картины о начальном составе и свойствах пластовых флюидов помимо проведения ретроспективного анализа результатов промысловых и экспериментальных исследований становится востребованным применение методов математического моделирования фазовых превращений углеводородных систем. Данные методы на предыдущих этапах не были достаточно широко развиты и признаны. В современных условиях PVT-моделирование активно используется для воссоздания начальных характеристик пластовых систем при решении различных инженерных задач [2–6]. В основу создания адекватной PVT-модели должны закладываться кондиционные собственные данные о начальном составе и свойствах пластовых флюидов [7].

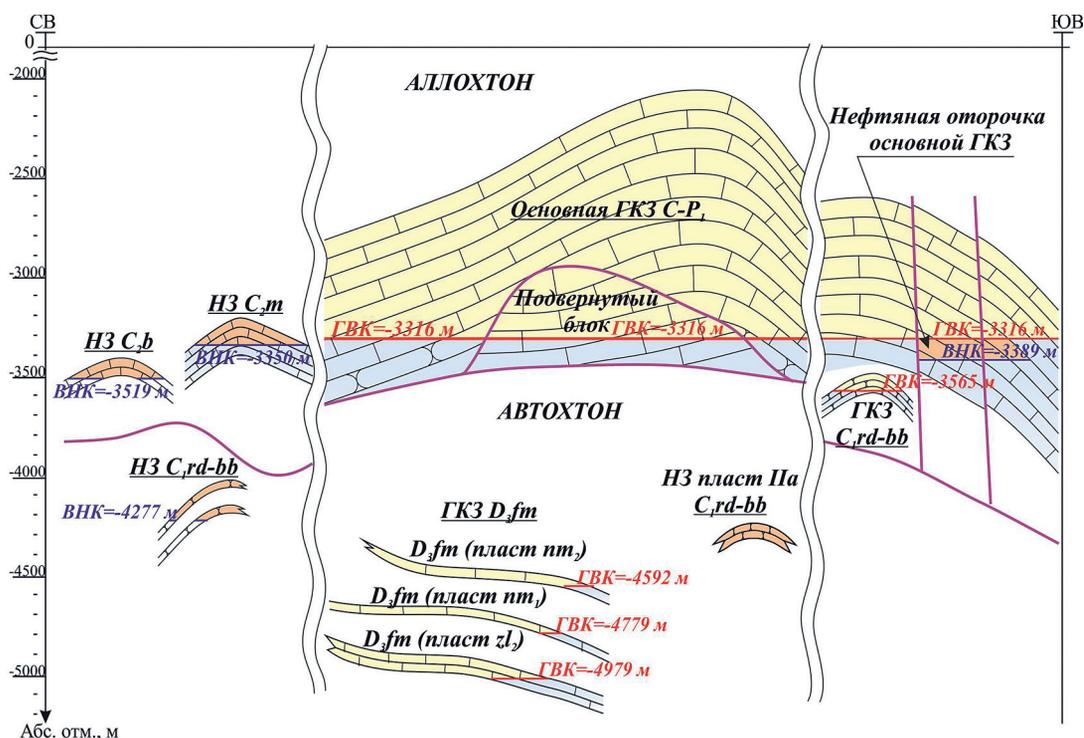
Физико-математическое моделирование применительно к подсчету запасов вошло в практику для случая двухфазных залежей с целью восстановления характеристик пластовой нефти [8]. Основным условием применения данного метода является наличие собственных данных о PVT-свойствах при давлении насыщения, максимально близкому к начальному пластовому давлению. В свою очередь при моделировании принимается предельная насыщенность пластовой нефти на газонефтяном контакте.

В пределах рассматриваемого в статье месторождения Тимано-Печорской провинции выделены одна крупная массивно-пластовая газоконденсатная залежь (основная) и несколько менее значимых по запасам УВ-скоплений, различающихся типом ловушек и фазовым состоянием – нефтяные, газоконденсатные (рисунки). Залежи залегают в интервале глубин 2000...5000 м (абс. отм). Начальные пластовые термобарические условия на средневесовые плоскости изменяются в довольно широких пределах: давление – от 36,3 до 61,6 МПа, пластовая температура – от 61,5 до 82,0 °С.

Оценка степени охарактеризованности выделенных залежей собственными пробами (свободный газ, газовый конденсат, нефть) и сведения о применении метода аналогии при обосновании подсчетных параметров представлены в табл. 1.

Состав и свойства пластовых флюидов в начальных условиях для большинства залежей были получены по результатам исследований, выполненных в 1960–1990-х гг. При этом

³ Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч.: Р Газпром 086-2010: утв. ОАО «Газпром» 05.08.10, введ. 29.04.11 / разраб. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», авт.: С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев и др.



Схематический разрез залежей месторождения Тимано-Печорской провинции:
 ГКЗ – газоконденсатная залежь; НЗ – нефтяная залежь; ГВК – газовойдяной контакт;
 ВНК – водонефтяной контакт

Таблица 1

Характеристика изученности начальных свойств пластовых флюидов

Залежь	Тип залежи	Возраст отложений	Наличие собственных проб	Объем собственных проб	Использование метода аналогии
Основная пермо-карбоновая	ГКЗ	С-Р ₁	Есть	Достаточный	Нет
Нефтяная оторочка южной периклинали основной залежи	НЗ	С-Р ₁			
Залежь в карбонатных отложениях московского яруса	НЗ	С _{2m}			
Залежь в карбонатных отложениях башкирского яруса	НЗ	С _{2b}	Частично	Недостаточный	Частично
Залежь в радаевско-бобриковских отложениях южной части месторождения	ГКЗ	С _{1rd-bb}			Да
Залежь в пласте IIa радаевско-бобриковских отложений	НЗ	С _{1rd-bb}			Частично
Залежь в радаевско-бобриковских отложениях восточной части месторождения	НЗ	С _{1rd-bb}			Частично
Залежь пласта z ₁₃	ГКЗ	D _{3fm₃}			Да
Залежь пласта nm ₂	ГКЗ	D _{3fm₃}			
Залежь пласта nm ₁	ГКЗ	D _{3fm₃}			

новые данные о большинстве мелких залежей за более чем 50-летний период получены не были. Поэтому в ходе подготовки нового подсчета запасов в рамках уточнения геологической модели месторождения на основе

выполненных сейсморазведочных работ и учета замечаний экспертизы Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых возникла необходимость пересмотра принятых ранее характеристик пластовых флюидов.

Из 10 залежей собственными пробами в достаточном объеме охарактеризованы всего три (основная ГКЗ, нефтяная оторочка и НЗ в отложениях C_{2m}), по остальным объем собственных проб недостаточен (см. табл. 1). Так, по ряду НЗ, помимо наличия единичных поверхностных проб, в процессе испытаний не осуществлялся отбор глубинных проб пластовой нефти. По ГКЗ, кроме основной, полноценные промысловые газоконденсатные исследования с отбором сепараторных проб для определения состава пластового газа и содержания в нем конденсата не проводились. При подсчете запасов по трем ГКЗ и одной НЗ метод аналогии использовался для обоснования всех характеристик, по трем НЗ метод аналогии комплексировался с результатами исследований собственных проб.

В условиях отсутствия собственных проб в качестве аналога для ГКЗ использовалась основная залежь, а для НЗ – залежь в отложениях C_{2m} . Причем по термобарическим условиям залегания, составу и свойствам пластового флюида выбранные залежи-аналоги не всегда соответствовали объекту подсчета.

В табл. 2 приведены ранее принятые и пересмотренные подсчетные параметры по НЗ. Из НЗ только залежь в отложениях C_{2m} достаточно полно охарактеризована собственными кондиционными данными в необходимом объеме. При рассмотрении подсчетных параметров по остальным НЗ отмечено нарушение «физичности» принятых ранее характеристик, что обусловлено недостаточной обоснованностью принимаемых решений.

По нефтяной оторочке основной залежи относительно кондиционные данные были получены по северной периклинали, не являющейся объектом подсчета запасов. Несмотря на схожесть физико-химических свойств, подсчетные

параметры (газосодержание и плотность) принимались по заведомо непредставительным результатам исследований глубинных проб южной периклинали. Последние отбирались из неподготовленной скважины в условиях отсутствия фонтанного притока нефти при существенно недовосстановленном пластовом давлении. При этом объемный коэффициент был принят по аналогии с залежью в отложениях C_{2m} . При пересмотре подсчетных параметров ввиду непредставительности ранее принятых характеристик за основу были взяты результаты исследований глубинной пробы скважины, расположенной на северной периклинали структуры (см. табл. 2).

По НЗ в отложениях C_{2m} для начальных условий выполнен полный комплекс экспериментальных исследований глубинных проб пластовой нефти, представительность результатов которых подтвердилась последующими исследованиями. При этом подсчетные параметры принимались по данным стандартной сепарации. Обоснованность такого решения спорна, так как опыт стандартной сепарации не моделирует фазовое поведение пластовой нефти при снижении пластового давления в процессе разработки на режиме естественного истощения. В этих условиях при подготовке нового подсчета запасов было предложено подсчетные параметры утвердить по результатам ступенчатого разгазирования (см. табл. 2).

По НЗ в отложениях C_{2b} были получены только две поверхностные пробы нефти, глубинные пробы не отбирались. При неимении собственных глубинных проб значения объемного коэффициента и газосодержания принимались по аналогии с нефтью залежи в отложениях C_{2m} , а плотность нефти – по собственной устьевой пробе. Для залежи в отложениях C_{2b} при подготовке нового подсчета запасов

Таблица 2

Сравнительная характеристика подсчетных параметров НЗ

Залежь	Газосодержание, м ³ /т		Объемный коэффициент		Плотность, г/см ³	
	принято ранее	пересмотрено	принято ранее	пересмотрено	принято ранее	пересмотрено
Нефтяная оторочка С-Р ₁	99,2	278,4	1,279	1,604	0,834	0,838
Залежь в отложениях C_{2m}	370	323,6	1,820	1,684	0,840	0,829
Залежь в отложениях C_{2b}	370	458,5	1,820	1,92	0,7823	0,790
Залежь пласта Па в отложениях C_{1rd-bb}	452	458,5	1,820	1,92	0,790	0,790
Залежь в отложениях C_{1rd-bb}	452	458,5	1,820	1,92	0,808	0,790

в качестве аналога взята нефть пласта Па в отложениях C_{1rd-bb} , которая имеет более близкие ей физико-химические характеристики (см. табл. 2). При этом объемный коэффициент аналога был пересчитан на термобарические условия НЗ в отложениях C_2b , но из-за разнонаправленного влияния давления и температуры значение объемного коэффициента осталось неизменным.

По НЗ пласта Па в отложениях C_{1rd-bb} на стадии испытаний глубинные пробы нефти не отбирались, только две устьевые. Информация о составе и свойствах пластовой нефти была получена в ходе последующих промысловых исследований через сепаратор с отбором сепараторных проб. Состав пластовой нефти рассчитывался по схеме³ исследований газоконденсатных скважин. На основе полученных результатов принимались значения плотности и газосодержания нефти. Последнее определялось путем пересчета с содержания $УВ_{C_{5+}}$ в продукции скважины на 1 м^3 «сухого» газа. Наряду с этим объемный коэффициент взяли по аналогии с нефтью залежи в отложениях C_2m . Уточнение параметров нефти пласта Па залежи в отложениях C_{1rd-bb} выполнено посредством PVT-моделирования в модуле PVT-дизайнер программного комплекса tNavigator [9]. В качестве исходных данных для составления PVT-модели использовались результаты собственных исследований (состав пластовой нефти и плотность дебутанизированной нефти).

Начальным шагом создания PVT-модели стало внесение компонентного состава пластовой нефти, имеющего короткий гомологический ряд (до C_{5+}) и неизвестное количественное соотношение высококипящих фракций. Поэтому последним компонентом на начальной стадии моделирования являлся остаток C_{5+} , свойства которого (относительная плотность и молекулярная масса) были приравнены к свойствам дебутанизированной нефти. Далее для повышения гибкости и придания естественности модели проводился сплит (разбиение на псевдофракции) остатка C_{5+} на 15 псевдокомпонентов методом разбиения Витсона с корреляцией критических свойств псевдокомпонентов Райзи и Дауберта (эти методы используются в PVT-дизайнере по умолчанию). После чего было выбрано описывающее модель уравнение состояния – модифицированное уравнение состояние

Пенга – Робинсона с возможностью использования shift-параметров (сдвиг для объема компонентов).

В последующем посредством перерасчета критических свойств псевдокомпонентов выполнялась адаптация модели по промысловым условиям сепарации до достижения сбивки фактического и расчетного газовых факторов. На заключительном этапе моделировался опыт ступенчатого разгазирования, и с помощью незначительной калибровки shift-параметров псевдофракций достигалась сходимости фактических и расчетных значений плотности нефти. Таким образом по результатам моделирования уточнили величину газосодержания и определили объемный коэффициент (см. табл. 2).

По НЗ в отложениях C_{1rd-bb} глубинные пробы нефти не отбирались – только две устьевые при испытании разных интервалов. При отсутствии собственных глубинных проб значение газосодержания принималось по аналогии с нефтью залежи в пласте Па отложений C_{1rd-bb} , объемного коэффициента – по аналогии с нефтью залежи в отложениях C_2m , а плотность нефти – по собственной устьевой пробе. При обосновании новых подсчетных параметров в качестве единого аналога приняли нефть залежи пласта Па в отложениях C_{1rd-bb} (см. табл. 2), поскольку термобарические условия и физико-химические свойства нефтей по устьевым пробам данных залежей наиболее близки между собой.

В табл. 3 приведена сравнительная характеристика ранее принятых и пересмотренных подсчетных параметров пластового газа (содержание конденсата, мольная доля «сухого» газа, коэффициент сверхсжимаемости) газоконденсатных залежей.

Из пяти ГКЗ подсчетные параметры двух (в том числе основной и залежи в отложениях C_{1rd-bb}) ввиду общности начальных термобарических условий и составов пластового газа в итоге остались без изменения, для трех глубокозалегающих ГКЗ в отложениях D_3fm_3 эти характеристики были пересмотрены (см. табл. 3). Для них выбран новый аналог, который по физико-химическим характеристикам конденсата (более высокая плотность, увеличенная доля асфальтосмолистых компонентов и твердых парафинов и др.) и газа (пониженная доля азота) был наиболее близок пластовым флюидам фаменских отложений. Данный аналог подобран из пластовых

Таблица 3

Сравнительная характеристика подсчетных параметров газоконденсатных залежей

Залежь	Содержание конденсата, г/м ³		Мольная доля «сухого» газа		Коэффициент сверхсжимаемости	
	принято ранее	пересмотрено	принято ранее	пересмотрено	принято ранее	пересмотрено
Основная пермо-карбоновая С-Р ₁	360	360	0,936	0,936	1,034	1,034
Залежь в отложениях С ₁ rd-bb	360	360	0,936	0,936	1,03	1,03
Залежь пласта zI ₃ в отложениях D ₃ fm ₃	360	345	0,935	0,939	1,384	1,344
Залежь пласта nm ₂ в отложениях D ₃ fm ₃	360	345	0,935	0,939	1,374	1,337
Залежь пласта nm ₁ в отложениях D ₃ fm ₃	360	345	0,935	0,939	1,368	1,328

Таблица 4

Изменение геологических запасов нефти и растворенного газа по залежам

Залежь	Нефть	Растворенный газ
Нефтяная оторочка С-Р ₁	Уменьшение на 20 %	Увеличение на 125 %
Залежь в отложениях С ₂ m	Увеличение на 12 %	Уменьшение на 2 %
Залежь в отложениях С ₂ b	Уменьшение на 4 %	Увеличение на 18 %
Залежь пласта Па в отложениях С ₁ rd-bb	Уменьшение на 5 %	Уменьшение на 4 %
Залежь в отложениях С ₁ rd-bb	Уменьшение на 7 %	Уменьшение на 6 %

флюидов глубокозалегающей ГКЗ в староскольских отложениях Тимано-Печорской провинции. При этом, учитывая более низкие термобарические характеристики нахождения залежи аналога, коэффициент сверхсжимаемости пластового газа пересчитали на термобарические условия залежей в отложениях D₃fm₃ (см. табл. 3).

Комплексный пересмотр ранее принятых подсчетных параметров рассматриваемого месторождения позволил получить характеристики пластовых флюидов, согласующиеся с термодинамикой существования пластовых углеводородных систем и не противоречащие реальным параметрам начального состояния залежей. В табл. 4 приведена оценка характера изменения геологических запасов нефтяных залежей за счет использования новых подсчетных параметров пластовых флюидов.

Из табл. 4 следует, что наибольшие изменения имеют место для нефтяной оторочки основной ГКЗ. По остальным залежам, за исключением запасов нефти залежи в отложениях С₂m и запасов растворенного газа залежи в отложениях С₂b, изменения находятся в пределах 10 %.

Таким образом, с целью устранения неоднозначности ранее принятых значений подсчетных параметров по результатам проведенной расчетно-аналитической работы по большинству залежей различного фазового типа пересмотрены характеристики пластовых флюидов с более корректным учетом их «физичности». Полученные результаты лишней раз свидетельствуют о важности комплексного подхода изучения пластовых систем еще на стадии бурения скважин в процессе испытаний продуктивных объектов.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИГНИ; Тверь: Тверьгеофизика, 2003.
2. Волков А.Н. Подход к созданию PVT-модели пластового газа газоконденсатного месторождения / А.Н. Волков, А.В. Поляков, В.В. Смирнов // Инновации в нефтегазовой отрасли: научн. тех. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2015. – С. 27–37.
3. Дейнеженко А.Л. Восстановление начальных физико-химических свойств пластовой нефти для моделирования месторождений с газовой шапкой / А.Л. Дейнеженко, С.В. Пыльник, П.В. Шевелев // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 2. – С. 17–22.
4. Ефимов Д.В. Опыт практического моделирования свойств пластовых флюидов от стандартных корреляций к композиционным термодинамическим моделям / Д.В. Ефимов, В.И. Савичев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 56–59.
5. Гужов Н.А. Проблемы моделирования начальных составов и термодинамического состояния газоконденсатных систем месторождений / Н.А. Гужов, О.В. Бузинова // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 127–134.
6. Ющенко Т.С. Новый инженерный метод создания и адаптации PVT-модели природной конденсатной смеси / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 14–20.
7. Громова Е.А. Особенности обоснования свойств флюидов двухфазных залежей в случае недостаточного объема данных экспериментальных исследований / Е.А. Громова, Е.А. Рейтблат, С.А. Заночуев // Газовая промышленность. – 2022. – № 10 (839). – С. 50–61.
8. Протокол заседания секции нефти и газа Экспертно-технического совета Федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ «ГТЗ») от 06.06.2012 // Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых. – URL: <https://gkz-rf.ru/materialy-ets-i-plenaryh-zasedaniy>
9. PVT-Дизайнер тНавигатор 22.3: техническое руководство пользователя. – М.: РФД, 2022. – 238 с.

To substantiation of initial metrics for reservoir hydrocarbon fluids in situation of deficient geological-physical data

A.N. Volkov¹, L.V. Ogdanets¹, P.I. Kiyan¹

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Calculating reserves is an important stage in development of the hydrocarbon fields, which makes substantiate the metric parameters characterizing composition and properties of the in-situ hydrocarbon fluids. Authenticity of such validation totally depends on maturity of the geological-physical information about facilities subject to calculating.

This task becomes intractable in situation of limited initial data, absence or lack of measurements gotten at initial thermobaric conditions during geological prospecting, as well as when the results of the field, laboratory or experimental studies are nonconforming. Traditionally, in the described situation the metric parameters are taken by analogy with the correspondent values related to another fields. At that, for multi-layer fields such practice often frustrates the physical nature of data and contradicts the common vision of phase transitions within the hydrocarbon systems.

The article examines the ways to reason out the metric estimations for a multilayer oil-gas-condensate field at the Timan-Pechora province with the age-diverse and phase-diverse hydrocarbon deposits. Many of them were not brought into development, and their metrics were assumed in crude figures and recommended for additional appraisal.

When the reserves were recalculated next time, the properties of the in-situ fluids were grounded by account of the phase behavior patterns for hydrocarbon systems, combining of the retrospective analysis of the various

data acquired in course of the initial and current studies and PVT-modelling. It enabled revision of the oil and gas characteristics for most deposits and elimination of the ambivalence of previous calculations.

Keywords: oil-gas-condensate field, hydrocarbon deposit, in-situ fluid, variables used to estimate reserves, analogue method, mathematical modelling.

References

1. PETERSILYE, V.I., V.I. POROSKUN, G.G. YATSENKO (eds.). *Guidelines on volumetric calculation of oil and gas geological reserves* [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obyemnym metodom]. Moscow & Tver: All-Russian Research Geological Oil Institute & Tvergeofi zika, 2003. (Russ.).
2. VOLKOV, A.N., A.V. POLYAKOV, V.V. SMIRNOV. Approach to creation of a pVT-model for in-situ gas of a gas-condensate field [Podkhod k sozdaniyu pVT-modeli plastovogo gaza gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Innovations in oil-gas industry* [Innovatsii v neftegazovoy otrasli]: scientific collected bk. in 4 pts. Part 2 – Development and operation of fields. Complex studies of oil-gas-condensate reservoir systems [Razrabotka i ekspluatatsiya mestorozhdeniy. Kompleksnyye issledovaniya neftegazokondensatnykh plastovykh system]. Ukhta, Russia: Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta, 2015, pp. 27–37. (Russ.).
3. DEYNEZHENKO, A.L., S.V. PYLNIK, P.V. SHEVELEV. Recovery of initial physicochemical properties of raw oil for modeling the fields with gas-caps [Vosstanovleniye nachalnykh fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoy nefi dlya modelirovaniya mestorozhdeniy s gazovoy shapkoy]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2011, no. 2, pp. 17–22, ISSN 2074-5966. (Russ.).
4. YEFIMOV, D.V., V.I. SAVICHEV. Reservoir fluids applied modeling: from correlations to compositional thermodynamic models [Opyt prakticheskogo modelirovaniya svoystv plastovykh flyuidov ot standartnykh korrelyatsiy k kompozitsionnym termodinamicheskim modelyam]. *Neftyanoye Khozyaystvo*, 2012, no. 4, pp. 56–59, ISSN 0028-2448. (Russ.).
5. GUZHOV, N.A., O.V. BUZINOVA. Problems of initial composition and thermodynamic condition modeling for gas condensate systems of fields [Problemy modelirovaniya nachalnykh sostavov i termodinamicheskogo sostoyaniya gazokondensatnykh system mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 127–134. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. YUSHCHENKO, T.S., A.I. BRUSILOVSKIY. A new engineering method for creating and adapting PVT-model of natural gas condensate mixture [Novyy inzhenernyy metod sozdaniya i adaptatsii PVT-modeli prirodnoy kondensatnoy smesi]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 4 (24): Actual issues in research of stratal hydrocarbons systems, pp. 14–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. GROMOVA, Ye.A., Ye.A. REYTBLAT, S.A. ZANOCHUYEV. Specific features of substantiating reservoir fluid properties in two-phase pools in the case of insufficient experimental data [Osobennosti obosnovaniya svoystv flyuidov dvukhfaznykh zalezhey v sluchaye nedostatochnogo obyema dannykh eksperimentalnykh issledovaniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 10 (839), pp. 50–61, ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. *Minutes of proceedings of the Oil and gas section of the Expert technical council of the State Commission on mineral reserves dated on 06 June 2012* [online]. Available from: URL: <https://gkz-rf.ru/materialy-ets-i-plenarnykh-zasedaniy>. (Russ.).
9. PVT-Disigner tNavigator 22.3: user's guidelines. Moscow: RFD, 2022. (Russ.).

УДК 553.98(470.13)

Газовый потенциал терригенных молассовых отложений Верхнепечорской впадины

М.В. Швецов¹, Ю.В. Кочкина^{1*}, Н.П. Вишератина¹, Л.В. Мелькова¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: yu.kochkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

терригенная моласса, палеотектонические построения, очаг нефтегазообразования, генерация углеводородов, нетрадиционный коллектор, Верхнепечорская впадина.

Тезисы. Статья направлена на оценку ресурсного потенциала мощной толщи низкопроницаемых отложений терригенной молассы раннепермского возраста на территории Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба. Исследуемые отложения являются потенциально газоносными, предположительно содержат достаточно большие запасы углеводородов. Газовые залежи в подобных сланцевых отложениях представляют собой уникальный самогенерирующий (т.е. сам внутри себя создающий емкость), самоаккумулирующий и трудно расстающийся с углеводородами (УВ) резервуар. Ввиду этого рассматриваемые толщи отнесены к нетрадиционным источникам УВ-сырья. Количественная оценка потенциала таких толщ существенно затруднена из-за специфики их строения и сложности выделения перспективных газосодержащих объектов с помощью традиционных методов.

Авторами выполнена реконструкция катагенетической эволюции территории, определен очаг генерации газа, рассчитаны масштабы генерации и аккумуляции, дана оценка начальных потенциальных ресурсов УВ. Для расчета генерационных возможностей газоматеринских толщ применены эволюционно-катагенетический метод и метод количественного математического моделирования С.Г. Неручева. Рассчитанные двумя способами начальные потенциальные ресурсы газа верхнеартинской терригенной молассы юга Верхнепечорской впадины характеризуются близкими значениями и составляют около 150 млрд м³.

Терригенные отложения верхнеартинской молассы Верхнепечорской впадины (ВПВ) Предуральяского краевого прогиба до настоящего времени являются достаточно слабо изученными, хотя невысокие глубины залегания, состав пород и условия формирования позволяют отнести их к весьма перспективным. Территория исследований в нефтегазогеологическом отношении охватывает в основном Курьинско-Патраковский нефтегазоносный район (НГР) и небольшую область Верхнепечорского НГР (Мартьюскую и Южно-Мартьюскую площади), расположенные в южной части ВПВ. Рассматриваемые породы представлены мощной толщей (до 1400 м) тонкослоистых песчано-глинистых пород, являющих собой сложнопостроенный природный резервуар прибрежно-морского генезиса. По преобладанию породообразующих компонентов снизу вверх выделяются следующие ассоциации терригенных и карбонатных пород: аргиллиты с прослоями известняков; переслаивание алевролитов с отдельными прослоями сильноглинистых полимиктовых алевролитов и песчаников; алевролитовые и известковистые тонкослоистые аргиллиты с прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых полимиктовых песчаников; переслаивание полимиктовых песчаников и алевролитов с прослоями мергелей и аргиллитов, редко с линзами гравелитов; ритмичное переслаивание песчаников, явно преобладающих в разрезе, алевролитов и аргиллитов. Условия формирования этой низкопроницаемой сложнопостроенной толщи и преимущественно глинистый состав дают основание рассматривать ее в качестве газоматеринской и предполагать, что в ней могут быть сгенерированы достаточно большие объемы углеводородов (УВ). Примесь песчаного материала в разрезе молассы увеличивается вверх по разрезу, что позволяет разделить всю толщу на семь литологических пачек I–VII (нумерация снизу вверх) и выделить здесь коллекторы традиционного и нетрадиционного типов [1].

Несмотря на то что вопрос об источнике газа в верхнепермских молассовых отложениях в пределах ВПВ до настоящего времени является спорным, авторы,

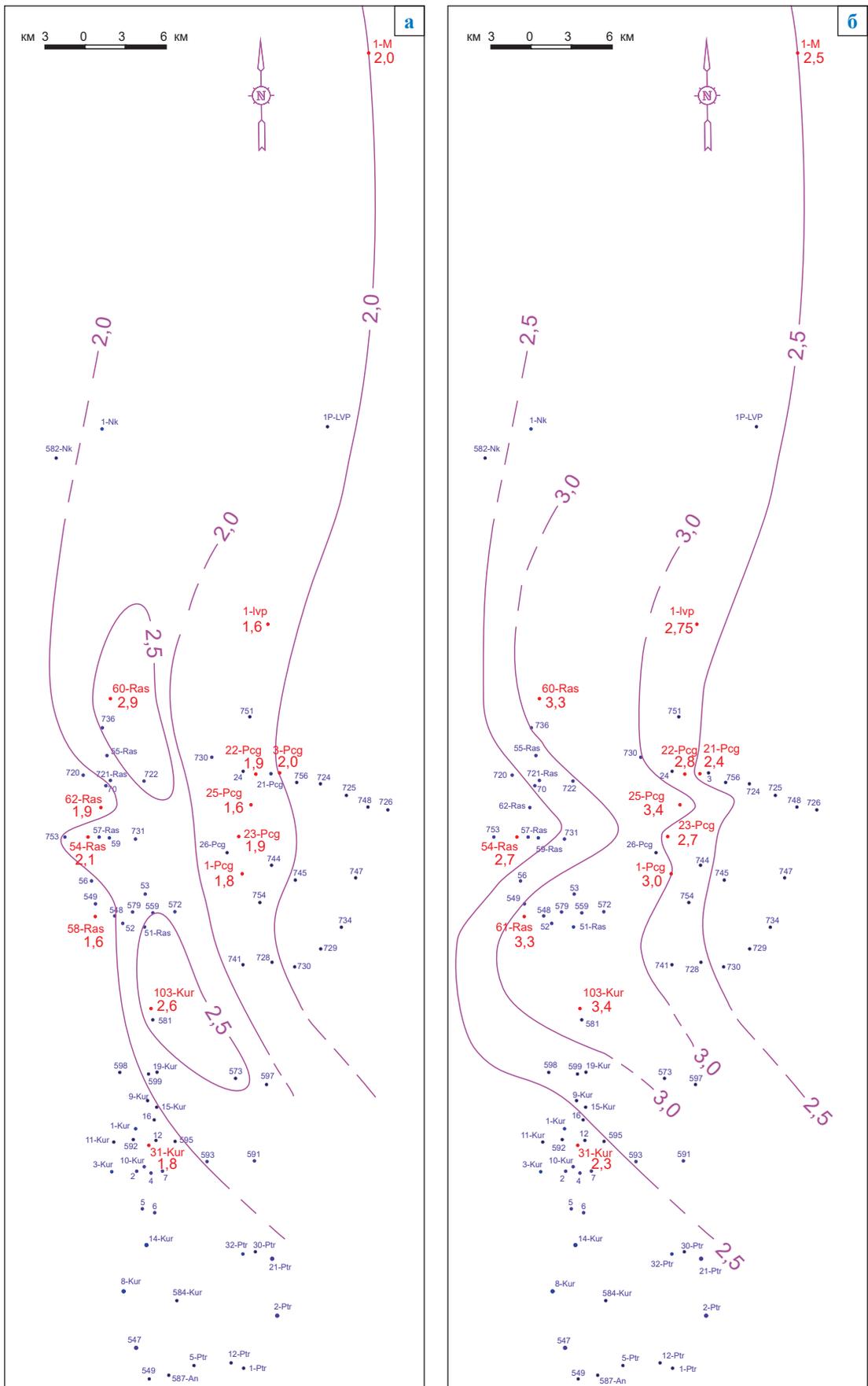


Рис. 1. Карты распределения средних значений $C_{орг}$: а – учтены все определения; б – учтены определения высокопродуктивных пород ($C_{орг} > 2\%$)

по результатам проведенных исследований, склоняются к гипотезе, что разрез нижнепермских флишвидов является газоматеринским и сгенерированный в них газ занял пустотное пространство вмещающей толщи и выделяемых в ней низкопроницаемых коллекторов.

Оценка условий формирования УВ выполнена на основе геологических реконструкций и геохимической информации. Используются такие методы изучения, как определение содержания органического углерода ($C_{орг}$) в породе, определение отражательной способности витринита (ОСВ), построение моделей прогрева отложений, палеотектонические реконструкции развития территории. Исходным материалом послужили геолого-геофизическая

информация по 103 скважинам, пробуренным на участке, и сейсмические данные 2D в объеме 1600 пог. км, полностью покрывающие исследуемую территорию.

Одним из важных показателей, характеризующих генерационный потенциал отложений, является $C_{орг}$, по количеству которого породы подразделяются на бедные ($C_{орг} < 0,1\%$), низкопродуктивные (в среднем $C_{орг} = 0,6\%$), среднепродуктивные (в среднем $C_{орг} = 2\%$) и высокопродуктивные (в среднем $C_{орг} = 3\%$ и более) [2]. В пределах верхнеартинской молассы $C_{орг}$ на керне изучено в 12 скважинах на пяти площадях – Курьинской, Северо-Курьинской, Рассохинской, Пачгинской и Патраковской. В сумме изучены 20 образцов керна из базы

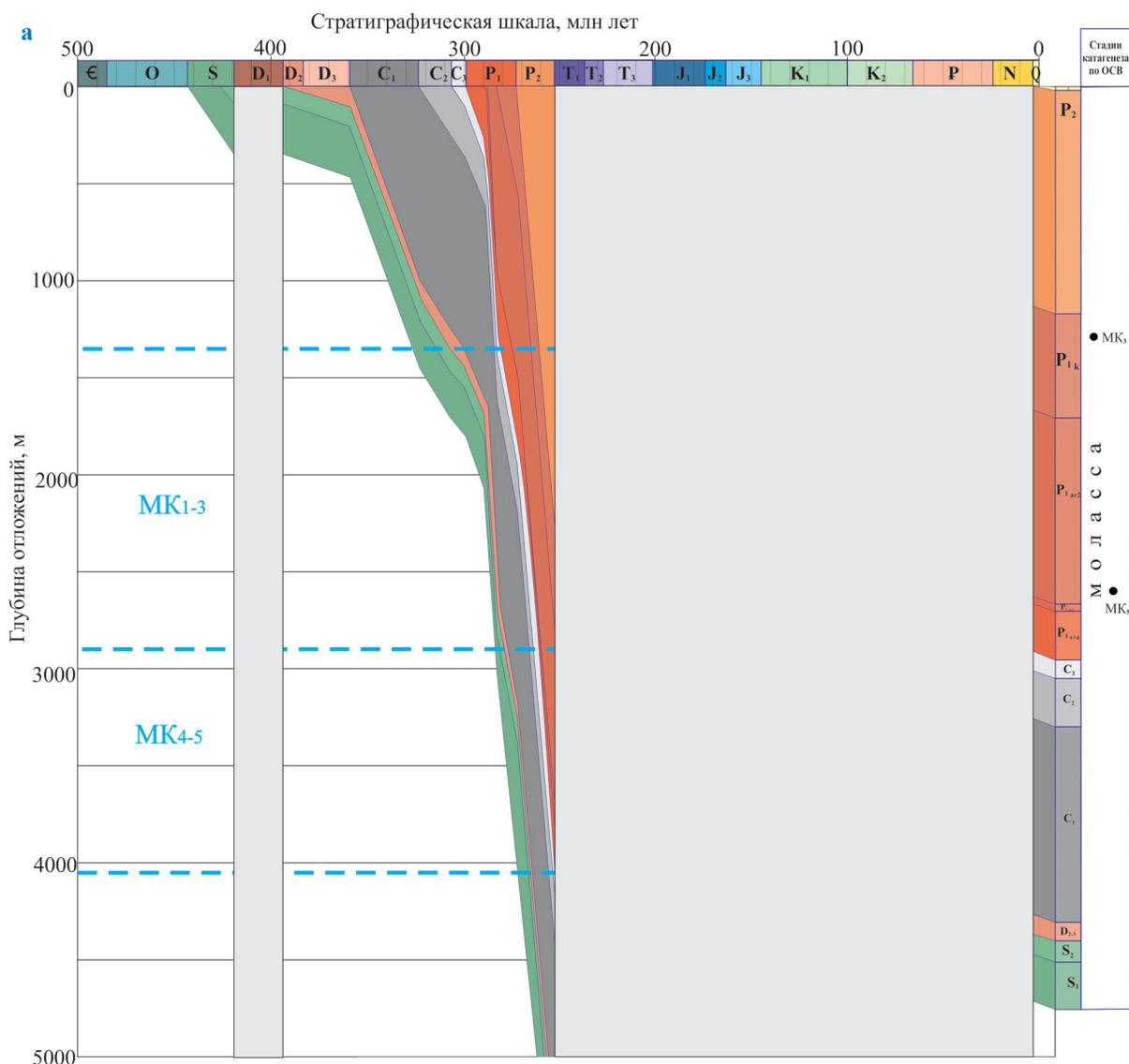
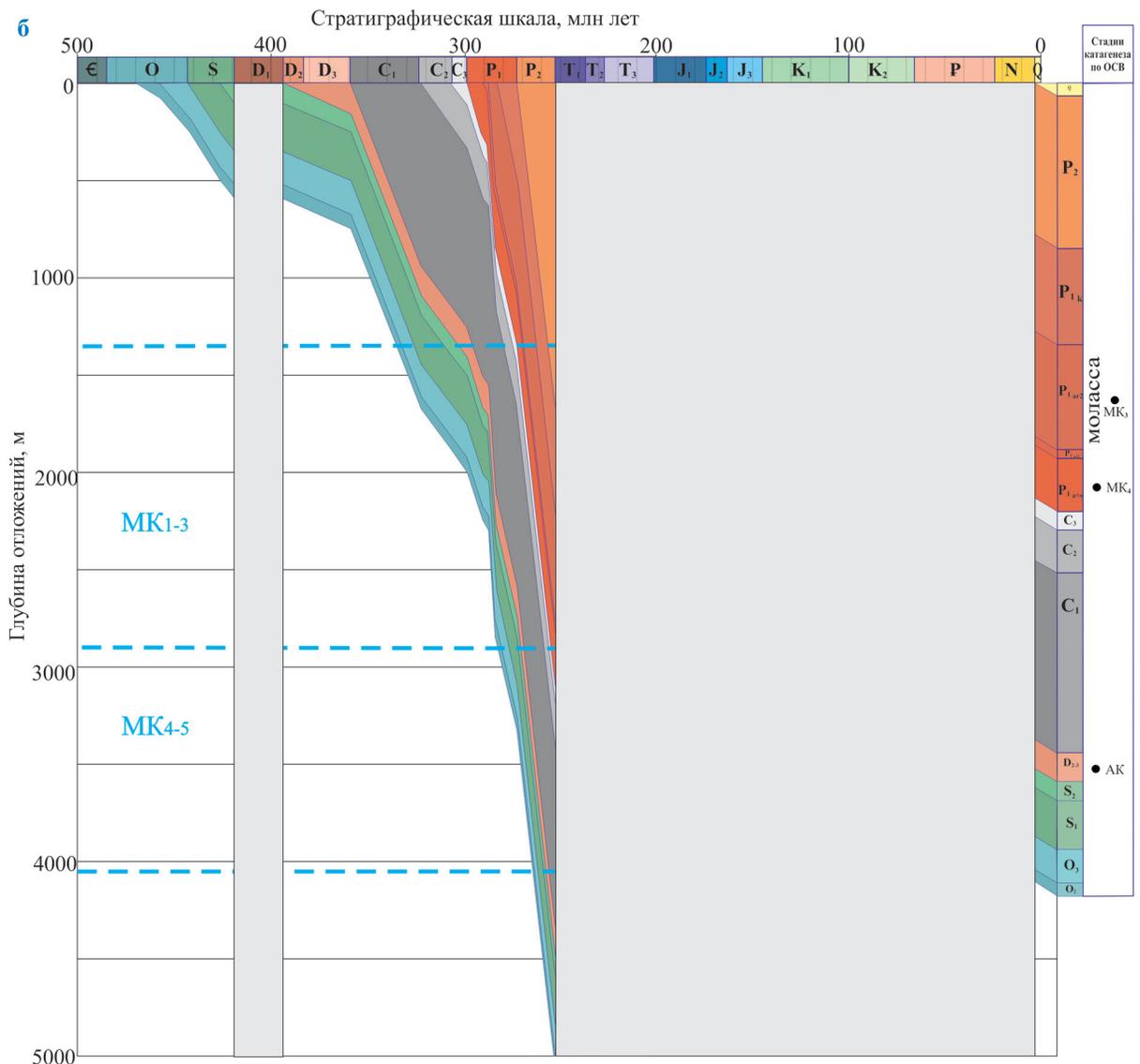


Рис. 2. Модели истории погружений и прогрева молассы:
а – скв. 1-Луньвовжальская; б – скв. 60-Рассохинская

ООО «ТП НИЦ» и 39 образцов, исследованных в лаборатории филиала «ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Кроме того, определение $C_{орг}$ проводилось по данным геофизических исследований скважин (ГИС) в 14 скважинах на Луньвожпальской, Курьинской, Пачгинской и Рассохинской площадях, что позволило оценить $C_{орг}$ по всему разрезу. Результаты определений $C_{орг}$ и анализ их пространственного распределения послужили основой для составления карт концентраций органического углерода в отложениях верхнеартинской молассы (рис. 1).

Согласно количественному $C_{орг}$, определенному как в керне, так и по данным геофизических исследований скважин, породы

относятся к категории средне- и высокопродуктивных. $C_{орг}$ в породах варьирует в пределах 0,08...4,10 %, при среднем значении 2,7 %. Увеличение $C_{орг}$ отмечается в центральной части рассматриваемой территории, при этом среди всех учтенных значений максимальные ($C_{орг} = 2,6...2,9$ %) зафиксированы по ГИС в скв. 60-Рассохинской и 103-Курьинской. А при распределении образцов с повышенным $C_{орг}$ (> 2 %) в зону максимальных значений попадают также скв. 1- и 25- Пачгинские, где $C_{орг} = 3,0...3,4$ %. Следует отметить, что скважины Пачгинской площади характеризуются повышенными значениями $C_{орг}$ не только по ГИС, но и по керну. Наибольшими значениями $C_{орг}$ характеризуются нижние



II и III пакки, представленные аргиллитами с прослоями карбонатизированных пород. Минимальные показания $C_{\text{орг}}$ связаны с верхними VI, VII пакками, в которых выявлено наибольшее количество песчаных разностей.

Максимальными концентрациями органического вещества ($C_{\text{орг}} > 2,0\%$) обладают прослои кремнисто-мергелистых аргиллитов, выступающих в роли нетрадиционных коллекторов, которые присутствуют в разном объеме во всех выделенных пакках (в верхних – меньше, в нижних – больше) и суммарная толщина которых может составлять более половины

(скв. 60-Рассохинская – 60,8 %) от общей толщины молассы (в среднем 36 %).

Для изучения теплового режима недр проведена реконструкция палеоразвития исследуемой территории, выделены области максимальных погружений и время их возможного вступления в зону газообразования. Степень возможной реализации нефтегазогенерационного потенциала рассеянного органического вещества и палеогеотермический режим недр определялись на основании серии моделей прогрева толщ (рис. 2) и палеотектонических реконструкций (рис. 3). Контроль правильности

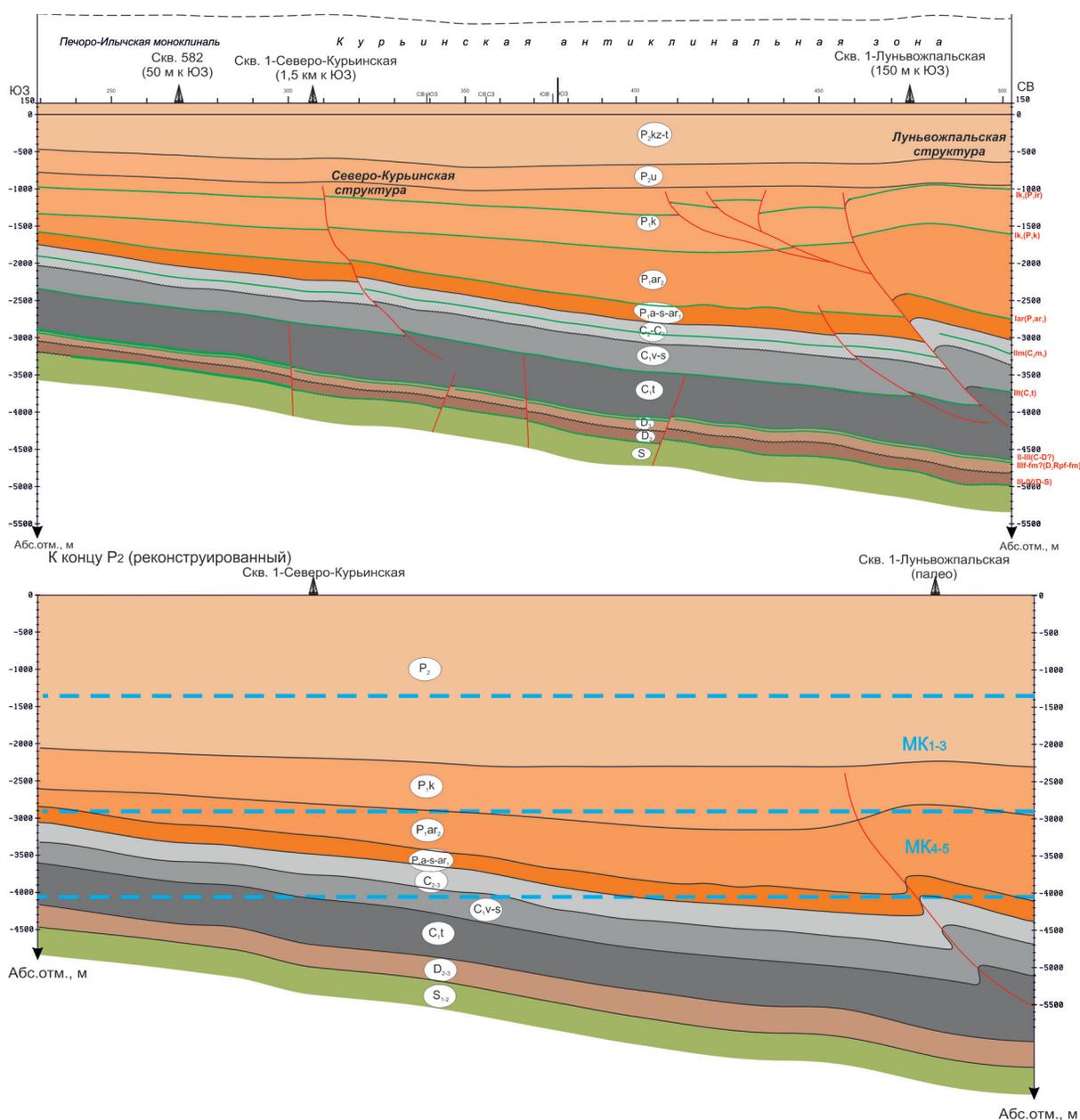


Рис. 3. Палеотектонический разрез осадочного чехла по линии скв. 1-Северо-Курьинская – 1-Луньвожпальская

построений осуществлялся по показателю ОСВ, опубликованному в работах Т.К. Баженовой, С.А. Данилевского, Г.С. Калмыкова [3–5].

По результатам серии палеотектонических профилей, выполненных на площади работ (см. рис. 3), максимальное погружение отложений молассы с возникновением очага газообразования происходило на территориях Маргьюсской, Луньвожпальской и Пачгинской структур. Модели прогрева отложений свидетельствуют, что в этом районе верхнеартинские отложения, хотя и расположенные на современном этапе на небольших глубинах 800...1800 м, в течение геологического времени достигли необходимой катагенетической зрелости (стадия катагенеза МК_{4,5}) и реализовали свой генерационный потенциал к концу Р₂-Т. Доказано, что накопление пород молассы происходило в мелководно-шельфовых и прибрежных условиях постепенно мелеющей впадины вблизи от источника сноса терригенного материала [6], что способствовало накоплению в них органического вещества со значительной долей гумусовой составляющей и, как следствие, преимущественной генерации УВ-газов.

Расчет газового потенциала очага генерации и начальных потенциальных ресурсов УВ в терригенных молассовых отложениях проводился двумя методами:

1) эволюционно-катагенетическим (А.И. Дьяконов и др.);

2) количественного математического моделирования (С.Г. Неручев и др.).

Сущность эволюционно-катагенетического метода [7] заключается в последовательной ретроспективной фиксации степени катагенеза органического вещества с момента зарождения осадочного бассейна до превращения его в нефтегазоносный. Достоинство метода заключается в относительно простом и полном

учете масштабов генерации и аккумуляции УВ нефтегазоматеринскими и нефтегазовмещающими породами от раннего протокатагенеза до позднего апокатагенеза органического вещества с расчетом начальных потенциальных ресурсов УВ. Более высокая достоверность оценки обеспечивается не только конкретизацией ретроспективных значений палеотемператур, степени катагенеза, типа и содержания рассеянного органического вещества по стадиям его изменения, но и расчетных коэффициентов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ.

Расчет нефтегазового потенциала эволюционно-катагенетическим методом состоит из нескольких этапов:

- реконструкции катагенетической эволюции осадочного нефтегазоносного бассейна с использованием уточненных катагенетических характеристик;

- изучения типа, содержания и распределения органического вещества в основных нефтегазогенерирующих комплексах нефтегазоносного бассейна. Одновременно с реконструкцией катагенетической эволюции для каждого из выделенных осадочных комплексов рассчитываются: мощность, плотность, объем и масса глинистых и карбонатных нефтегазоматеринских пород (НГМП) к началу соответствующего этапа катагенеза;

- расчета на основе этих данных масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов УВ различного фазового состава с учетом соответствующих коэффициентов и поправок.

Исходные данные и результаты расчета ресурсов эволюционно-катагенетическим методом приведены в табл. 1.

С.Г. Неручевым с соавторами [8] разработана методика оценки ресурсов УВ на основе количественного математического

Таблица 1

Основные параметры для расчета и результаты расчета масштаба генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа эволюционно-катагенетическим методом

Площадь НГМП, км ²	695
Толщина НГМП, км	0,747
Объем НГМП, км ³	0,519
Плотность НГМП, г/см ³	2,6
C _{орг} в НГМП, %	2,1
Коэффициент генерации для МК ₄ ...МК ₅ , долей ед.	0,075
Масштабы генерации, трлн м ³	2,13
Масштабы аккумуляции, млрд м ³	192
Начальные потенциальные ресурсы, млрд м ³	154

моделирования процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений в соответствии с основными положениями осадочно-миграционной теории образования нефти и газа. При создании методики решен ряд задач нефтегазовой геологии и геохимии. В области генерации УВ это создание качественных эмпирических моделей нефтегазообразования в процессе катагенеза органического вещества пород; балансовых уравнений для количественной оценки генерации нефти и газа основных генетических типов органического вещества материнских пород; методов расчета плотностей генерации и эмиграции нефти и газа из материнских пород. В области изучения миграции УВ и формирования месторождений это определение механизма, путей и направлений миграции нефти и газа, скоростей миграции УВ, максимальных расстояний миграции и т.д.

Исходные данные и результаты расчета ресурсов количественным математическим моделированием приведены в табл. 2.

В результате расчетов, выполненных двумя методами, начальные потенциальные ресурсы

терригенных отложений молассы составили 154 и 158 млрд м³ газа.

Таким образом, верхнеартинские молассовые отложения, несомненно, обладают газоматеринскими свойствами. Они характеризуются высокой продуктивностью за счет высоких концентраций рассеянного органического вещества ($C_{\text{орг}} = 0,7...3,6\%$) с преимущественно гумусовой составляющей, высоких стадий катагенеза (до МК_{4,5}), значительной толщины накопления (1 км и более). Затрудненная возможность эмиграции газа из газоматеринской толщи в связи с низкой пористостью и проницаемостью пластов-коллекторов способствует накоплению его непосредственно в самой газоматеринской толще. Реализация генерационного потенциала органического вещества возможна также в виде эпигенетичных газовых скоплений, сформированных за счет латеральной и вертикальной миграции по восстанию пластов.

В отличие от залежей в традиционных породах-коллекторах, залежи УВ в рассматриваемых толщах не контролируются структурным планом или локальными ловушками и не содержат подошвенных или законтурных

Таблица 2

Основные параметры для расчета и результаты расчета масштаба генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов газа методом количественного математического моделирования

Среднее содержание органического вещества в НГМП, %	2,1
Плотность НГМП, г/см ³	2,6
Мощность НГМП, м	747
Коэффициент генерации для МК ₄ , %	4,1
Содержание углерода в органическом веществе для МК ₄ , %	87,1
Остаточная масса органического вещества, %	53,6
Коэффициент эмиграции органического углерода, долей ед.	0,8
Пористость трещинная, долей ед.	0,01
Остаточная газонасыщенность в трещинно-поровых каналах, долей ед.	0,2
Расстояние вертикальной миграции, м	883
Плотность газа в пластовых условиях, г/см ³	0,19
Пористость коллектора, долей ед.	0,07
Остаточная газонасыщенность, долей ед.	0,31
Толщина прикровельной зоны газонасыщения, м	40,8
Площадь НГМП, км ²	695
Плотность генерации, млрд м ³ /км ²	3,582
Плотность эмиграции, млрд м ³ /км ²	2,865
Плотность в прикровельной части, млрд м ³ /км ²	2,529
Потери газа при вертикальной миграции, млрд м ³	0,335
Потери газа при латеральной миграции, млрд м ³	2,302
Коэффициент аккумуляции, долей ед.	0,08
Плотность аккумуляции, млрд м ³ /км ²	0,228
Начальные потенциальные ресурсы, млрд м ³	158

вод, в них не наблюдается водонефтяного контакта, поскольку породы являются одновременно и производителями, и ловушками УВ. Предполагается, что они могут быть связаны с протяженными резервуарами, имеющими широкое пространственное распространение. Первоочередной территорией для дальнейшего изучения и постановки рационального комплекса геологоразведочных работ является область, находящаяся в выявленном очаге газогенерации.

При испытании скважин на исследуемой территории необходимо предусмотреть

проведение современных методов интенсификации притоков, в первую очередь гидро-разрыва пласта (ГРП), что позволит вовлечь в разработку слабопроницаемые коллекторы пачек IV...VII, характеризующиеся закрытыми порами и выявленные по результатам комплексного анализа лабораторных исследований ядра и данных ГИС. Создание искусственной трещиноватости в процессе ГРП позволит увеличить проницаемость данных коллекторов и получить дополнительные притоки газа в скважинах.

Список литературы

1. Вишератина Н.П. Петрофизическая модель сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, М.В. Швецов и др. // Газовая промышленность. – 2022. – № 3 (830). – С. 30–43.
2. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ / Е.С. Ларская. – М.: Недра, 1983. – 190 с.
3. Данилевский С.А. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Складорова, Ю.М. Трифачев. – Ухта, 2003. – 298 с.
4. Калмыков Г.С. Стадии катагенеза и палеотемпературы по отражательной способности витринита в Тимано-Печорской провинции / Г.С. Калмыков, В.Н. Летуновский // Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. – М., 1979. – Вып. V. – С. 89–96.
5. Баженова Т.К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева и др. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.
6. Жемчугова В.А. Седиментационная модель верхнеартинских отложений Курьино-Патраковского участка Верхнепечорской впадины (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) / В.А. Жемчугова, М.В. Швецов, Ю.А. Журавлева и др. // Геология, геофизика и разработка месторождений нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 23–30.
7. Дьяконов А.И. Современный эволюционно-динамический метод прогноза нефтегазоносности геолого-экологических регионов особо сложного строения (на примере юга Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции) / А.И. Дьяконов, Н.Д. Цахая, Т.А. Овчарова и др. – Ухта: УГТУ, 2002. – 88 с.
8. Неручев С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.

Gas potential of terrigenous molasses sediments at Upper-Pechora depression

M.V. Shvetsov¹, Yu.V. Kochkina^{1*}, N.P. Visharatina¹, L.V. Melkova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: yu.kochkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article is aimed at assessing the resource potential of a huge mass of the low-permeable Early-Permian terrigenous molasses in Upper-Pechora depression at the territory of Pre-Urals fore deep. The studied sediments are potentially gas-bearing and hypothetically contain lots of hydrocarbons. Within the similar shale sediments, the gas deposits represent the unique self-generating (i.e. creating a void inside themselves), self-accumulating reservoirs difficultly parting from hydrocarbons. Thus, the examined rock masses were classified as the alternative sources of raw hydrocarbons. The quantitative assessment of their potential is quite troublesome due their specific structure and problematic indication of the promising gas-bearing objects by the traditional means.

Authors have reconstructed the catagenetic evolution of the studied territory, have determined the locus of gas generation, have calculated the scales of generation and accumulation, have estimated the initial potential resources of hydrocarbons. To calculate the generation ability of the gas-parent rock masses, they have applied an evolutionary-catagenetic method and the quantitative mathematical modelling after S.G. Neruchev. The initial potential hydrocarbon resources calculated in two ways for the terrigenous molasses at south of Upper-Pechora depression are closely adjacent and approximate to $150 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Keywords: terrigenous molasses, paleotectonic scheme, locus of oil-gas generation, generation of hydrocarbons, non-traditional reservoir, Upper-Pechora depression.

References

1. VISHERATINA, N.P., T.N. KUNITSYNA, M.V. SHVETSOV et al. Petrophysical model of complexly composed low-permeable reservoirs of the Lower Permian terrigenous molasse of the Upper Pechora depression of the Pre-Ural foreland basin [Petrofizicheskaya model slozhnopostroyennykh nizkopronitsayemykh kollektorov nizhnepemrskoy terrigennoy molassy Verkhnepechorskoy vpadiny Predural'skogo krayevogo progiba]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 3(830), pp. 14–27, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. LARSKAYA, Ye.S. *Diagnostics and methods for studying oil-gas parent rock masses* [Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskih tolshch]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
3. DANILEVSKIY, S.A., Z.P. SKLYAROVA, Yu.M. TRIFACHEV. *Geoflyuidal systems of Timan-Pechora province* [Geoflyuidal'nyye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii]. Ukhta, 2003. (Russ.).
4. KALMYKOV, G.S., V.N. LETUNOVSKIY. Gradations of catagenesis and paleotemperatures according to vitrinite reflectance at Timan-Pechora province [Stadii katageneza i paleotemperaturny po otrazhatel'noy sposobnosti vitrinita v Timano-Pechorskoy provintsii]. In: *Geology and oil-gas-bearing capacity at north of Timan-Pechora province* [Geologiya i neftegazonosnost severnykh rayonov Timano-Pechorskoy provintsii]. Moscow, 1979, is. V, pp. 89–96. (Russ.).
5. BAZHENOVA, T.K., V.K. SHIMANSKIY, V.F. VASILYEVA et al. *Organic geochemistry of Timan-Pechora basin* [Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna]. St. Petersburg: VNIGRI, 2008. (Russ.).
6. ZHEMCHUGOVA, V.A., M.V. SHVETSOV, Yu.A. ZHURAVLEVA, et al. Sedimentation model of the Upper-Artinskian deposits within the Kurino-Patrakovskiy site of the Upper Pechora depression (Timan-Pechora petroleum basin) [Sedimentatsionnaya model verkhneartinskikh otlozheniy Kuryino-Petrakovskogo uchastka Verkhnepechorskoy vpadiny (Timano-Pechorskoy neftegazonosny basseyn)]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Mestorozhdeniy Nefti i Gaza*, 2023, no. 1, pp. 23–30, ISSN 2413-5011. (Russ.).
7. DYAKONOV, A.I., N.D. TSKHADAYA, T.A. OVCHAROVA et al. *Modern evolutionary-dynamical method for predicting oil and gas presence of geological-ecological regions with especially complex structure (a case of the southern part of Upper-Pechora depression at Timan-Pechora province)* [Sovremennyy evolyutsionno-dinamicheskiy metod prognoza neftegazonosnosti geologo-ekologicheskikh regionov osobo slozhnogo stroyeniya (na primere yuga Verkhnepechorskoy vpadiny Timano-Pechorskoy provintsii)]. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2002. (Russ.).
8. NERUCHEV, S.G., T.K. BAZHENOVA, S.V. SMIRNOV et al. *Assessment of potential hydrocarbon resources by modelling processes of their generation, migration and accumulation* [Otsenka potentsialnykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii]. St. Petersburg: Nedra, 2006. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

Анализ обводнения залежей Мирненского газоконденсатного месторождения

Т.Г. Ксёنز

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А
E-mail: t.ksyonz@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На Мирненском месторождении разрабатываются верхнемайкопские и нижнемеловые отложения. Поступление воды в скважины учитывается с начала разработки по всем пластам. Характер обводнения обусловлен разными факторами. Начальная насыщенность водой составляет от 0,3 до 0,7 доли ед., что предопределяет фильтрацию рыхлосвязанной воды. В то же время по динамике пластового давления установлено влияние внешнего водоносного комплекса. По результатам геофизических исследований установлены степени обводненности каждого пласта в разные периоды разработки и текущее положение газовой контактной поверхности.

За более чем 50-летний период разработки происходило выветывание скважин как по причине высокого водогазового фактора, который обоснован для каждого эксплуатационного объекта, так и по другим причинам, таким как снижение продуктивности и коррозии насосно-компрессорных труб в скважинах нижнемеловых отложений.

На основе анализа всей информации и построения карт и схем продвижения воды систематизированы факторы, влияющие на процессы и степень текущего обводнения каждой из залежей Мирненского месторождения.

Ключевые слова: исследования газоконденсатных скважин, отбор газа и воды, обводненный интервал, водогазовый фактор, насыщенность водой коллектора, условия эксплуатации, изменение газовой контактной поверхности.

Мирненское газоконденсатное месторождение (ГКМ) открыто в 1958 г. Промышленная газоносность месторождения приурочена к верхнемайкопским (N_1 мкр) и нижнемеловым (K_1) пластам. В эксплуатацию месторождение введено в 1968 г.: верхнемайкопские отложения как единый эксплуатационный объект (ЭО), включающий залежи пластов I₁, I₄, II, III (западный и восточный купола), VI – выделено шесть газовых залежей; нижнемеловые отложения, включающие три ЭО – залежи пластов I/2 (I/2¹, I/2², I/2³), I/3, I/4. Начальные параметры пластов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика залежей Мирненского ГКМ

Пласт	Пористость, долей ед.	Начальная газонасыщенность, долей ед.	Проницаемость, 10^{-12} м ²	Средняя эффективная толщина, м	Начальное пластовое давление, МПа	Начальная пластовая температура, °С
Верхнемайкопские отложения N_1 мкр						
I ₁	0,322	0,383	0,086	2,4	2,72	34
II	0,373	0,706	0,15	6,3	3,24	36
III (западный купол)	0,373	0,708	0,14	1,9	3,33	38
VI	0,375	0,773	0,131	5,4	5,15	50
Нижнемеловые отложения K_1						
I/2 ¹	0,24	0,424	0,033	3,5	24,9	142,6
I/2 ²	0,272	0,513	0,033	17,22	24,9	142,6
I/2 ³	0,210	0,317	0,033	5,44	24,9	142,6
I/3	0,221	0,351	0,012	6,93	25,4	143,5
I/4	0,266	0,530	0,011	4,7	26	144,3

Процесс разработки всех залежей обусловлен наличием пластовой воды в различном ее проявлении. Основные способы получения информации о продвижении вод: геофизический, гидрохимический, результаты косвенных методов. Для анализа использовались результаты промыслово-геофизических (ПГИ), гидродинамических (ГДИ) и газоконденсатных (ГКИ) исследований; данные промысловых замеров на сепараторе; лабораторные исследования проб воды; данные о геологическом строении объектов, характеристика водоносного комплекса (ВК); сведения о начальных газо- и водонасыщенности, проницаемости коллекторов; результаты эксплуатации скважин и гидрогеологического контроля разработки.

Изучением характера обводнения скважин и применения методов контроля за разработкой занимались ученые, работы которых охватывают широкий диапазон исследований газовых и газоконденсатных месторождений на различных стадиях эксплуатации [1, 2].

Выделяются такие основные типы вод: пластовые, конденсатогенные, остаточные (на начало разработки). Пластовые воды нижнемеловых отложений представляют собой, по классификации В.А. Сулина, хлоридно-кальциевый тип с минерализацией, г/л: для пласта I/2 – от 54 до 71; для пласта I/3 – от 54 до 61; для пласта I/4 – до 66. Пластовые воды верхнемайкопских отложений – хлоридно-кальциевого типа,

по классификации В.А. Сулина, с минерализацией 435,36 мг/л.

Разработка отложений нижнего мела началась в 1968 г. вводом пластов I/2 и I/4. Начальный период эксплуатации (1968–1973 гг.) характеризуется преобладанием в составе продукции конденсационных вод. ВГФ составлял по пластам I/2 и I/4 в среднем соответственно 27 и 31 $\text{см}^3/\text{м}^3$ с тенденцией роста. Максимальный ВГФ был достигнут к 1979 г. и составил 236 и 224 $\text{см}^3/\text{м}^3$ по пластам I/2 (фонд скважин с водой снижается с 55 до 44 ед.) и I/4 (фонд скважин с водой – 65 ед.) соответственно. На рис. 1 представлена динамика отбора воды по объектам нижнего мела.

В условиях высокой температуры 144 °С происходит испарение воды. Поскольку начальная водонасыщенность в среднем составляет 47 % по пласту I/4 и от 49 до 68 % по пластам I/2¹, I/2², I/2³, то в процессе добычи газа в скважину поступало значительное количество воды, превышающее влажность газа. Это значит, что в фильтрации участвует рыхлосвязанная вода. С целью выноса жидкости и поддержания работоспособности скважин применяются жидкие поверхностно-активные вещества (ЖПАВ).

На рис. 2 представлена динамика снижения пластового давления в сопоставлении с отборами газа по объектам нижнего мела. Параметры разработки залежей, характеризующие темпы отбора газа, изменение ВГФ, снижение пластового давления ($p_{пл}$) приведены в табл. 2.

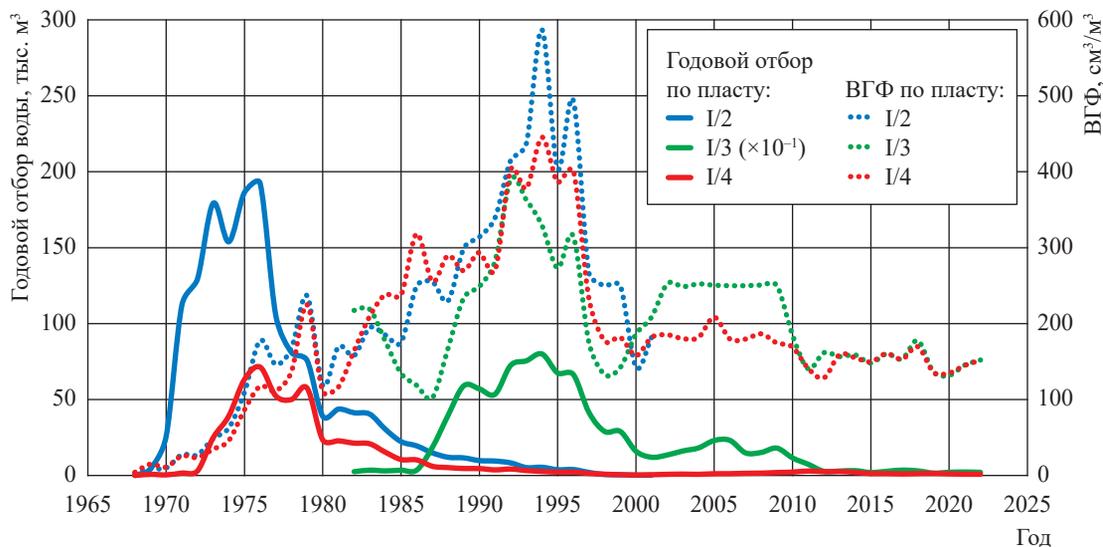


Рис. 1. Динамика водогазового фактора (ВГФ) и добычи воды по пластам нижнемеловых отложений

По результатам ПГИ по контролю текущей насыщенности установлено, что произошло замещение газонасыщенных коллекторов пластов нижнемеловых отложений на водонасыщенные, и отмечено продвижение газоводяного контакта (ГВК) вверх по восстанию пласта.

Нижнемеловые залежи Мирненского месторождения в начальный период разрабатываются в условиях газового режима. Темпы

снижения $p_{пл}$ и отбора газа из залежей соответствуют газовому режиму.

Активного вторжения воды в залежи не установлено, хотя и отмечаются водопроявления. Это большей частью связано с поступлением воды из внутренних источников пласта. Однако в районах с высокими темпами отбора газа по результатам ПГИ отмечается обводнение продуктивных пластов.

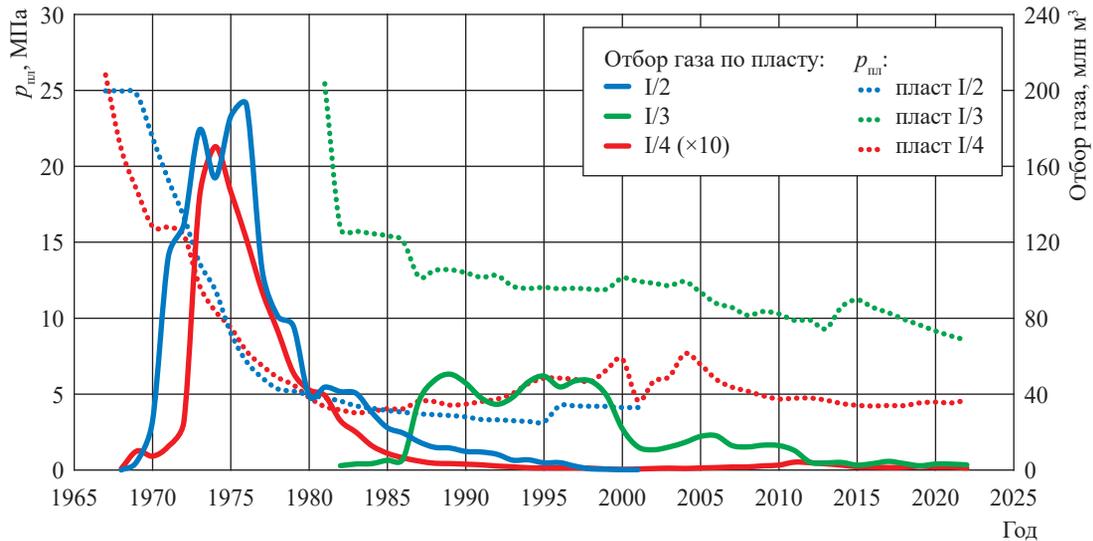


Рис. 2. Сопоставление динамики объема отобранного газа и пластового давления по пластам нижнемеловых отложений

Таблица 2

Параметры разработки залежей Мирненского месторождения

Параметр	Период	Пласт						
		I ₁	II	III (западный купол)	VI	I/2	I/3	I/4
Отбор газа, %	1968–1980 гг.	25,9	50,1	71,0	95,8	76,9	–	71,2
	1981–1990 гг.	44,6	81,4	100	100	81,2	3,8	81,3
	1991–2000 гг.	66,5	91,2	–	–	85,5	11,5	82,3
	На 01.01.2020	93,5	97,6	–	–	–	15,0	85,5
Снижение $p_{пл}$, %	1968–1980 гг.	29,0	40,0	25,0	69,0	80,2	–	81,7
	1981–1990 гг.	51,9	59,0	37,1	74,4	86,0	24,4	83,3
	1991–2000 гг.	55,9	63,0	–	–	83,5	37,5	71,9
	На 01.01.2020	62,6	59,3	–	–	–	64,1	82,8
ВГФ, см ³ /м ³	1968–1980 гг.	3,25	2,42	2,58	6,6	2,66...236	–	До 224,9
	1981–1990 гг.	3,00	3,01	70,6 (1988 г.)	101,3	170...314	217...249	116...293
	1991–2000 гг.	3,00	3,06	–	–	493...142	389...185	270...158
	На 01.01.2020	15,09	11,1	–	–	–	252...132	208...135
Фонд добывающих скважин, ед.	1968–1980 гг.	6	22	1	23...9	55 – 40	–	69...54
	1981–1990 гг.	7	24	1	8...2	39 – 13	11	53...12
	1991–2000 гг.	12	14	–	–	12 – 1	16...8	12...2
	На 01.01.2020	8	2	–	–	–	8	8
Отбор воды, тыс. т.		1019	6145	161	7362	1570	203	1235
в том числе пластовой		1019	6145	161	7362	984	184	1123

Обводнение скважин определялось по фактическим данным эксплуатации с учетом имеющихся материалов геофизических исследований скважин только после начала поступления больших объемов пластовой воды до полного прекращения поступления газа из пласта. Следует отметить, что для пластов нижнемеловых отложений при подсчете запасов приняты средние значения коэффициентов пористости и газонасыщенности (см. табл. 1). При принятых критических для коллекторов значениях, а именно пористости $\geq 20\%$, водонасыщенности – до 70% и проницаемости $\geq 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, из добывающих скважин практически сразу поступают газ с водой.

На завершающей стадии разработки в связи со снижением дебитов газа обводнение обусловлено подтягиванием законтурной воды, т.е. происходит замещение газонасыщенных коллекторов пластовой водой. Подразумевается, что подъем уровня законтурной (краевой) пластовой воды дошел до кровли продуктивного пласта или верхних дыр перфорации. Подток законтурных вод происходит по наиболее проницаемым пропласткам за счет создания значительных депрессионных воронок в процессе эксплуатации.

Скорость изменения высоты подъема ГВК (скорость обводнения) неравномерная и зависит от многих факторов (объемов отбора пластовых флюидов из рассматриваемой и соседних скважин, режима работы скважин, продолжительности эксплуатации и т.п.). На рис. 3 приведена схема текущего положения ГВК по нижнемеловым отложениям. Построение выполнено на основе данных ГИС и анализа остаточной эффективной газонасыщенной толщины.

По залежи пласта I/4 в начальный период эксплуатации средняя скорость обводнения по семи скважинам составляла $2,16 \dots 6,33 \text{ м/год}$. Продвижение воды зафиксировано с 1986 г. в скважинах, расположенных на расстояниях от 2,0 до 2,8 км от внутреннего ГВК. В целом средняя скорость обводнения с начала разработки (1968 г.) по 2020 г. (год окончания эксплуатации залежи) составляет $2,6 \text{ м/год}$, при этаже газонасыщенности, равном 125 м, подъем уровня составляет порядка 104 м.

В настоящее время разработка пласта I/4 продолжается минимальным фондом скважин, расположенных в сводовой части структуры, ВГФ составляет $152 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

По залежи пласта I/2 первыми обводнились в 1974 г. скв. 157 и скв. 142, расположенные в межконтурной и приконтурной зонах внешнего и внутреннего контура газонасыщенности на северо-востоке залежи. Затем отмечалось обводнение по всему контуру залежи с разной интенсивностью. В 1987 г. произошло массовое обводнение присводовых скважин западного и восточного куполов. С 1990-го по 1999 г. обводнились сводовые, наиболее гипсометрически высокие, скважины. Средняя скорость обводнения:

- по пласту I/2¹ с 1968-го (окончание бурения) по 1987 г. (год фактического обводнения) составила $1,17 \text{ м/год}$, при этом высота подъема ГВК составляла от 21 до 40 м при этаже газонасыщенности 45 м;
- по пласту I/2² с начала 1969-го по 2001 г. (год окончания эксплуатации залежи) составила $1,53 \text{ м/год}$, высота подъема ГВК достигала от $7 \dots 12$ до $20 \dots 26$ м при этаже газонасыщенности 49 м;
- по пласту I/2³ с 1969-го по 2001 г. (год окончания эксплуатации залежи) равняется $0,78 \text{ м/год}$, высота подъема ГВК достигала от $5 \dots 6$ до $15 \dots 19$ м при этаже газонасыщенности 25 м.

Разработка залежи пласта I/3 отличается от остальных высоким ВГФ с самого начала эксплуатации. В 1982 г. (ввод в разработку) содержание воды составило $217,4 \text{ см}^3/\text{м}^3$, к 1992 г. оно увеличилось до $389,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Данный факт связан с тем, что пласт I/3 разрабатывается скважинами возвратного фонда, вскрывающими выше- и нижезалегающие пласты. Большинство скважин находятся в технически неудовлетворительном состоянии. На основании имеющихся результатов анализа воды можно предположить, что ее поступление возможно из-за некачественной изоляции соседних объектов.

Первыми обводнились в 1999 г. скважины, расположенные в 800 м от приконтурной зоны внешнего контура газонасыщенности на южной стороне западного купола, с последующим расширением по всему контуру залежи. В начальный период эксплуатации средняя скорость обводнения в скважинах составляет от $1,00$ до $2,39 \text{ м/год}$. В целом по пласту I/3 средняя скорость обводнения с 1982-го по 2017 г. равняется $1,4 \text{ м/год}$ при этаже газонасыщенности 49 м.

Срок разработки верхнемайкопских отложений ограничивается высокими темпами отбора газа и скоростью обводнения. Характер продвижения воды с учетом динамики снижения пластового давления свидетельствует о равномерном замещении газонасыщенных интервалов водой. Добыча воды по фонду скважин установлена с начала разработки. По всем пластам отмечается равномерное стягивание газонасыщенности.

Отложения верхнего майкопа Мирненского месторождения приурочены к обширному и активному водонапорному бассейну. Высокая проницаемость (около 10^{-3} мкм²) и мощность

25...30 м обеспечивают значительную активность пластовой водонапорной системы в процессе разработки.

Для целей эксплуатации скважин в условиях обводнения применяются ЖПАВ. В начальный период разработки происходит совместная фильтрация свободного газа и остаточной рыхлосвязанной воды. Коллектор характеризуется как песчаники слабосцементированные. На основании данных ГДИ отмечается вынос песка, а в процессе эксплуатации скважин происходит накопление песка на забое.

Расположение зависимости приведенного $P_{пл}$ от накопленного отбора газа выше линии

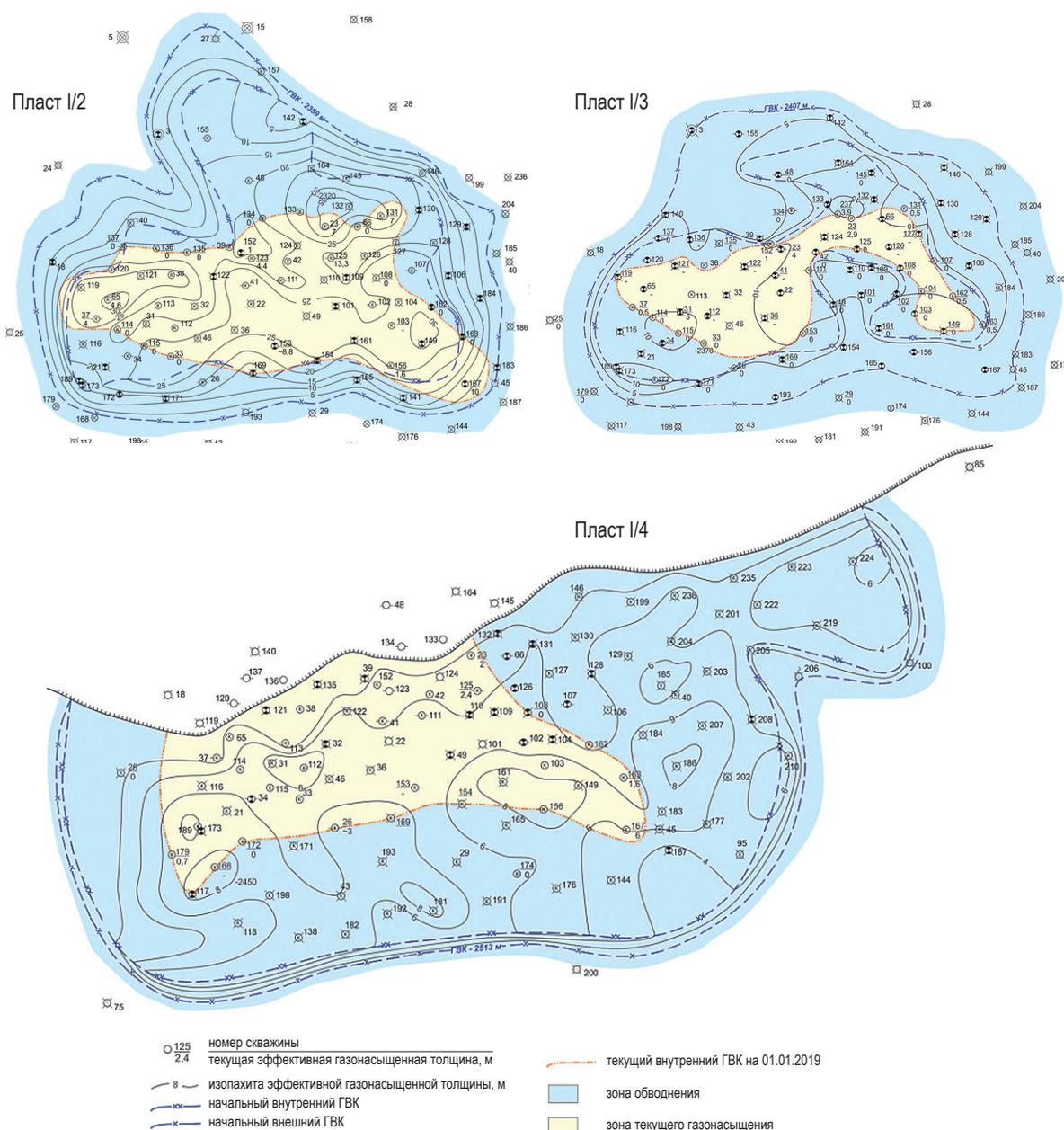


Рис. 3. Схема текущего положения ГВК по нижнемеловым отложениям

газового режима свидетельствует о проявлении упруговодонапорного режима. За счет вторжения в залежь пластовой воды снижение пластового давления некоторым образом компенсируется.

Исходя из анализа всего геолого-промыслового материала источниками обводнения скважин пластов верхнего майкопа являются подошвенные и приконтурные пластовые воды, а также воды других пластов.

На рис. 4 представлена динамика отбора газа, пластового давления и ВГФ по пластам верхнего майкопа.

Скважины пласта VI расположены равномерно, охватывая сводовую часть структуры. В 1970 г. действующий фонд скважин составил 23 единицы, во всех присутствовала попутная вода. Высокий темп отбора газа (в среднем 13 % в год) в начальный период разработки пласта (1968–1972 гг.) привел к быстрому подтягиванию подошвенной воды по напластованию и сократил срок разработки объекта. К 1989 г. отбор воды максимально превысил отбор газа, удельное содержание воды составило $136,2 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Обводнившиеся скважины переводились в работу на вышезалегающий пласт II. К 1992 г. разработка пласта VI практически закончена, в фонде добывающих скважин числилась единственная скв. 55, эксплуатирующая совместно пласты II и VI до 2000 г., в последующем переведенная также на пласт II. Скорость подъема ГВК в среднем составляет $0,68 \text{ м/год}$ при этаже газоносности 17 м.

Разработка пласта III (западный купол) велась с 1973-го по 1988 г. одной скв. 83, расположенной в центре пласта. Начальный дебит газа составлял порядка 20 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, с середины 1985 г. скв. 83 эксплуатировалась периодически. За последние три месяца 1988 г. (июнь – август) дебит газа не превысил $0,03 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, дебит воды при этом составил $1,9 \text{ л/сут}$. По результатам интерпретации данных ГИС в стволе скважины отметили уровень жидкости. В настоящее время в разработке остались два пласта верхнемайкопских отложений – пласты II и I₁.

Анализируя характер продвижения воды на протяжении всего периода эксплуатации по пластам II и I₁, можно сделать вывод, что происходит равномерное стягивание контура газоносности. На рис. 5 приведена схема текущего положения ГВК по отложениям верхнего майкопа.

По пласту II период 1968–1972 гг. характеризуется практически безводной эксплуатацией скважин, удельное содержание воды в продукции не превысило $0,3 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (см. табл. 2, рис. 4). Реакция водоносного комплекса на отборы газа, т.е. продвижение пластовой воды по свободному поровому объему, отметилась к 1973 г., когда отбор воды превысил отбор газа, при этом удельное содержание выросло до $1,3 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В дальнейшем наблюдается рост ВГФ на фоне продолжающегося формирования фонда эксплуатационных скважин за счет его пополнения скважинами пласта VI.

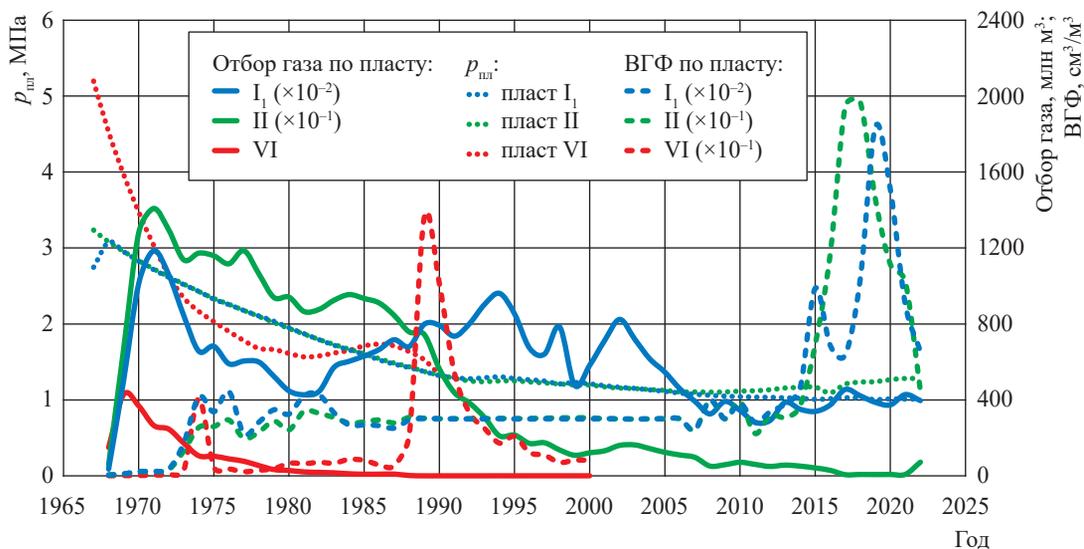


Рис. 4. Динамика отбора газа, пластового давления и ВГФ по пластам верхнемайкопских отложений

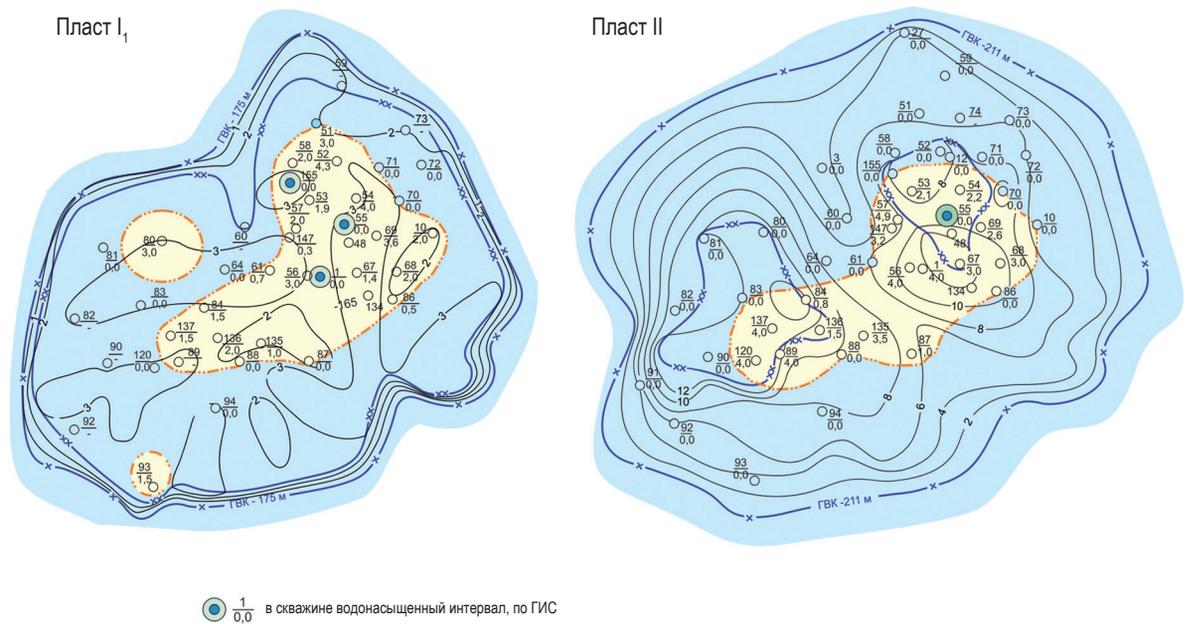


Рис. 5. Схема текущего положения ГВК по верхнемайкопским отложениям: недостающие условные обозначения см. на рис. 3

Внедрение в пласт II воды началось с северо-восточной части структуры. Первыми обводнились периферийные скв. 73 (1978 г.), 59 и 86 (1984 г.), расположенные в непосредственной близости к ГВК. С 1988 г. в процесс обводнения вовлечен юго-запад объекта. С 2000 г. наблюдалось подтягивание фронта воды к своду объекта. По причине обводнения пласта II сводовые скважины переведены на пласт I₁. По состоянию на конец 2017 г. пласт II практически полностью обводнен. Подъем ГВК пласта II происходит «чашеобразно»: в восточной части площади, по-видимому, за счет ухудшенных коллекторских свойств пласта, а в западной – за счет регионального направления напора пластовых вод.

Разработка пласта I₁ ведется скважинами возвратного фонда. Скважины, обводнившиеся на пласт II и имеющие, по результатам ГИС, газонасыщенные интервалы в границах пласта I₁, перфорировались на вышезалегающий объект. Поскольку основная часть скважин расположена в присводовой зоне, заметное обводнение пласта I₁ началось в более поздний период эксплуатации (с 1995 г.). В связи с тем что эксплуатация пласта I₁ до 1989 г. велась совместно с пластом II общим фондом, то и поведение процесса его обводнения в начальный период разработки аналогично. Реакция воды на отборы газа

также происходит с некоторым отставанием, как и по пласту II. Пик отбора газа пришелся на 1971 г., начало активного поступления воды в скважины наблюдается с 1974 г., когда ВГФ составил 4,2 см³/м³ (см. табл. 2, рис. 4).

Обводнение продуктивных отложений пласта I₁ начинается с прорыва пластовых вод с севера в седловину между куполами, и затем наступают прорывы воды на севере и юге восточного крыла, также происходят прорывы воды на западном куполе. Скорость подъема ГВК:

- для пласта I₁ составляет от 0,04...0,17 до 0,33...0,81 м/год;
- для пласта II до 2000 г. составляла от 0,39...1,52 м/год, а после варьировалась от 0,27 до 0,61 м/год, составляя в среднем 0,36 м/год. Обводнение пласта составило от 3,2 до 9,4 м по скважинам.

Таким образом, залежи Мирненского месторождения разрабатываются в условиях разной степени проявления водонапорного режима. Появление пластовой воды в продукции скважины обусловлено подтоком законтурных вод по наиболее проницаемым пропласткам за счет создания значительных депрессионных воронок в процессе эксплуатации. Обводнением охвачены все пласты, по которым ведется разработка: две залежи обводнились полностью, залежь пласта I/2 не разрабатывается.

Залежи I/4 и I/3 нижнего мела в настоящее время разрабатываются при слабом проявлении упруговодонапорного режима, что связано с низкими темпами отбора газа.

Залежи пластов I₁ и II верхнемайкопских отложений в настоящее время разрабатываются при проявлении жестководонапорного режима.

Список литературы

1. Рассохин Г.В. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др. – М.: Недра, 1979. – 272 с.
2. Ипатов А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»: Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.

Analysis of deposits inundation at Mirnenskoye gas-condensate field

T.G. Ksyonz

Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: t.ksyonz@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. At Mirnenskoye field, the Upper-Maikop and Lower-Cretaceous sediments are being developed. To all layers, the water inflow to wells has been registered since the beginning of production. Behavior of the inundation has many reasons. The initial water saturation runs up to 0,3...0,7 unit fractions, which predetermines filtration of the osmotic water. At the same time, dynamics of the pore pressure indicates the influence of an external water-bearing complex. According to the well logging data, the water cuts for each layer in various periods of their development and the current position of the gas-water interface are determined.

During the 50-year and longer period of the field development, some wells have been decommissioned due to the high water-gas ratio, which is substantiated for each operational facility, and by reasons of performance decrease and pipe corrosion in Lower-Cretaceous wells.

On the grounds of the integrated data analysis and designed maps and schemes of water encroachment, the factors of inundation for each deposit of Mirnenskoye field has been systemized.

Keywords: testing gas-condensate wells, gas and water offtake, watered interval, water-gas ratio, water saturation of a reservoir, operation conditions, change of the gas-water interface.

References

1. RASSOKHIN, G.V., I.A. LEONTYEV, V.I. PETRENKO et al. *Control of development of gas and gas-condensate fields* [Kontrol za razrabotkoy gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
2. IPATOV, A.I., M.I. KREMENETSKIY. *Geophysical and hydrodynamic control of hydrocarbon fields development* [Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy control razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: NITs "Regular and chaotic dynamics", Institute of computer studies, 2006. (Russ.).

УДК 622.279.23

Термогидродинамическое моделирование туронской залежи Южно-Русского месторождения с учетом предельно-допустимых депрессий

Р.И. Шарипов^{1*}, В.В. Кельметр¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 625003, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Перекопская, д. 19 (ДЦ «Атриум»)

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

Тезисы. Проанализированы результаты построения термогидродинамической модели и расчета прогнозного периода разработки туронской газовой залежи. Дана краткая оценка расчетного текущего состояния термобарических условий на забое эксплуатационного фонда скважин туронской залежи. Индивидуально для каждой скважины рассчитан параметр, который характеризует изменение температуры на единицу изменения давления при притоке газа из газоносного интервала к забоям скважин. Выявлены и аппроксимированы зависимости изменения данного параметра на весь период разработки во всем диапазоне изменения пластового давления. Полученные зависимости использованы при интегрированном моделировании разработки туронской залежи на долгосрочную перспективу. Для автоматизации и повышения уровня цифровизации процесса проектирования и разработки написан и предложен скрипт по учету предельных депрессий на весь период разработки индивидуально для каждой скважины в зависимости от термобарических условий углеводородного сырья для исключения процесса гидратообразования на забоях и в околоскважинных областях, представлена блок-схема алгоритма работы скрипта.

Ключевые слова: туронские газовые залежи, методика управления разработкой, обоснование предельной депрессии, цифровизация проектирования разработки, термогидродинамическое моделирование.

Текущие высокие темпы изучения и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов природного газа, приуроченных к туронским отложениям, требуют повышения уровня цифровизации освоения месторождений, в том числе развития средств обеспечения комплексного интегрированного проектирования и прогнозирования процессов разработки. Первые результаты освоения туронских залежей получены в ходе опытно-промышленной разработки двухзабойной скважиной [1]. Дальнейший опыт разработки выявил необходимость ее совершенствования и повышения эффективности в том числе за счет применения первичных жидкостей вскрытия пласта на углеводородной основе и проведения многостадийного гидроразрыва пласта, а также строительства скважин восходящей конструкции [2].

Основой для процесса обеспечения притока газа из продуктивного пласта является условие создания депрессии на забоях скважин. Актуальность поиска решения научной задачи определения предельной величины депрессии в процессе разработки низкопроницаемых пластов обусловлена наличием ряда факторов. Процесс добычи природного газа сопряжен со снижением пластового давления ($P_{пл}$) в целом по залежи и пластовой температуры в областях расположения забоев скважин вследствие эффекта Джоуля – Томпсона [3]. Наиболее подверженными образованию гидратов являются скважины, пробуренные в газовые пласты с низкой начальной пластовой температурой и аномально высоким пластовым давлением. Этим критериям удовлетворяют залежи туронского яруса, расположенные на севере Западной Сибири. В качестве объекта исследования выбрана туронская газовая залежь в Ямало-Ненецком автономном округе. Из-за низких коллекторских свойств для достижения положительных экономических показателей монетизации туронского газа необходима максимизация дебитов газовых скважин, что сопряжено с необходимостью максимизации величины прилагаемой депрессии. При этом нужно обеспечить эффективную эксплуатацию скважин с точки зрения образования гидратов в газоносном интервале и в интервалах расположения систем заканчивания скважин.

Проблематика разработки туронских газовых залежей

В газовых скважинах гидратообразование как процесс формирования кристаллических соединений, образующихся при взаимодействии газа и воды в условиях высокого давления и низкой температуры, может привести к резкому снижению продуктивных характеристик скважин, а в некоторых случаях – вызвать полную остановку скважин [4]. Для предотвращения гидратообразования в газовых скважинах применяются различные методы контроля и противодействия процессу. Среди них наиболее распространена подача ингибитора гидратообразования через затрубное пространство скважин с последующим его выносом через трубное пространство. Однако необходимым условием недопущения возникновения условий гидратообразования в областях расположения забоев скважин и тем более в межскважинном пространстве является обоснование технологических режимов работы скважин, в том числе с учетом прогнозных термобарических условий в газоносном интервале, исключаящих переход в зону гидратообразования. В этой связи предлагается для совершенствования методик управления разработкой туронскими газовыми залежами использовать учет предельных депрессий на весь период разработки на основе результатов термогидродинамического моделирования, что позволит исключить возникновение термобарических условий гидратообразования в газоносном интервале.

Наиболее близкие результаты исследований получены Д.Ю. Рябовым с соавторами [5], предложившими графический и аналитический способы расчета предельных депрессий. В настоящей статье предлагается рассмотреть результаты расчетов предельных депрессий на прогнозный период разработки с учетом созданной и адаптированной к фактической истории разработки термогидродинамической модели туронской залежи.

Известным ученым в области разработки газовых месторождений А.Н. Лапердиным на основе целевого принципа и элементов системного подхода сформировано дерево целей стратегии эффективной разработки газовой залежи [6]. С точки зрения области исследований и актуальности описываемая в настоящей работе методика удовлетворяет этой стратегии, в частности, позволяет решать задачу поддержания высокой продуктивности

скважин, эффективности системы добычи газа и, как следствие, достижения рентабельности разработки.

Начальные термобарические условия туронской залежи на опорной глубине (абсолютной отметке 775,8 м) характеризуются предгидратным состоянием, т.е. отмечается существенная близость к условиям образования гидратов, а именно: начальное $P_{пл}$ составляет 9,75 МПа, температура пласта ($t_{пл.нач}$) – 15,6 °С. Работа добывающих скважин характеризуется гидратным режимом [7].

При инициализации трехмерной термогидродинамической модели начальная пластовая температура рассчитывалась согласно геотермической характеристике разреза Южно-Русского лицензионного участка. В процессе разработки туронской залежи ее температурное состояние подвергается изменению, особенно в зонах расположения систем заканчивания скважин, что обусловлено эффектом охлаждения газа при его фильтрации в пористой среде по пути к забоям и притока к скважинам. На рис. 1 представлен фрагмент расчетной карты распределения текущей пластовой температуры. Построение карты выполнено путем взвешивания по поровому объему куба пластовой температуры на расчетный шаг текущего состояния разработки термогидродинамической модели туронской залежи, адаптированной ко всему комплексу фактических геолого-промысловых данных, в том числе результатам объективного термобарического контроля, осуществляемого внутрискважинными забойными датчиками.

Для компонентного состава туронского газа равновесные условия гидратообразования

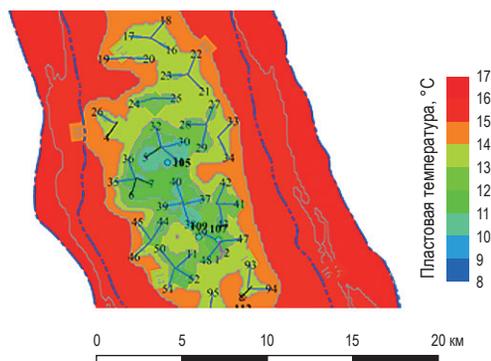


Рис. 1. Фрагмент карты распределения пластовой температуры туронской залежи в процессе ее эксплуатации

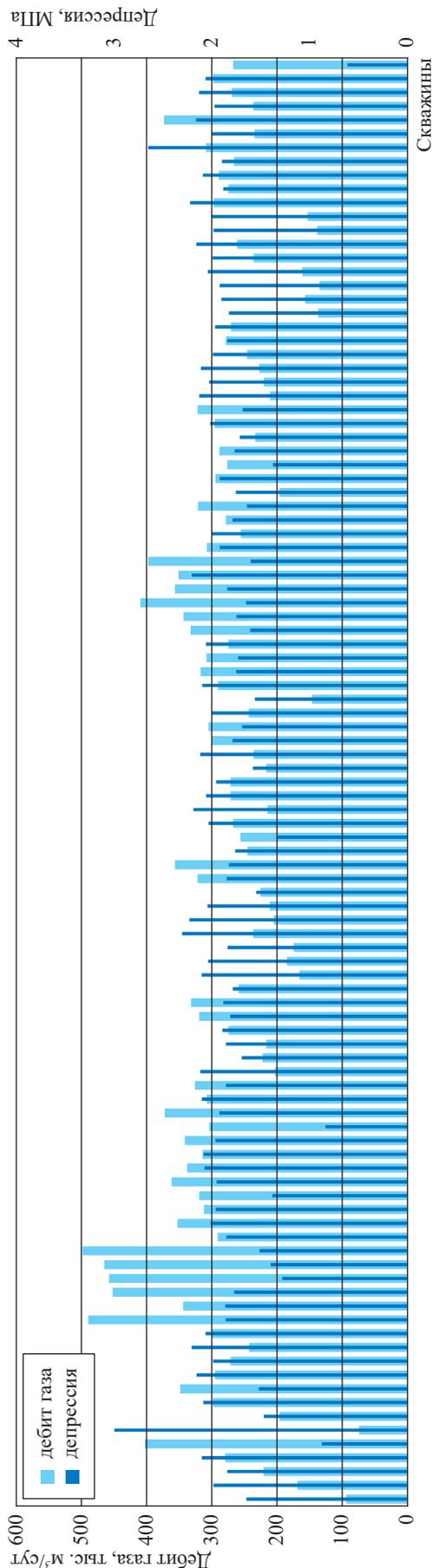


Рис. 2. Гистограмма текущих режимов работы туронских скважин

рассчитаны с применением программного обеспечения PIPESIM и далее аппроксимированы экспоненциальным уравнением:

$$P = 2,6858e^{0,102t_r}, \tag{1}$$

$$\text{откуда } t_r = \frac{\ln \frac{P}{2,6858}}{0,102}, \tag{2}$$

где t_r – температура гидратообразования, °C; P – давление, МПа (изб.). Диапазон температур, применяемых в формулах (1) и (2), полностью удовлетворяет условиям залегания туронской залежи Южно-Русского месторождения и параметрам эксплуатации скважин.

На рис. 2 приведены текущие режимы работы скважин эксплуатационного фонда туронской залежи. Депрессия по скважинам варьируется от 0,61 до 3,00 МПа и в среднем составляет 1,88 МПа. Дебиты скважин изменяются в диапазоне от 41 до 499 тыс. м³/сут.

Для текущих режимов работы туронских скважин построена диаграмма расчетного состояния термобарических условий на забое с нанесением кривой гидратообразования (рис. 3). На рисунке представлены значения забойного давления ($P_{\text{заб}}$) и забойной температуры ($T_{\text{заб}}$) по всему фонду скважин, полученные по результатам расчета исторического периода термогидродинамической модели. Термогидродинамическая модель настроена

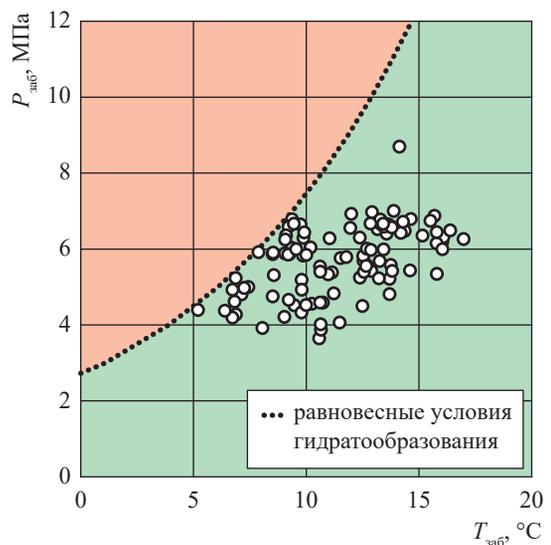


Рис. 3. Диаграмма расчетных термобарических условий на забое скважин эксплуатационного фонда туронской залежи

на результаты объективного мониторинга давления и температуры в части фонда скважин.

Необходимо отметить, что для большинства скважин термобарические условия на забое соответствуют низкому риску гидратообразования. Однако забойные условия остальной части скважин свидетельствуют о наличии потенциальных рисков с точки зрения начала процесса гидратообразования.

Анализ результатов термогидродинамического моделирования, совершенствование методики управления разработкой туронских газовых залежей

Для совершенствования методик управления разработкой туронских газовых залежей предлагается учитывать предельные депрессии, рассчитанные на основе термогидродинамической модели. Такая модель позволяет описывать тепло и массообменные процессы при разработке, а также уточнять и прогнозировать термобарические условия углеводородного сырья [8].

На основе результатов термогидродинамического моделирования для каждой добывающей скважины рассчитан параметр $\frac{\Delta T}{\Delta P}$, где

$\Delta T = t_{\text{пл.нач.}} - t_{\text{пл.текущ.}}$, °С; депрессия $\Delta P = P_{\text{пл.}} - P_{\text{заб.}}$, МПа. Данный параметр характеризует изменение температуры на единицу изменения давления (от начального состояния) при притоке газа из газоносного интервала к забоям скважин. Параметр $t_{\text{пл.текущ.}}$ характеризует величину пластовой температуры в околоскважинной зоне, размер которой определяется контуром питания скважины, на текущем отчетном шаге, вычисляется адресно по каждой скважине в процессе выполнения расчета на термогидродинамической модели.

Далее на основании параметра $\frac{\Delta T}{\Delta P}$ для скважин определена функция $\frac{\Delta T}{\Delta P} = f(Q_r)$, где Q_r – расход газа. Построение такого вида зависимости позволило учесть результаты термогидродинамического моделирования при расчете двухфазной изотермической гидродинамической модели туронской залежи и рассчитать термобарические условия углеводородного сырья на весь период разработки во всем диапазоне изменения $P_{\text{пл.}}$. Для увеличения прогностической способности модели полученные

зависимости аппроксимированы полиномами 5-й степени для последующего учета в прогнозных расчетах. На рис. 4 представлена полиномиальная зависимость $\frac{\Delta T}{\Delta P} = f(Q_r)$. При этом необходимо отметить, что характер зависимости по каждой скважине индивидуален.

Таким образом, зависимость $\frac{\Delta T}{\Delta P} = f(Q_r)$

(в данном случае экстраполяция полиномом 5-й степени $y = 8,01 \cdot 10^{-7} Q_r^5 - 6,79 \cdot 10^{-5} Q_r^4 + 2,19 \cdot 10^{-3} Q_r^3 - 3,43 \cdot 10^{-2} Q_r^2 + 2,82 \cdot 10^{-1} Q_r + 1,76$) позволяет рассчитывать температуру на забое и в призабойной зоне газоносного интервала в зависимости от текущего извлечения из туронской залежи.

Для оценки предельно-допустимой депрессии для каждой скважины эксплуатационного фонда рассчитана матрица температурного запаса (рис. 5). Входными данными для расчета матрицы служат:

- $P_{\text{пл.}}$, $P_{\text{заб.}}$, ΔP ;
- аппроксимированная зависимость

$\frac{\Delta T}{\Delta P} = f(Q_r)$;

- $t_{\text{пл.нач.}}$, t_r (см. формулу (1)).

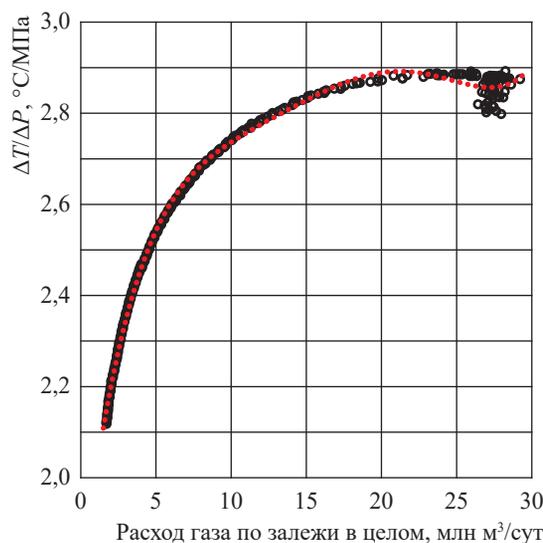


Рис. 4. Зависимость $\frac{\Delta T}{\Delta P} = f(Q_r)$

по залежи в целом

Получив по результатам термогидродинамического моделирования величину $\frac{\Delta T}{\Delta P}$, считали изменения пластовой температуры ΔT при изменении $P_{пл}$ и депрессии ΔP . В результате, рассчитав t_r по формуле (1) и получив $t_{пл.текущ}$ из ΔT , можем рассчитать величину температурного запаса ($t_{запас}$).

Таким образом, для каждой эксплуатационной скважины рассчитана матрица температурного запаса в зависимости от расчетного значения t_r при различных термобарических условиях в процессе разработки туронской залежи. Данная матрица позволяет определить предельную величину ΔP с различным запасом по температуре для обеспечения эффективной эксплуатации скважин в прогнозный период с точки зрения образования гидратов в системе заканчивания и околоскважинном пространстве. С учетом геолого-промысловых особенностей разработки и эксплуатации при применении методики может быть принят индивидуальный запас по температуре в зависимости от равновесных условий гидратообразования.

Как видно на рис. 5, с падением величины пластового давления потенциал к увеличению депрессии по скважине возрастает. Данное обстоятельство связано со снижением величины отборов в процессе снижения $P_{пл}$, что приводит к снижению интенсивности охлаждения газа и увеличению теплопередачи от горной породы [9].

Для применения описываемой методики при проектировании разработки создана программа, код которой интерпретируется на языке

	5,0				11,0	0,8	-0,6	-2,0	-3,5	-4,5
	4,9				10,0	0,7	-0,6	-1,9	-3,4	-4,4
	4,4				8,1	0,6	-0,5	-1,7	-3,0	-3,9
	3,9			37	6,9	0,8	-0,3	-1,3	-2,5	-3,3
	3,4			21	6,3	1,0	0,1	-0,8	-1,9	-2,7
	2,9			16	6,0	1,4	0,6	-0,3	-1,3	-1,9
ΔP	2,4			14	6,0	1,9	1,1	0,3	-0,6	-1,2
	1,9			44	13	6,1	2,4	1,7	1,0	0,2
	1,4			27	12	6,5	3,1	2,4	1,7	1,0
	1,2			25	12	6,6	3,3	2,7	2,0	1,3
	0,9			22	12	6,9	3,7	3,1	2,5	1,8
	0,4			20	12	7,4	4,5	3,9	3,3	2,7
	0	48	19	12	7,9	5,1	4,5	3,9	3,4	3,1
		0,1	2	4	6	8	8,5	9	9,5	9,8
						$P_{пл}$				

Рис. 5. Матрица температурного запаса

программирования Python, с помощью которого граничное значение ΔP для каждой скважины устанавливается согласно заданному температурному запасу исходя из равновесных условий гидратообразования и ее матрице запаса температуры при различных термобарических условиях в процессе разработки. Блок-схема алгоритма программы представлена на рис. 6.

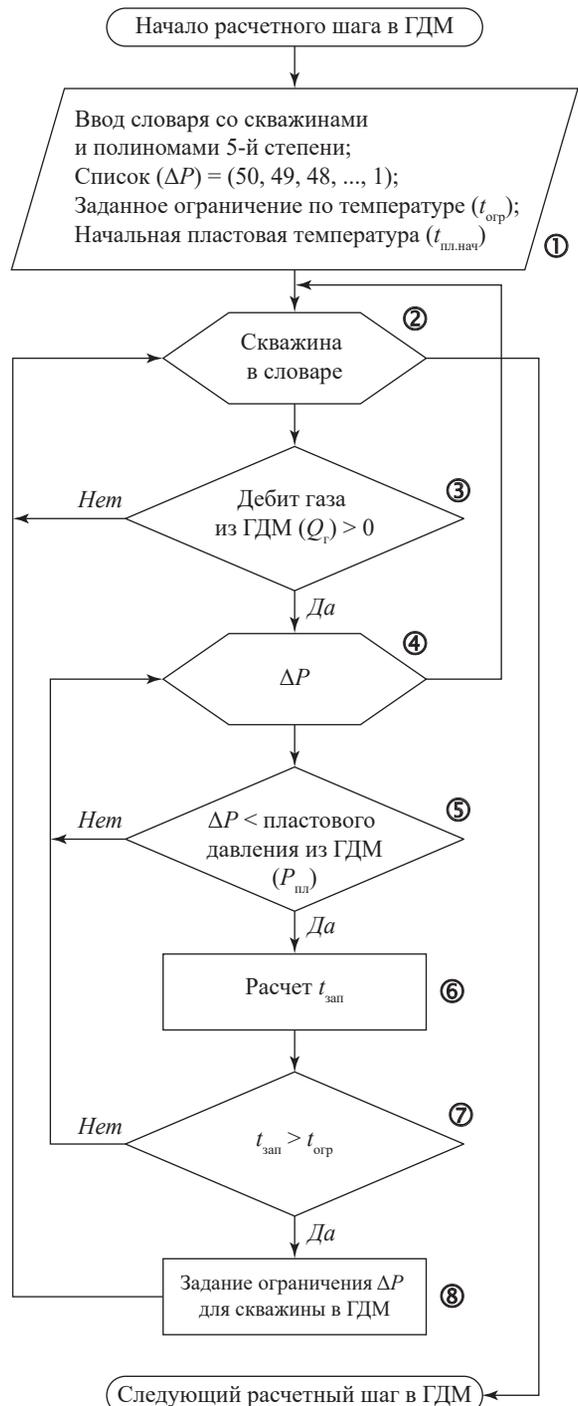


Рис. 6. Блок-схема алгоритма: ГДМ – гидродинамическая модель

Алгоритм работы скрипта состоит из восьми этапов (см. рис. 6).

1. Ввод словаря с ключами в форма-

те «скважина: зависимость $\frac{\Delta T}{\Delta P} = f(Q_r)$, ввод

списка ΔP (ось Y на рис. 5) для дальнейшего расчета матрицы температурного запаса, ввод переменных $t_{огр}$ (для установки ограничения по температурному запасу для безгидратных депрессий) и $t_{пл.нач}$. Таким образом дальнейшая логическая проверка 7 позволяет не учитывать те депрессии, при которых расчетное значение $t_{запас}$ будет меньше, чем установленная в виде переменной температура $t_{огр}$.

2. Задание цикла для перебора последовательности скважин с ключами в словаре. По окончании цикла работа скрипта завершается.

3. Логическое условие, в котором проверяется, работает ли скважина на текущем расчетном шаге. Если скважина в ГДМ не работает, то происходит возврат к циклу 2 и переход к следующей скважине словаря.

4. Цикл по списку ΔP с перебором элементов (значений) в списке.

5. Логическое условие, в котором проверяется возможность продолжения расчета. Поскольку значение параметра ΔP может быть больше значения $P_{пл}$ в призабойной зоне скважины, дальнейший расчет в данном случае

будет считаться невозможным. Таким образом происходит возврат на предыдущий шаг с перебором следующего значения ΔP .

6. На данном этапе выполняются расчеты t_r , параметра $\frac{\Delta T}{\Delta P}$ и в конечном итоге $t_{запас}$.

Для вычисления параметров t_r и $\frac{\Delta T}{\Delta P}$ значения

$P_{пл}$ и $P_{заб}$, а также суточный отбор газа в целом по залежи (Q_r) принимаются из текущего расчетного шага в ГДМ.

7. Логическое условие, в котором проверяется, не превышает ли $t_{огр}$ значения $t_{запас}$. В случае невыполнения условия $t_{огр} > t_{запас}$ происходит возврат к циклу 4.

8. Если предыдущее условие выполняется, то скважине принудительно задается ограничение по депрессии, равное текущему значению параметра ΔP .

Важно отметить, что применяемый скрипт запускается на каждом расчетном шаге при расчете ГДМ. На рис. 7 представлен прогнозный технологический режим работы скважины, планируемой к вводу на туронской залежи. Работа скважины характеризуется накладываемыми ограничениями по депрессии и скорости газожидкостной смеси на устье [10].

На рис. 7 отмечается ограничение режимов работы скважины в начальный период

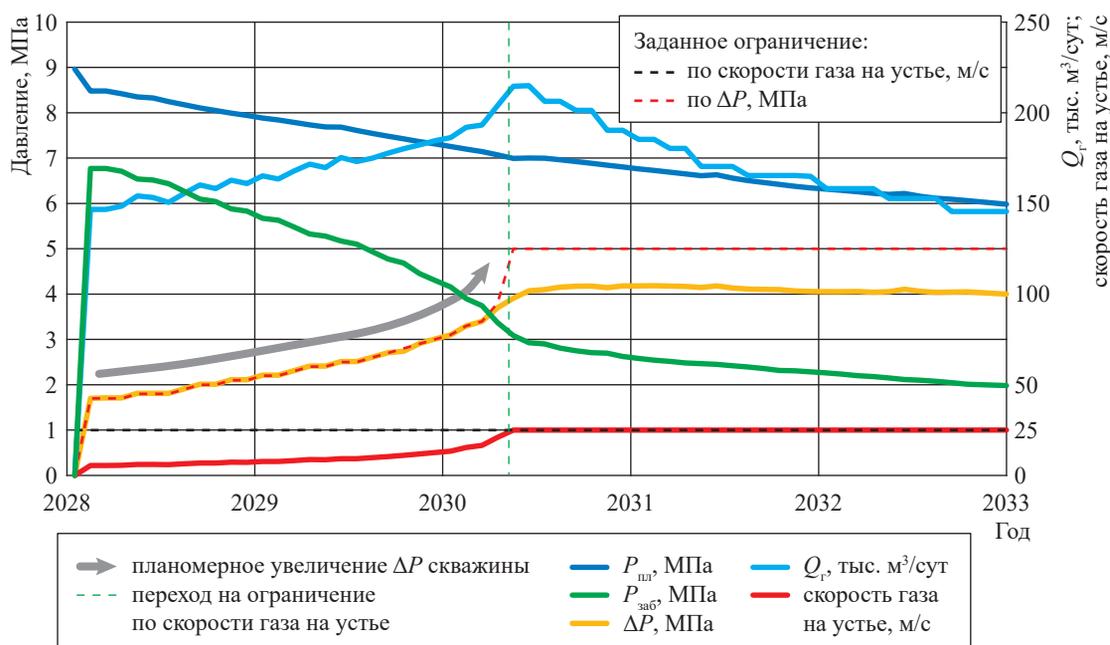


Рис. 7. Технологический режим работы проектной скважины

работы, что является результатом реализации усовершенствованной методики управления разработкой туронской газовой залежи путем контроля предельных депрессий применительно к выбранному объекту исследования. По мере снижения пластового давления в эксплуатационной зоне наблюдается увеличение предельной величины депрессии, рассчитанной исходя из матрицы температурного запаса. Применительно к представленной скважине при достижении $P_{пл} = 4...5$ МПа риски гидратообразования элиминируются (что подтверждается исследованиями [5]), происходит переход на следующее накладываемое геологическое ограничение технологического режима скважины. Определение индивидуальных условий элиминирования рисков гидратообразования по каждой скважине эксплуатационного фонда стало возможным благодаря результатам термогидродинамического моделирования.

Выводы и практические рекомендации

На основе результатов термогидродинамического моделирования сформулированы предложения по совершенствованию методики управления разработкой туронских газовых

залежей путем использования и учета предельных депрессий, рассчитанных на основе результатов термогидродинамического моделирования на весь период разработки для исключения гидратообразования на забоях и в газоносном интервале. На основе результатов термогидродинамического моделирования выявлена типовая функциональная зависимость термобарических параметров работы эксплуатационных скважин от энергетического состояния залежи. Разработан алгоритм, на основании которого на языке программирования Python написан скрипт, с помощью которого в ходе гидродинамического моделирования граничная величина депрессии для каждой скважины устанавливается согласно заданному температурному запасу исходя из равновесных условий гидратообразования и матрицы запаса температуры при различных термобарических условиях в процессе разработки.

С учетом повышенной востребованности освоения трудноизвлекаемых запасов с точки зрения совершенствования методик управления разработкой газа описанный в данной работе подход может иметь научную и практическую значимость.

Список литературы

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 509 с.
2. Дорофеев А.А. ОАО «Севернефтегазпром»: пилотный проект по освоению туронских залежей / А.А. Дорофеев, А.В. Ларин. // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 15-16. – С. 76–77.
3. Истомин В.А. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири / В.А. Истомин, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 99–104.
4. Крылов Г.В. Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири / Г.В. Крылов, А.Н. Лапердин, В.Н. Маслов. – Новосибирск: СО РАН, 2005. – 391 с.
5. Рябов Д.Ю. Распределение пластовой температуры по площади туронской залежи Южно-Русского месторождения / Д.Ю. Рябов, В.А. Истомин, Д.В. Сергеева // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 3 (52): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 4–13.
6. Лапердин А.Н. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении / А.Н. Лапердин, Т.В. Сопнев, Р.Р. Хасанянов и др. // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 25–26.
7. Патент № 2743478 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/267, E21B 43/11, C09K 8/60. Способ добычи трудноизвлекаемого туронского газа: № 2020108285: заявл. 26.02.2020; опубл. 18.02.2021 / В.В. Воробьев, В.В. Дмитрук, И.Р. Дубницкий и др.; заявитель ОАО «Севернефтегазпром».

8. Квон В.Г. Термодинамическое моделирование фазовых равновесий углеводородных систем с водой и газовыми гидратами для повышения эффективности технологий в добыче газа: 25.00.17: автореф. дис. ... канд. тех. наук / В.Г. Квон; ООО Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2008. – 22 с.
9. Путилов И. С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / И.С. Путилов. – Пермь: ПНИПУ, 2011. – 70 с.
10. Ермилов О. М. Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири / О.М. Ермилов, В.Н. Гордеев, А.С. Гацולהв и др. – Новосибирск: СО РАН, 2003. – 78 с.

Thermohydrodynamic modeling of the Turonian deposit at the Yuzhno-Russkoye field with regard to maximum permissible depressions

R.I. Sharipov^{1*}, V.V. Kelmetr¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 625003, Тюменская обл.,

г. Тюмень, ул. Перекопская, д. 19 (ДЦ «Атриум»)

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

Abstract. Hereinafter, authors analyze the results of construction of a thermohydrodynamic model and calculation of a forecast period for development of the Turonian gas deposit. A brief assessment of the estimated current state of thermobaric conditions at the bottom of the operational fund of wells of the Turonian deposit is given. Individually for each well, a parameter calculated that characterizes the temperature change per unit of pressure change when gas flows from the gas-bearing interval to the well faces. The dependences of this parameter for the entire development period in the entire range of reservoir pressures were identified and approximated. The obtained dependences were used for integrated modeling of the Turonian deposit development for long terms. To automate and increase the level of digitalization of the design and development process, a script was developed and suggested to account for limits pressure drawdowns for the entire development period individually for each well, depending on the thermobaric conditions of hydrocarbon raw materials to exclude the process of hydrate formation at the faces and near-well areas. Authors presented a flowchart of the script algorithm.

Keywords: Turonian gas deposits, development management methodology, justification of limits pressure drawdowns, digitalization of development design, thermohydrodynamic modeling.

References

1. ISTOMIN, V.A., V.G. KVON. *Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems* [Preduprezhdeniye i likvidatsiya gazovykh gidratak v sistemakh dobychi gaza]. Moscow: IRTs Gazprom, 2004. (Russ.).
2. DOROFEYEV, A.A. A.V. LARIN. Severneftegazprom OJSC: a pilot project for the development of the Turonian deposits [OAO "Severneftegazprom": pilotnyy proyekt po osvoyeniyu turonskikh zalezhey]. *Neftgazovaya Vertikal*, 2011, no. 15-16, pp. 76–77.
3. ISTOMIN, V.A., P.A. MOISEYKIN, V.N. ABRASHOV, et al. Hydrate formation in a bottomhole formation zone at development of Turonian deposits of Western Siberia [Gidratoobrazovaniye v prizaboynoy zone plasta pri osvoyenii turonskikh zalezhey Zapadnoy Sibiri]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 99–104. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. KRYLOV, G.V., A.N. LAPERDIN, V.N. MASLOV. *Improvement of methods of geological study, analysis and design of development of gas fields in the north of Western Siberia* [Sovershenstvovaniye metodov geologicheskogo izucheniya, analiza i proyektirovaniya razrabotki gazovykh mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2005. (Russ.).
5. RYABOV D.Yu., V.A. ISTOMIN, D.V. SERGEYEVA. Distribution of reservoir temperature in area of Turonian deposit at Yuzhno-Russkoye field [Raspredeleniye plastovoy temperatury po ploshchadi turonskoy zalezhi Yuzhno-Russkogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 3: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 4–13. ISSN 2306-8949.
6. LAPERDIN, A.N., T.V. SOPNEV, R.R. KHASANYANOV et al. Development and testing of a first experimental binary-faced well at Yuzhno-Russkoye field [Osvoyeniye i ispytaniye pervoy eksperimentalnoy dvukhzaboynoy skvazhiny na Yuzhno-Russkom mestorozhdenii]. *Nauka i TEK*, 2012, no. 1, pp. 25–26, ISSN 2223-0823. (Russ.).

7. OJSC “SEVERNEFTEGAZPROM”. *Method of extraction of hard-to-recover Turonian gas* [Sposob dobychi trudnoizvlekayemogo turonskogo gaza]. Appl: 26 February 2020 no. 2020108285; publ. 18 February 2021. Inventors: VOROBYEV, V.V., V.V. DMITRUK, I.R. DUBNITSKIY et al. Patent no. 2743478 C1 Russian Federation.
8. KVON, V. G. *Thermodynamic modeling of phase equilibria of hydrocarbon systems with water and gas hydrates to improve the efficiency of technologies in gas production* [Termodinamicheskoye modelirovaniye fazovykh ravnovesiy uglevodorodnykh system s vodoy i gazovymi gidratami dlya povysheniya effektivnosti tekhnologiy v dobyche gaza]: Synopsys of candidate’s thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2008. (Russ.).
9. PUTILOV, I.S. *Three-dimensional geological modeling in the development of oil and gas fields* [Trehmernoye geologicheskoye modelirovaniye pri razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy]. Perm, Russia: Permian National Research Polytechnical University, 2011. (Russ.).
10. YERMILOV, O.M., V.N. GORDEYEV, A.S. GATSOLAYEV et al. *Application of mathematical modeling in the development of large gas fields in Western Siberia* [Primeneniye matematicheskogo modelirovaniya pri razrabotke krupnykh gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2003. (Russ.).

УДК 622.691.24

Технология стабилизации циклической эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов

А.А. Михайловский^{1*}, Е.О. Белецкая¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова: подземное хранилище газа, водоносный пласт, малоамплитудная структурная ловушка газа, тонкая искусственная газовая залежь, стабильная циклическая эксплуатация искусственной газовой залежи, комплекс технологических методов масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему «искусственная газовая залежь – водоносный пласт».

Тезисы. В статье обсуждается понятие малоамплитудной антиклинальной структурной ловушки газа в водоносном пласте в наиболее общем гидродинамическом аспекте с учетом геолого-геометрических и технологических факторов.

Установлено, что основной гидродинамической особенностью создания и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в малоамплитудных ловушках водоносных пластов является активное «растекание» закачиваемого газа вследствие его всплывания и опережающего латерального продвижения по прикровельной части пласта и образование тонких искусственных газовых залежей толщиной в несколько метров и с размерами по площади, в тысячу раз превышающими толщину.

Проанализировано состояние теоретического и практического исследования проблемы компактного формирования и многолетней стабильной циклической эксплуатации искусственных газовых залежей ПХГ в малоамплитудных структурных ловушках водоносных пластов. Приведены балансовые соотношения необходимых гидродинамических условий многолетней стабильной циклической эксплуатации искусственных газовых залежей ПХГ в водоносном пласте.

На примере одного из ПХГ рассмотрены состояние и текущие проблемы хранения газа до применения технологии стабилизации циклической эксплуатации хранилища. Описан комплекс технологических методов масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему «искусственная газовая залежь – водоносный пласт» для стабилизации циклической эксплуатации ПХГ. Рассмотрены основные результаты реализации технологии стабилизации циклической эксплуатации ПХГ.

В геологических условиях в районах крупных городов и промышленных центров страны отсутствие газовых месторождений, средне- и высокоамплитудных водоносных структур приводило к необходимости использования для создания подземных хранилищ газа (ПХГ) низкоамплитудных структурных ловушек сложного геологического строения. При достаточно высокой степени разведанности перспективных площадей приходится ожидать, что новые возможные объекты для хранения газа в водоносных горизонтах также будут характеризоваться низкоамплитудными структурами.

В системе ПХГ ПАО «Газпром» из 10 объектов хранения газа в водоносных пластах на территории России и Белоруссии два объекта представлены среднеамплитудными структурными ловушками, семь объектов – малоамплитудными ловушками и один объект – моноклинальным пластом. В процессе нарастающих объемов при создании ПХГ и последующих циклических закачках и отборах газа при его эксплуатации в малоамплитудных структурных ловушках водоносных пластов сложного геологического строения возникает проблема компактного формирования и многолетней стабильной циклической эксплуатации искусственных газовых залежей (ИГЗ). Эта до конца не решенная проблема требует теоретического и практического исследования в связи с тем, что может приводить к значительному снижению технологических показателей циклической эксплуатации ПХГ и негативно отражаться на надежности, промышленной и геоэкологической безопасности его функционирования.

Цель настоящей работы, определяющая ее актуальность и новизну, заключается в создании и применении технологии масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему «ИГЗ – водоносный пласт» для компактного формирования

и стабилизации технологических показателей многолетней циклической эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов.

Основные понятия и состояние вопроса

В упрощенном геометрическом смысле под малоамплитудной антиклинальной структурной ловушкой газа в водоносном пласте понимают ловушку с амплитудой, не превышающей 30...40 м, или ловушку с углом наклона крыльев в пределах полуградуса. Однако ловушка при значительной площади даже с амплитудой выше 30...40 м может характеризоваться как малоамплитудная. Ловушка с углами наклона крыльев более полуградуса также может рассматриваться как малоамплитудная в случае высокой репрессивной «воронки» пластового давления, создаваемой, например, при повышенных темпах нагнетания газа в низкопроницаемых пластах.

В наиболее общем гидродинамическом аспекте амплитудность ловушки определяется как геолого-геометрическими, так и технологическими факторами [1]. Безразмерный коэффициент амплитудности ловушки (\bar{h}) представляет собой отношение гидростатического напора, соответствующего амплитуде ловушки, к максимальной при закачке газа репрессивной «воронке» давления в пласте, которая складывается из гравитационной и фильтрационной составляющих потерь пластового давления:

$$\bar{h} = \frac{\rho_w g H}{P_{\max} - P_0} = \frac{H}{r-1} = \frac{h^*}{r-1}, \quad (1)$$

где P_{\max} – максимальное допустимое пластовое давление в залежи; P_0 – начальное гидростатическое пластовое давление в верхней точке ловушки; ρ_w – плотность пластовой воды; g –

ускорение свободного падения; $h^* = \frac{H}{H_0}$ – от-

носительная амплитуда ловушки (здесь: H – амплитуда ловушки; H_0 – глубина залегания пласта-коллектора в верхней точке ловушки); r – коэффициент репрессии в пласте.

Основные критерии пригодности ловушек водоносных пластов для создания резервов газа на ПХГ, включая долгосрочные резервы, представлены ранее [2]. К малоамплитудным относятся ловушки при $\bar{h} \leq 0,15$, к среднеамплитудным – при $\bar{h} = 0,15...0,3$,

к высокоамплитудным – при $\bar{h} > 0,3$ [1]. С.Н. Бузиновым и др. предложена методика расчета движения границы газовой воды контакта (ГВК) в осесимметричной профильной 2D(r, z)-постановке в зависимости от геологических свойств водоносных пластов и технологических параметров эксплуатации ПХГ [3].

Из формулы (1) следует, что в малоамплитудных ловушках влияние гравитационной составляющей не превышает 13 %. Поэтому при закачках газа в зонально-слоистых неоднородных пластах преимущественные направления оттеснения пластовых вод и формирование максимальных границ ИГЗ будут определяться не гипсометрией кровли, а распределением коллекторских свойств пласта [4–7]. Распределением коллекторских свойств также будут обусловлены направления вторжения пластовых вод и формирование минимальных границ залежей при отборах газа. Ранее было предложено [8] определенное развитие методики С.Н. Бузинова [3] по рассматриваемой проблеме в 3D-постановке для неоднородного пласта-коллектора.

Гидродинамические особенности создания и эксплуатации ПХГ в малоамплитудных структурных ловушках водоносных пластов

Основная гидродинамическая особенность создания и эксплуатации ИГЗ ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов заключается в активном «всплывании» закачиваемого газа из-за его значительно меньшей плотности и опережающем латеральном продвижении по прикровельной части пласта, в которой наблюдаются наибольшие по разрезу градиенты давления. Вследствие такого своеобразного «растекания» закачиваемый газ может распространяться на значительные расстояния от зоны закачки. При этом ГВК не становится горизонтальным, но может занимать более низкие абсолютные отметки глубин на контуре по сравнению с зоной расположения эксплуатационных скважин. В результате «растекания» газа образуется тонкая ИГЗ, газонасыщенная толщина которой в зоне расположения эксплуатационных скважин обычно не превышает одного-двух десятков метров, а размеры по площади могут достигать нескольких километров в диаметре.

В зонально-слоистых неоднородных пластах растекание газа осложняется избирательными латеральными перетоками от зоны закачки,

которые повышают риск пластовых потерь газа в случае неконтролируемого ухода по наиболее проницаемым зонам и пропласткам за пределы ограниченной ловушки.

Кроме того, переточный газ может скапливаться в значительных слабо дренируемых объемах в удаленных от скважин периферийных низкопроницаемых зонах пласта и «не принимать участия» в отборах по причине затрудненной газодинамической связи с зоной расположения эксплуатационных скважин.

Гидродинамические условия многолетней стабильной циклической эксплуатации ИГЗ ПХГ в водоносном пласте

В многолетнем разрезе основная особенность создания и эксплуатации ИГЗ ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов заключается в том, что стабилизация циклической эксплуатации залежи при достигнутом общем объеме газа может быть обеспечена только при соблюдении необходимых гидродинамических условий в пласте. Балансовые соотношения, соответствующие гидродинамическим условиям многолетней стабильной циклической эксплуатации ИГЗ ПХГ, могут быть предварительно определены на основе модели зональной газонасыщенности водоносного пласта по схеме пластовой сводовой газовой залежи с контурными водами и с использованием метода последовательной смены стационарных состояний [1, 7, 9].

Для чисто водоносной области пласта

$$P(\Omega_{\text{ГВК}}(t)) - P_{\text{нач}} = \frac{\mu_{\text{в}}}{4\pi K_{\text{в}} h} \ln \frac{\Omega_{\text{max}}}{\Omega_{\text{ГВК}}(t)} q_{\text{в}}(t) + \rho_{\text{в}} g(y(\Omega_{\text{max}}) - y(\Omega_{\text{ГВК}}(t))); \quad (2)$$

для осушенной области пласта

$$\frac{P_{\text{скв}}^2(t) - P^2(\Omega_{\text{ГВК}}(t))}{P(\Omega_{\text{ГВК}}(t))} = \frac{\mu_{\text{г}}(P(\Omega_{\text{ГВК}}(t)))}{2\pi K_{\text{г}} h} \ln \frac{\Omega_{\text{ГВК}}(t)}{\Omega_{\text{скв}}} q_{\text{г}}(t). \quad (3)$$

Здесь: $q_{\text{в}}(t)$, $q_{\text{г}}(t)$ – соответственно расходы воды на ГВК и газа на контуре зоны размещения скважин в пластовых условиях; Ω_{max} , $\Omega_{\text{ГВК}}(t)$, $\Omega_{\text{скв}}$ – газонасыщенные поровые объемы соответственно максимальный, в пределах текущего ГВК, в пределах зоны размещения эксплуатационных скважин; $P_{\text{нач}}$ – начальное гидростатическое давление в пласте, приведенное к среднему за цикл закачки-отбора газа уровню ГВК; $y(\Omega_{\text{max}})$, $y(\Omega_{\text{ГВК}}(t))$ – максимальный и текущий уровни ГВК соответственно; $P(\Omega_{\text{ГВК}}(t))$, $P_{\text{скв}}(t)$ – давления на текущем ГВК и среднее в зоне скважин соответственно; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{г}}$ – коэффициенты динамической вязкости воды и газа соответственно; $K_{\text{в}}$, $K_{\text{г}}$ – коэффициенты проницаемости породы по воде и по газу соответственно.

Гидродинамическое условие многолетней стабильной циклической эксплуатации ИГЗ по оттеснению и вторжению пластовой воды заключается в равенстве суммарного ее количества нулю за годовой цикл эксплуатации (T):

$$\int_0^T q_{\text{в}}(t) dt = 0. \quad (4)$$

Условие (4) выполняется при равенстве количества оттесняемой из залежи пластовой воды при повышенном давлении количеству вторгающейся в залежь воды при пониженном давлении в течение цикла эксплуатации. Для выполнения этого условия из уравнения (2) следует:

$$\int_0^T (P(\Omega_{\text{ГВК}}(t)) - P_{\text{нач}}) dt = 0, \quad (5)$$

что означает равенство импульса общей репресссионной воронки давления в пласте за интервал $(0, t)$ импульсу общей депрессионной воронки давления за интервал (t, T) в течение цикла эксплуатации ПХГ:

$$\int_0^t (P(\Omega_{\text{ГВК}}(t)) - P_{\text{нач}}) dt = \int_t^T (P_{\text{нач}} - P(\Omega_{\text{ГВК}}(t))) dt. \quad (6)$$

Гидродинамическое условие многолетней стабильной циклической эксплуатации ИГЗ по расходу газа на контуре зоны расположения скважин имеет вид:

$$\int_0^T q_r(t) dt = 0, \quad (7)$$

и с учетом формулы (3)

$$\int_0^T (P_{\text{срв}}^2(t) - P^2(\Omega_{\text{гвк}}(t))) dt = 0. \quad (8)$$

Состояние хранения газа до применения технологии стабилизации циклической эксплуатации на ПХГ

Применение технологии рассмотрено на примере одного из ПХГ, созданного в малоамплитудной ловушке водоносного пласта. Объектом хранения газа является щигровский пласта-коллектор, который имеет сложное литологическое строение, характеризующееся невыдержанными по площади и разрезу чередующимися пачками песчано-алевритовых и глинистых пород. Глубина залегания пласта-коллектора составляет 755...778 м. Эти отложения представлены слабо сцементированными мелко- и среднезернистыми кварцевыми слюдистыми песчаниками и песками. Средняя пористость песчаников – 29 %, проницаемость – до 3 Д (в среднем 1,2 Д), мощность – от 3 до 16 м. В пласте-коллекторе выделяются три песчано-алевролитовых пропластка Щ-0, Щ-1 и Щ-2. Пропластки Щ-1 и Щ-2 оказались гидродинамически изолированными друг от друга выдержанной глинистой перемычкой, в отличие от пропластков Щ-0 и Щ-1, которые имеют хорошую гидродинамическую связь.

В соответствии с технологической схемой опытно-промышленной эксплуатации утверждены следующие основные технологические параметры циклической эксплуатации хранилища: общий объем газа – 5500 млн м³, активный объем газа – 2500 млн м³, буферный объем газа – 3000 млн м³, максимальный суточный отбор – 23 млн м³, количество эксплуатационных скважин – 95, максимальное и минимальное средневзвешенное пластовое давление – 115 и 55 кгс/см² соответственно.

На хранилище система вертикальных эксплуатационных скважин характеризуется центрально-площадным расположением, площадь зоны размещения скважин составляет около 15 % от площади залежи. Основной объем эксплуатационного бурения оказался сосредоточен в седловидной и прикупольных частях структуры. Скважины размещены по уплотненной сетке на расстоянии в среднем 50...60 м друг от друга. Различающиеся

фильтрационно-емкостными свойствами пропластки Щ-1 и Щ-2 вскрывались в скважинах совместно, что предопределяло их нежелательную одновременную эксплуатацию.

Принятые в условиях недостаточной изученности геологического строения и результатов гидроразведки щигровского пласта-коллектора проектные решения по системе размещения эксплуатационных скважин на площади и интервалам вскрытия, а также устройству хранилища породили в процессе создания и эксплуатации ПХГ некоторые технологические проблемы. К их числу можно отнести растекание газа по площади преимущественно в южном и северном направлениях на большие расстояния от зоны расположения скважин, что привело к образованию тонкой ИГЗ с примерным соотношением газонасыщенной толщины и диаметра 1:600 (рис. 1).

Другим негативным последствием стало низкое соотношение (1:5 при проектных 5:6) активного и буферного объемов газа в результате образования значительных периферийных зон слабо дренируемых объемов газа и сокращения дренируемых объемов газа в районе расположения скважин до 25...28 % от общего объема газа в пласте.

Продолжительность периодов отбора газа достигала 250 сут (при проектной продолжительности до 150 сут). Суточный водный фактор к концу периодов отбора значительно превышал проектный уровень (5 л/тыс. м³) и составлял около 100 л/тыс. м³. Выход скважин из эксплуатации к концу периодов отбора по причине обводнения достигал 75...80 % от всего фонда.

Главное: не было достигнуто стабилизации многолетней циклической эксплуатации ИГЗ и технологических показателей ПХГ.

Технологические методы масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему «ИГЗ – водоносный пласт» для стабилизации циклической эксплуатации ПХГ

Многолетний тренд снижения технологических показателей ПХГ поставил вопрос о необходимости совершенствования технологии циклической эксплуатации хранилища с целью их стабилизации. Технология стабилизации заключалась в масштабном гидродинамическом воздействии на пластовую систему «ИГЗ – водоносный пласт» в условиях малоамплитудной

ловушки и высокой активности контурных пластовых вод с применением следующего комплекса приемов:

1) изоляции нижнего, с повышенной активностью пластовых вод, пропластка Щ-2 (при небольших объемах газа в этом пропластке) и перевода эксплуатационных скважин на вышележащие пропластки Щ-1 и Щ-0;

2) максимально возможного, в основном по допустимым показателям водного фактора, отбора газа в сезонах и частичного невосполнения в сезонах закачки отбираемых в предшествующих сезонах объемов газа;

3) снижения импульса общих репрессивных воронок давления в пласте за счет значительного сокращения продолжительности периодов закачки газа;

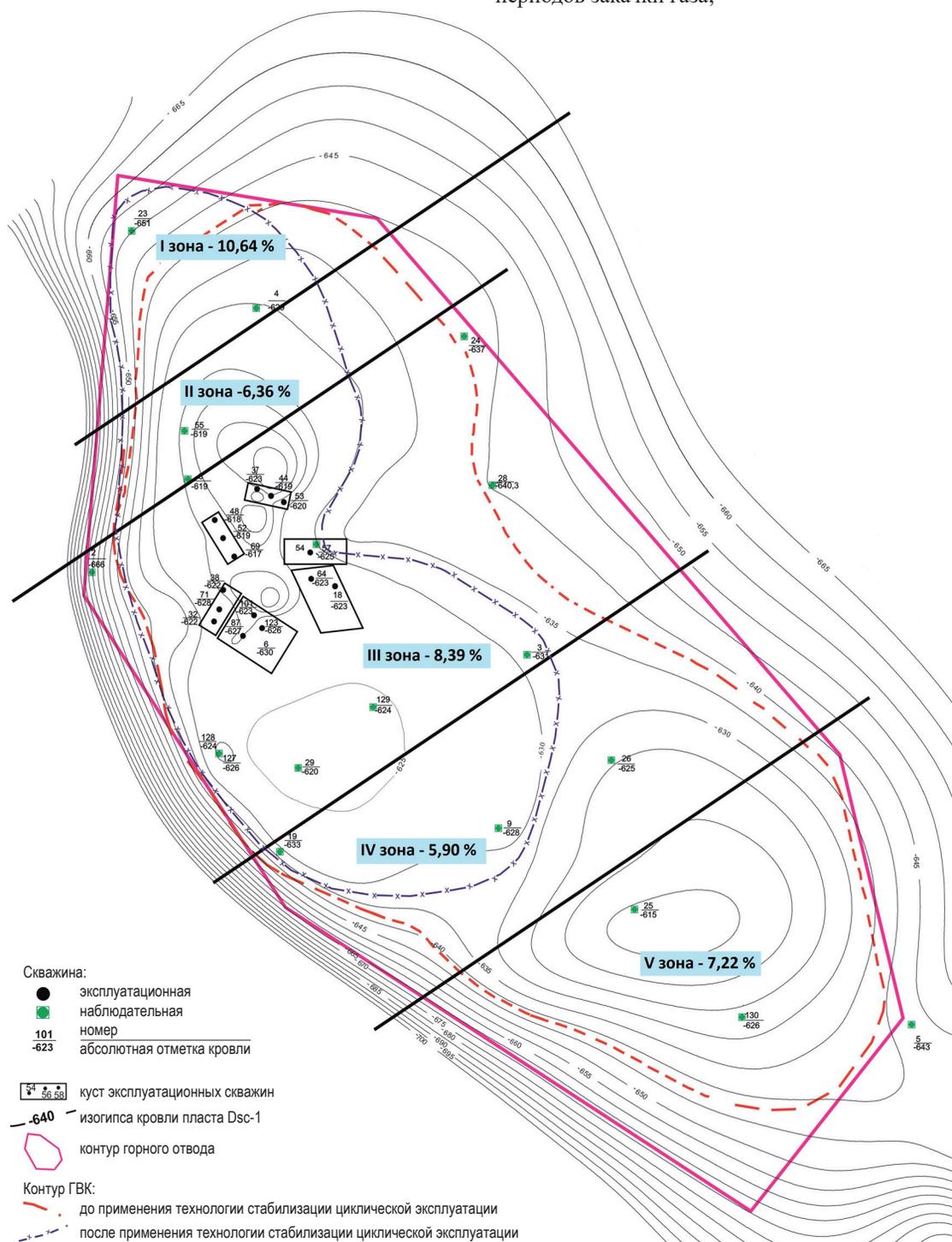


Рис. 1. Сравнение газовой залежи по площади до и после применения технологии стабилизации циклической эксплуатации ПХГ

4) внедрения компрессорного отбора газа для увеличения импульса общих депрессионных воронок давления за счет снижения пластового давления в зоне расположения скважин;

5) корректировки технологического режима эксплуатации ПХГ в сезонах закачки и отбора газа со смещением основной доли объемов закачки газа на конец, а объемов отбора на начало соответствующих периодов и с сокращением продолжительности осеннего и удлинением весеннего нейтральных периодов;

б) частичного площадного регулирования темпов и объемов закачки и отбора газа по группам скважин.

Основные результаты реализации технологии стабилизации циклической эксплуатации ПХГ

Применение данной технологии позволило достигнуть следующих положительных результатов:

- путем изоляции в скважинах водообильного пропластка Щ-2 перекрыты «каналы» поступления пластовой воды по скважинам в основной по объемам газа пропласток Щ-1;

- в течение шести циклов реализации масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему ПХГ проведено частичное невосполнение в сезонах закачки объемов газа, отбираемых в предшествующих сезонах отбора: пять циклов по 100 млн м³ и один цикл 200 млн м³. В результате «стягивания» слабодренлируемых объемов газа из удаленных периферийных зон в зону расположения

скважин объемы газа на периферии залежи сократились более чем на 17 % в ее северной части (зоны 1 и 2) и 13 % в южной части (зоны 4 и 5), общий объем газа в пласте снизился на 700 млн м³ (см. рис. 1);

- активизация дренирования центральной зоны 3, охватывающей зону расположения эксплуатационных скважин, и периферийных частей залежи при уменьшении общего объема газа обеспечила трехкратное увеличение соотношения активного и буферного объемов газа в пласте – с 1:5 до 3:5;

- смещение периода закачки газа на отрезок с июля по октябрь за счет увеличения продолжительности весеннего нейтрального периода и сокращения осеннего нейтрального периода до 5...10 сут позволило сократить период отбора газа на 70 сут, который в результате составил не более 180 сут. При этом повышенное пластовое давление на начало периода отбора обеспечило максимальную суточную производительность ПХГ на уровне 13 млн м³/сут;

- изменение нарастающего водного фактора (ВФ) в начальные периоды отборов газа примерно до 400 млн м³ указывает на то, что в результате «компактизации» газовой залежи даже при уменьшении за шесть циклов закачки-отбора общего объема газа в пласте на 700 млн м³ достигнуто существенное улучшение «осушки» пласта в периоды закачек (рис. 2). Это подтверждается также геофизическими исследованиями скважин по достижению

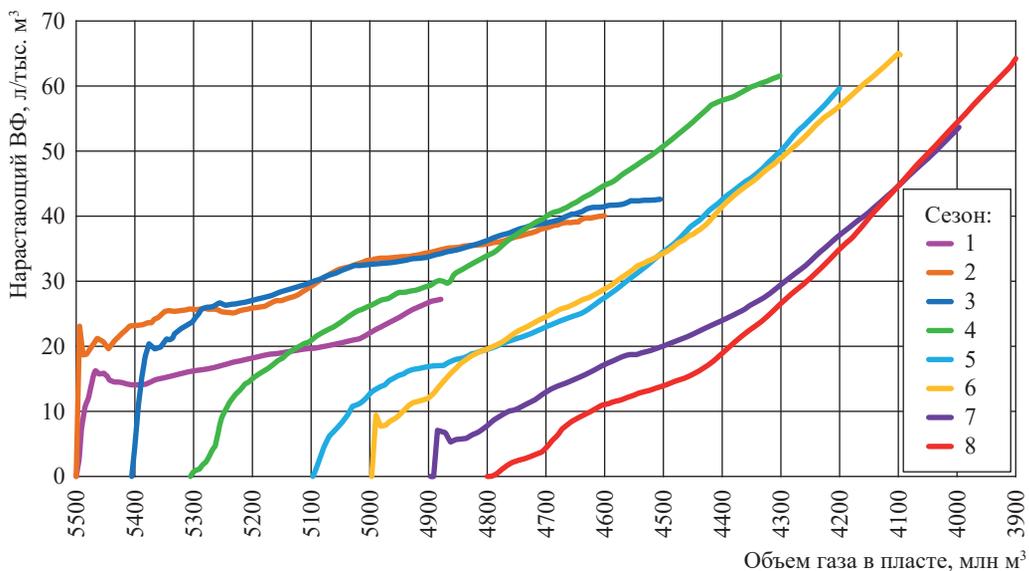


Рис. 2. Сравнение нарастающего ВФ за 8 сезонов отбора газа в период осуществления масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему ПХГ

предельных значений коэффициентов газонасыщенности пласта.

Также существенно уменьшилось число скважин, выходящих из эксплуатации по причине обводнения. К концу периодов отбора газа действующий фонд эксплуатационных скважин составляет не менее 35...40 %.

Отсутствие месторождений и разведанных средне- и высокоамплитудных водоносных структур простого геологического строения для строительства ПХГ в районах крупных городов и промышленных центров страны обусловило необходимость использования для этих целей сложно построенных низкоамплитудных структур.

Создание ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов осложняется образованием тонкой ИГЗ в результате активного растекания закачиваемого газа по прикровельной части пласта. Образование такой залежи сопряжено с повышенными рисками пластовых потерь газа в случае неконтролируемого ухода по наиболее проницаемым зонам и пропласткам за пределы ограниченной ловушки. Кроме того, растекание газа в неоднородных пластах приводит к снижению дренируемых объемов газа и уменьшению активного объема газа ПХГ. Эксплуатация тонкой ИГЗ может отличаться повышенным ВФ отбираемого газа и ускоренным выходом скважин из эксплуатации по причине обводнения.

С целью компактного формирования и стабилизации многолетней циклической эксплуатации ИГЗ и технологических показателей ПХГ разработана и реализована на нескольких ПХГ технология масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему «ИГЗ – водоносный пласт». Созданная технология стабилизации циклической эксплуатации ПХГ с учетом особенностей геологического строения малоамплитудных сложно построенных ловушек водоносных пластов позволяет ограничить растекание закачиваемого газа, «компактизировать» ИГЗ и повысить технологические показатели и эффективность эксплуатации действующих и новых газохранилищ.

Список литературы

1. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 208 с.
2. Михайловский А.А. Критерии пригодности ловушек водоносных пластов ПХГ для создания долгосрочных резервов газа / А.А. Михайловский, С.Л. Костиков // Газовая промышленность. – 2016. – № 11 (745). – С. 32–37.
3. Бузинов С.Н. Методические рекомендации по расчету формы контакта газ-вода при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах / С.Н. Бузинов, Э.Л. Гусев, М.Г. Сухарев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1981. – 78 с.
4. Бузинов С.Н. Особенности формирования и эксплуатации подземного хранилища газа, созданного в пологозалегающем водоносном пласте: обзорная инф. / С.Н. Бузинов, О.Н. Грачева, А.А. Григорьев. – М.: ВНИИЭГазпром, 1987. – 32 с. – (Транспорт и подземное хранение газа. – Вып. 9.).
5. Бузинов С.Н. Щелковское подземное хранилище газа: проблемы, решения и перспективы: обзорная инф. / С.Н. Бузинов, А.А. Михайловский, А.Н. Соловьев и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 59 с. – (Транспорт и подземное хранение газа).
6. Михайловский А.А. Регулирование латеральных перетоков газа в малоамплитудных ловушках водоносных пластов ПХГ / А.А. Михайловский, В.А. Скуфинский // Газовая промышленность. – 2015. – № 12. – С. 64–66.
7. Михайловский А.А. Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и подземных хранилищ / А.А. Михайловский // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 193–202.
8. Михайловский А.А. Влияние технологического режима эксплуатации ПХГ на динамику искусственной газовой залежи / А.А. Михайловский, Н.А. Исаева // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 68–70.
9. Михайловский А.А. Энергетические режимы эксплуатации газовых залежей подземных хранилищ газа и особенности их определения / А.А. Михайловский // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 3 (52): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 23–28.

UGS cyclic operation stabilization technology in low-amplitude aquifer traps

A.A. Mikhaylovsky^{1*}, Ye.O. Beletskaya¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstracts. The article examines a basic concept of a low-amplitude anticlinal structural gas trap in an aquifer in the most general hydrodynamic aspect, taking into account geological, geometric and technological factors.

It has been established that the main hydrodynamic feature of the creation and operation of UGSFs in low-amplitude traps of aquifers is the active “spreading” of the injected gas due to its floating up and proactive lateral propagation along the near-top part of the reservoir and the formation of thin artificial gas deposits several meters thick and having the thousand fold acreage vs its thickness.

The state of the theoretical and practical study of the problem of compact formation and long-term stable cyclic operation of artificial gas deposits of underground gas storages in low-amplitude structural traps of aquifers is shown. Balance ratios of hydrodynamic conditions of long-term stable cyclic exploitation of artificial gas deposits of underground gas storages in an aquifer are given.

On the example of one of the UGS facilities, the state and current problems of a gas storage prior to application of the technology for stabilizing the cyclic operation of the storage facility are considered. A complex of technological methods of large-scale hydrodynamic impact on an “artificial gas reservoir – aquifer” reservoir system for stabilization of the cyclic operation of UGS facilities is described. The main results of implementation of this technology are considered.

Keywords: underground gas storage, aquifer, low-amplitude structural gas trap, thin artificial gas reservoir, stable cyclic operation of an artificial gas reservoir, a set of technological methods for large-scale hydrodynamic impact on an “artificial gas reservoir – aquifer” reservoir system.

References

1. LEVYKIN, Ye.V. *Process design of gas storing in water-bearing strata* [Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh]. Moscow: Nedra, 1973. (Russ.).
2. MIKHAYLOVSKIY, A.A., S.L. KOSTIKOV. Eligibility criteria of water-bearing stratum traps of UGSs to create long-term gas reserves [Kriterii prigodnosti lovshek vodonosnykh plastov PKhG dlya sozdaniya dolgosrochnykh rezervov gaza]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2016, no. 11, pp. 32–37, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. BUZINOV, S.N., E.L. GUSEV, M.G. SUKHAREV et al. *Guidelines on calculating a form of gas-water interface when creating underground gas storages in water-bearing strata* [Metodicheskiye rekomendatsii po raschetu formy kontakta gas-voda pri sozdanii podzemnykh khranishch gaza v vodonosnykh plastakh]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1981. (Russ.).
4. BUZINOV, S.N., O.N. GRACHEVA, A.A. GRIGORYEV. Peculiar features offorming and operating an underground gas storage created within a light-pitching water-bearing stratum [Osobennosti formirovaniya i ekspluatatsii podzemnogo khranishcha gaza, sozdannogo v pologozalegayushchem vodonosnom plaste]: review. In: *Transport and Underground Gas Storing* [Transport i podzemnoye khraneniye gaza]. Moscow: VNIIEGazprom, 1987, is. 9. (Russ.).
5. BUZINOV, S.N., A.A. MIKHAYLOVSKIY, A.N. SOLOVYEV et al. Shchelkovskoye underground gas storage – challenges, solutions and outlooks [Shchelkovskoye podzemnoye khranishche gaza: problem, resheniya i perspektivy]: review. In: *Transport and Underground Gas Storing* [Transport i podzemnoye khraneniye gaza]. Moscow: IRTs Gazprom, 2003. (Russ.).
6. MIKHAYLOVSKIY, A.A., V.A. SKUFINSKIY. Moderating lateral crossflows of gas in low-relief traps of water-bearing UGS’s strata [Regulirovaniye lateralnykh peretokov gaza v maloamplitudnykh lovshkakh vodonosnykh plastov PKhG]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015. – № 12. – С. 64–66, ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. MIKHAYLOVSKIY, A.A. Application of simplified gas-hydrodynamic proxy models for real-time technological calculations aimed at gas fields and underground gas storages [Primeneniye uproshchennykh gazogidrodinamicheskikh proksi-modeley dlya operativnykh tekhnologicheskikh raschetov gazovykh promyslov i podzemnykh khranilish]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 1(33): Actual issues of gas production, pp. 193–202. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. MIKHAYLOVSKIY, A.A., N.A. ISAYEVA. Effect of a process pattern of UGS operation on dynamics of an artificial gas deposit [Vliyaniye tekhnologicheskogo rezhima ekspluatatsii PKhG na dinamiku iskusstvennoy gazovoy zalezhi]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2013, no. 4, pp. 68–70, ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. MIKHAYLOVSKIY, A.A. Energy regimes of gas reservoirs operation at underground gas storages and specifics of their identification [Energeticheskiye rezhimy ekspluatatsii gazovykh zalezhey podzemnykh khranilishch gaza i osobennosti ikh opredeleniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 3: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 23–28. ISSN 2306-8949.

УДК 622.24.06

К вопросу о выборе реологических показателей бурового раствора

М.М.-Р. Гайдаров^{1*}, А.М. Гайдаров², А.В. Яремко², А.А. Хуббатов¹, Н.Т. Кадыров¹, Д.А. Попов¹, Д.В. Храбров¹, В.А. Мнацаканов¹, Н.В. Сосна³, А.С. Мирзоев⁴, Ш.М. Курбанов⁵

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ТОО «Asia Petro Service», Республика Казахстан, Мангистауская обл., г. Актау, Промышленная зона № 6, участок 91/5

³ ООО «Газпром морские проекты», Российская Федерация, 660075, г. Красноярск, ул. Маерчака, д. 10

⁴ ООО «Технологическая компания Шлюмберже», Российская Федерация, 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

⁵ Дагестанский государственный технический университет, Российская Федерация, 367015, Республика Дагестан, г. Махачкала, пр-т Имама Шамиля, д. 70

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

Ключевые слова:

строительство скважин, реология, выносящая способность, эффективная вязкость, напряжение сдвига, буровые растворы, осложнения.

Тезисы. Строительство нефтяных и газовых скважин начинается с бурения долотами больших диаметров. В верхних интервалах осадочные отложения преимущественно представлены рыхлыми пластичными глинистыми породами, суглинками, супесями, часто встречаются водоносные пласты. Эти породы склонны к осыпанию, вывалам и обвалам, подвержены эрозионному размыву стенок скважин под воздействием циркулирующего бурового раствора. В процессе бурения и транспортировки шлама на поверхность предварительно гидратированные глинистые породы разрушаются и диспергируются до элементарных структурных элементов – глинистых частиц, приводящих к росту концентрации глинистой фазы и реологических показателей. Если при бурении в глинистых отложениях в составе полимеркатионного бурового раствора присутствует свободный катионный полимер, роста коллоидной фракции не происходит, и такая система практически инертна к агрессии глины.

Выносящая способность раствора при постоянной скорости восходящего потока раствора в затрубье улучшается с ростом реологии. По всей видимости, в качестве реологических показателей, отражающих выносящую способность раствора, целесообразнее использовать эффективную вязкость и напряжение сдвига при фактической скорости движения раствора в затрубье, тогда как пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига характеризуют буровой раствор в диапазоне скоростей движения раствора в затрубье 511...1022 с⁻¹.

Известно, что тиксотропные свойства жидкости могут оказывать влияние на ее реологическую модель. В практике буровых растворов определение реологических показателей осуществляют после полного разрушения раствора, т.е. «сверху вниз». Анализ состояния буровых растворов показывает, что такой подход характеризует только небольшой участок при промывке, на остальных участках при промывке и тем более при других операциях или состояниях бурового раствора определение реологических показателей «сверху вниз» неприемлемо.

Анализ применяемых в последние 50...60 лет в нашей стране и за рубежом буровых растворов показывает, что выбор проектных значений реологических показателей по всему разрезу скважины осуществляется некорректно. Даже такие отличительные особенности, как конструкция и профиль скважины, диаметр ствола, глубина спуска колонны, геологический разрез, литология, термобарические условия, проектная плановая механическая скорость и др. не учитываются при выборе значений реологических показателей.

Актуальные реологические показатели раствора должны рассчитываться исходя из фактического движения раствора в кольцевом пространстве, т.е. выбор актуальных значений напряжения сдвига и эффективной вязкости должен осуществляться строго по фактическим скоростям восходящего потока раствора в затрубье.

Строительство нефтяных и газовых скважин начинается с бурения долотами больших диаметров. Диаметр ствола в верхних интервалах скважины определяется проектной глубиной, литолого-стратиграфической характеристикой разреза, дебитом углеводородного сырья, совместимостью интервалов бурения, наличием зон аномально высоких пластовых давлений, температур и т.д.

Осадочные отложения в верхних интервалах преимущественно представлены рыхлыми пластичными глинистыми породами, суглинками, супесями, часто встречаются водоносные пласты. В этих интервалах осадочные породы отличаются крайне неустойчивым поведением. Они склонны к осыпанию, вывалам и обвалам, стенки скважин подвержены эрозионному размыву под воздействием циркулирующего бурового раствора. Преимущественно глинистые породы в верхних интервалах представлены коагуляционными структурными связями: они не набухают при контакте с буровым раствором в ненарушенном сложении, так как находятся уже в набухом состоянии из-за избыточного содержания воды. В процессе бурения и транспортировки шлама на поверхность предварительно гидратированные глинистые породы разрушаются и диспергируются до элементарных структурных элементов – глинистых частиц, приводящих к росту концентрации глинистой фазы и реологических показателей. Глинистые частицы легко переходят в состав бурового раствора и активно влияют на его технологические показатели. При недостатке катионного полимера это приводит к увеличению коллоидной фракции. А при достаточном содержании в составе полимеркатионного бурового раствора свободного катионного полимера происходит дезактивация глинистых частиц за счет адсорбции положительно заряженного полимера на отрицательно заряженных глинистых частицах. Следовательно, при использовании для бурения в глинистых отложениях полимеркатионного раствора, в составе которого присутствует свободный катионный полимер, роста коллоидной фракции не происходит. Соответственно, пока в составе раствора имеется свободный катионный полимер, система практически инертна к агрессии глины. Промысловый опыт применения полимеркатионных буровых растворов на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ) показал, что благодаря своей многофункциональности катионный полимер «Силфок2540С» в зависимости от концентрации выполняет ряд важнейших функций, оказывает влияние на технологические свойства и показатели полимеркатионного бурового раствора.

При достаточной концентрации катионного полимера в составе полимеркатионного бурового раствора обеспечиваются:

- превосходное ингибирование глинистых пород, стабильность технологических

показателей и концентрации коллоидной фракции;

- повышение крепящей способности раствора и улучшение состояния стенок ствола скважины в течение длительного времени;
- простое управление технологическими свойствами и показателями раствора;
- повышение устойчивости бурового раствора к различного рода агрессиям (глинистой, цементной, солевой и полисолевой, температурной, ферментационной, углекислотной, сероводородной и др.);
- псевдопластический характер течения, инкапсулирующие свойства и улучшение выносящей способности раствора;
- возможность создания легкоуправляемых высоковязких растворов для бурения интервалов глинистых пород долотами больших диаметров;
- повышение технико-экономических показателей бурения, в том числе и механической скорости;
- снижение загрязнения терригенных коллекторов продуктивного горизонта;
- исключительная седиментационная устойчивость, возможность хранения и повторного использования, высокая устойчивость в широком диапазоне значений водородного показателя и т.д.

Очевидно, для выполнения каждой конкретной задачи имеется свой оптимальный диапазон концентраций катионного полимера. В зависимости от решаемых задач в каждом конкретном случае используется своя модификация полимеркатионного бурового раствора с определенным диапазоном концентрации катионного реагента. Так, для придания антибактерицидных свойств достаточно иметь в составе раствора 0,1...0,3 % катионного реагента в переводе на сухое (активное) вещество, тогда как для стабилизации неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород необходимо концентрацию катионного реагента увеличить до 3...4 % и более, причем чем выше концентрация, тем выше устойчивость ствола скважины.

Стратегия снижения концентрации катионного реагента, особенно при бурении интервалов глинистых пород, может привести к неуправляемому росту реологии за счет увеличения коллоидной фракции и осложнениям, прежде всего связанным с нарушением устойчивости ствола скважины, технологических показателей и свойств полимеркатионного раствора.

Вообще, модификации полимеркатионных буровых растворов (далее – модификации «Катбурр») могут быть получены только при условии достижения эффекта стабилизации катионными полимерами. Это равноценно условию, когда в составе раствора концентрация свободного катионного полимера достаточна. Согласно промышленным результатам при бурении 397-миллиметровым долотом в интервалах глинистых пород на АГКМ это концентрация составляет 15...20 % от объема циркулирующего раствора, или 150...200 кг/м³ «Силфок2540С» (на товарный продукт). Стабилизация достигается при концентрации катионного реагента, превышающей порог коагуляции или флокуляции (рис. 1).

Уровень стабилизации катионными реагентами косвенно можно оценить по показателю фильтрации. Для глинистых поликатионных буровых растворов начало зоны стабилизации соответствует значению показателя фильтрации 14...15 см³ за 30 мин, причем чем меньше показатель фильтрации, тем выше уровень стабилизации. Начало зоны стабилизации глинистого раствора определяется пороговой концентрацией катионного реагента больше 1,0 % в переводе на сухое (активное) вещество. Пороговая концентрация катионного реагента зависит также от молекулярной массы полимера.

С углублением осадочные породы уплотняются, уменьшаются их пористость и содержание воды в них. Глинистые породы в верхних интервалах отличаются невысокой твердостью и прочностью, это создает хорошие

предпосылки для достижения высоких скоростей бурения за счет увеличения нагрузки на долото и оптимизации параметров режима бурения. Превышение механической скоростью бурения проектных значений, как правило, происходит за счет более глубокого внедрения долота в породу и последующего ее разрушения, т.е. обломки выбуренной породы при этом отличаются более крупными размерами, в связи с чем затрудняется транспортировка крупно-размерного шлама на поверхность. Это приводит к зашламлению бурового раствора в стволе скважины. Конечным результатом этого является вынос «шламовых» пробок или сальников в желобную систему. Как правило, по этой причине при использовании долот больших диаметров увеличение механической скорости бурения в верхних интервалах ограничивают. Важная роль в повышении механической скорости бурения в этих случаях принадлежит буровому раствору и его выносящей способности.

Выносящая способность раствора при постоянной скорости восходящего потока раствора в затрубье улучшается с ростом реологии. По всей видимости, в качестве реологических показателей, отражающих выносящую способность раствора, целесообразнее использовать эффективную вязкость (ЭВ) и напряжение сдвига (НС) при фактической скорости движения раствора в затрубье, тогда как пластическая вязкость (ПВ) и динамическое напряжение сдвига (ДНС) характеризуют буровой раствор при скоростях движения раствора 1022 и 511 с⁻¹ в затрубье. На примере АГКМ

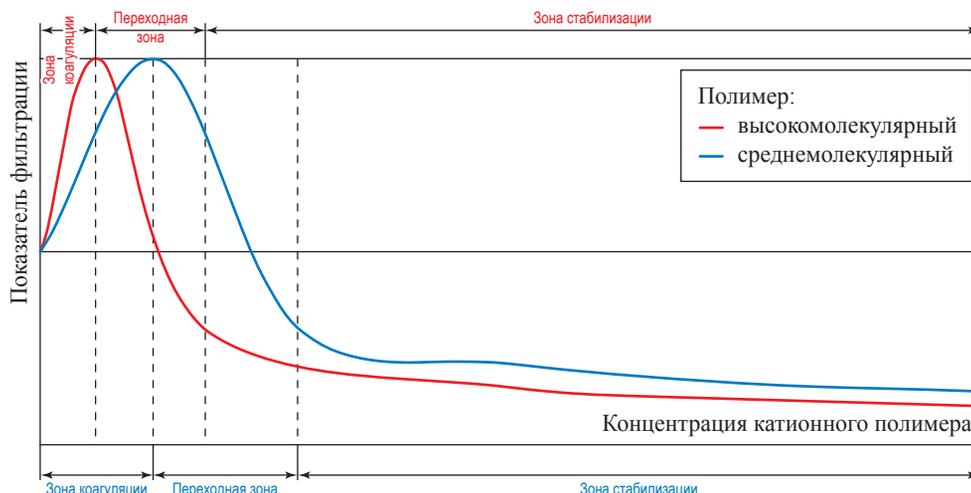


Рис. 1. Стабилизация буровых растворов катионными полимерами

рассмотрим, какие реологические показатели необходимо учитывать в каждом конкретном интервале бурения (табл. 1, 2).

Строительство скважин на АГКМ осуществляется бурением долотами четырех разных диаметров. Для выбора значений ЭВ и НС при соответствующих скоростях движения раствора в затрубье воспользуемся зависимостью Хопкинса из-за отсутствия других более точных данных [1]. Таким образом, для обеспечения выноса шлама на поверхность необходимо задать допустимые значения НС и ЭВ в диапазоне скоростей сдвига, соответствующем скоростям восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве. Для выбора значений НС воспользуемся зависимостью Хопкинса, установленной экспериментальным путем [1]. Скорость проскальзывания представляет собой разность скорости восходящего потока жидкости и абсолютной скорости подъема частицы. В качестве частиц использовались стеклянные шарики диаметром 24,2 мм и плотностью 2690 кг/м³ при плотности бингамовской жидкости 1020 кг/м³ (рис. 2).

Для реальной жидкости ориентировочные минимальные значения НС, обеспечивающие вынос выбуренной и обвальной породы, идентичной стеклянному шарикю диаметром 24,2 мм и плотностью 2690 кг/м³, определяются из графика (см. рис. 2) в зависимости от скорости

восходящего потока. Чем больше разность скоростей восходящего потока и проскальзывания, тем лучше вынос шлама. Скорость проскальзывания шлама зависит от НС, следовательно, управляя НС рабочего раствора, можно улучшить вынос шлама на поверхность.

Однако в процессе бурения в верхних интервалах неоген-четвертичного и палеозойского периодов на АГКМ глинистые породы,

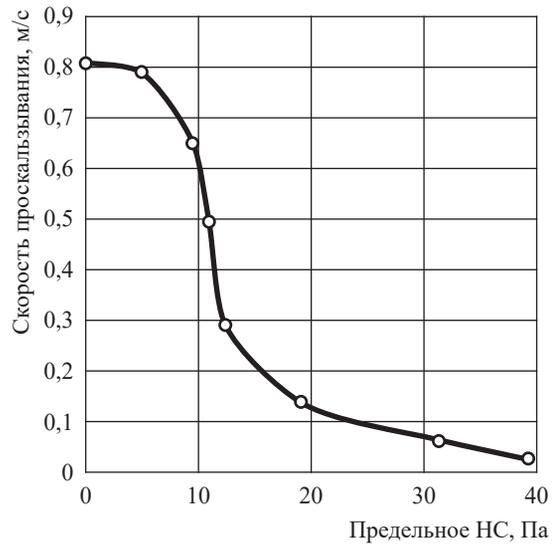


Рис. 2. Влияние напряжения сдвига на скорость проскальзывания шарика в бингамовской жидкости

Таблица 1

Типовая конструкция скважины на АГКМ (скв. 2103)

Обсадная колонна	Диаметр, мм / глубина по вертикали (по стволу), м	Коэффициент кавернозности
Направление	630 / 30 (30)	1,1
Кондуктор	426/350 (350)	1,1
Первая промежуточная колонна	324 / 3100 (3100)	1,2
Вторая промежуточная колонна*	244,5×250,8 / 3850 (3850)	1,1
Эксплуатационная колонна	168,3 / 3890 (3890)	1,1
Горизонтальный ствол	139,7 / 3890(3890)...4030 (4030)	1,1

* Комбинированная колонная состоящая из труб двух диаметров.

Таблица 2

Скорость движения бурового раствора в затрубье на АГКМ

Обсадная колонна (см. табл. 1)	Линейная скорость, м/с	Приборная скорость, с ⁻¹ (об/мин)
Направление	0,28	10 (6)
Кондуктор	0,48	20 (10)
Первая промежуточная колонна	0,56	30 (20)
Вторая промежуточная колонна	0,56	30 (20)
Эксплуатационная колонна	1,0	100 (60)
Горизонтальный ствол	1,1	100 (60)

находящиеся в предварительно гидратированном состоянии, склонны к пластическому течению и способны вызывать сужение ствола, в процессе проработки происходят шаблонировка ствола и сдирание глинистых пород со стенок скважины долотом и калибратором. При этом количество шлама резко возрастает. Выносимые фрагменты шлама визуально имеют яйцеобразную форму и по размеру сопоставимы с куриным яйцом. При этом количество шлама на 100 % перекрывает сетки вибросита. Для выноса шлама в таком количестве и такого размера полимеркатионный буровой раствор должен обладать высокой выносящей способностью при соответствующих скоростях движения раствора в затрубье.

Исходя из рис. 2 и 3 скорость движения раствора в затрубье на АГКМ не может быть охарактеризована ПВ и ДНС, особенно это касается интервалов бурения под кондуктор и 1-ю промежуточную колонну, где скорости движения раствора в затрубье отвечают приборным значениям 10 и 20 c^{-1} соответственно, в отличие от результатов измерения ПВ и ДНС при скоростях 511 и 1022 c^{-1} (см. окрашенный серым диапазон 511...1022 c^{-1} на рис. 3, 4 – здесь буровой раствор можно характеризовать по ПВ и ДНС). С уменьшением диаметра

долота скорости движения раствора в затрубье возрастают и в горизонтальном стволе составляют 60 и 100 c^{-1} .

Эффективность бурового раствора во многом определяется реологическими показателями, диапазон допустимых значений которых строго регламентируется [2, 3]. Теоретически он выбирается исходя из обеспечения эффективной транспортировки шлама на поверхность без увеличения давления на насосах при работе насосов ниже предельной мощности. Кроме того, в этом диапазоне реологических значений буровой раствор должен легко очищаться от выбуренной породы на всех этапах очистки – от вибросита до центрифуги, легко проходить через сетки вибросита без налипания на них шлама.

С другой стороны, в противоположность выносящей способности бурового раствора, многие специалисты пытаются улучшить технико-экономические показатели (ТЭП) бурения за счет увеличения механической скорости путем минимизации реологических показателей, а именно вязкости [1, 4]. Чем ниже вязкость, тем больше механическая скорость бурения. В 1960–1990 гг. был бум применения малоглинистых низковязких и низкоплотных буровых растворов с целью увеличения

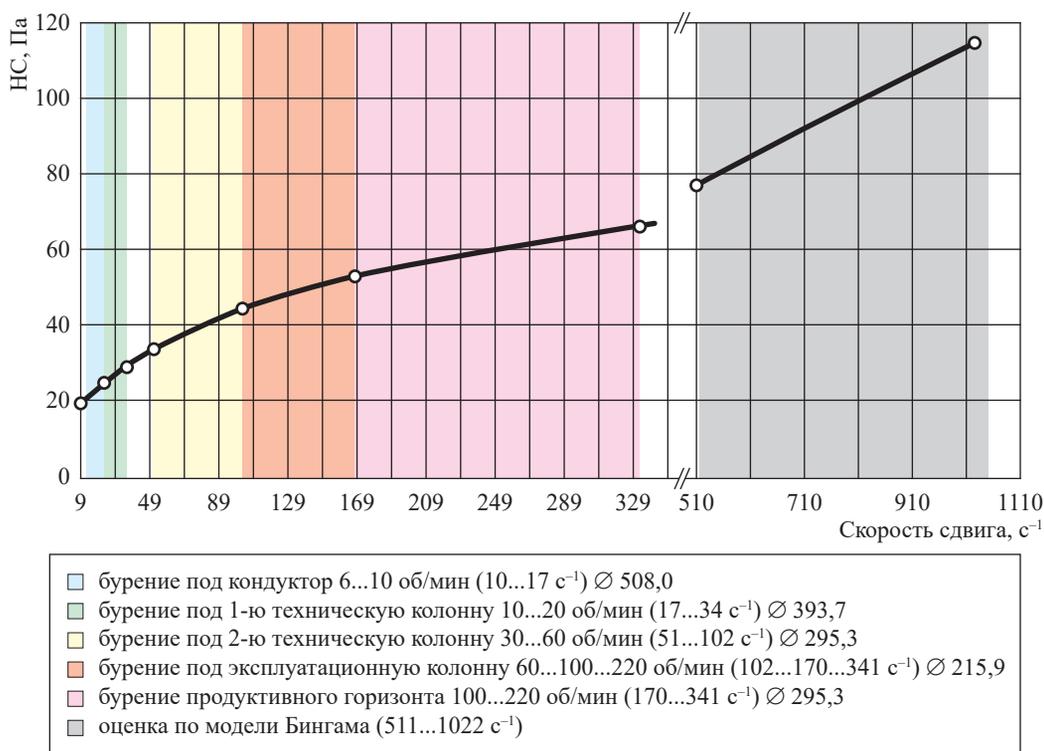


Рис. 3. Изменение НС от скорости движения раствора

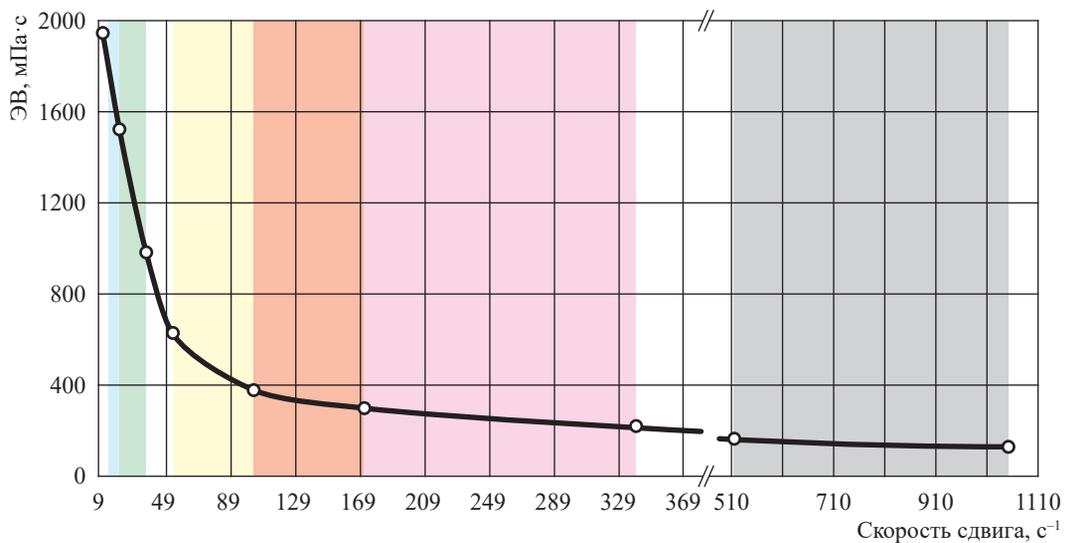


Рис. 4. Изменение ЭВ от скорости движения раствора. Экспликацию см. на рис. 3

механической скорости бурения. Многие специалисты направленно проводили промышленные работы по увеличению механической скорости бурения в верхних интервалах с большими диаметрами ствола скважины с применением полимера-флокулянта полиакриламида. На основании полученных промышленных результатов среди буровиков утвердилось мнение о возможности повышения механической скорости путем снижения вязкости раствора в верхних интервалах глинистых отложений посредством применения малоглинистых низковязких низкоплотных буровых растворов.

Простой анализ показывает, что повышение механической скорости бурения за счет влияния плотности и вязкости раствора в верхних интервалах мягких глинистых пород вряд ли возможно на небольшой глубине до 1500...2000 м. Влияние вязкости и плотности раствора на механическую скорость бурения тем больше, чем больше глубина скважины, поэтому полученные положительные результаты в верхних интервалах на небольших глубинах до 1500...2000 м вызывают сомнения, и вряд ли это можно объяснить влиянием исключительно плотности и вязкости раствора. Кроме того, применение низковязких растворов в верхних рыхлых глинистых породах сопряжено с эрозионным размывом стенок скважины и последующим нарушением их устойчивости.

На данный момент нет единого мнения относительно численных значений реологических показателей. В ранних работах

утверждалось, что такой показатель структурообразования, как соотношение статических НС за 10 и 1 мин (CHC_{10}/CHC_1) должен находиться в диапазоне $\approx 1,5...2,0$ [5]. По мнению авторов, отношение CHC_{10}/CHC_1 должно лежать в диапазоне $\leq 1,0...1,2$, причем $CHC_1 \approx 30...50$ дПа. Прогрессирующее структурообразование может являться причиной скачка давления на насосах при их запуске.

Тогда, если ПВ и ДНС не характеризуют движущийся буровой раствор в затрубье, необходимо использовать новые показатели, которые будут выполнять эту функцию. Такими показателями, отвечающими за вынос шлама на поверхность, являются ЭВ и НС при бурении под кондуктор и под 1-ю промежуточную колонну соответственно при скоростях сдвига 10 и 20 c^{-1} (см. рис. 3, 4).

Увеличение механической скорости бурения при использовании низковязких буровых растворов достигается, по мнению специалистов, из-за снижения реологических показателей и содержания глинистой коллоидной фракции и плотности, а также увеличения мгновенной фильтрации [1, 4, 6]. Справедливости ради отметим, что зависимости механической скорости от указанных параметров корректны на больших глубинах в твердых горных породах и нашли широкое практическое применение при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин. Однако полученные положительные результаты в верхних интервалах для долот больших диаметров вряд ли объясняются указанной причиной или вряд ли отражают действительную

картину. В гонке за механической скоростью бурения проблемы, связанные с потерей устойчивости ствола, отошли на второй план и не учитывались в результатах и т.д.

Многие специалисты, применяя эти зависимости в промысловых условиях в 1960–1980 гг., выдали превосходные результаты по увеличению механической скорости бурения на 30, 50, 100 % и более при больших диаметрах стволов скважин в верхних интервалах. Однако в случае обеспечения удовлетворительной очистки ствола скважины в этих интервалах можно достичь увеличения механической скорости в три-пять раз просто за счет увеличения нагрузки на долото. Следовательно, обеспечив удовлетворительный вынос шлама на поверхность, можно на любом типе раствора увеличить скорость бурения, повысив нагрузку на долото в пределах допустимого. Очевидно, при бурении верхних интервалов с большими диаметрами ствола скважины, для повышения ТЭП бурения и механической скорости за счет снижения реологических показателей, содержания глинистой коллоидной фракции и плотности, а также увеличения мгновенной фильтрации нецелесообразно. Совершенствование буровых растворов для бурения верхних интервалов глинистых пород долотами больших диаметров должно быть направлено на улучшение транспортирующей способности за счет создания высоковязких рабочих жидкостей со стабильными показателями при воздействии агрессии глины, солей, цемента, температуры, сероводорода, уголекислоты и т.д.

В практике бурения для повышения ТЭП бурения и механической скорости известны факты применения в верхних интервалах продувки воздухом или газом. Хочется отметить, что увеличение механической скорости бурения в верхних интервалах происходит благодаря хорошей очистке ствола скважины и значительно в меньшей степени благодаря снижению дифференциального давления на забой, низкой реологии и т.д. В связи с этим применительно к бурению верхних интервалов при больших диаметрах стволов скважин выбор актуальных реологических показателей, регламентация их значений и методов их контроля является весьма важной и необходимой для решения инженерной задачей.

Ранее уже указывалось [3, 7] на необходимость актуализации реологических показателей и их значений. Существует не менее важная

проблема контроля реологических показателей: по какой методике проводить определение реологических показателей и каких именно показателей? Действующие методики предписывают измерять показатели после разрушения структурных свойств бурового раствора.

Во время цикла строительства скважины буровой раствор можно рассматривать с разных ракурсов, при разных операциях раствор находится в разном напряженном состоянии:

- *промывка скважины*: буровой раствор в циркуляции, движется с различными скоростями сдвига;
- *временная остановка промывки*: буровой раствор в скважине находится в покое или за счет вращения или расхаживания инструмента немного движется;
- *спускоподъемные операции*: буровой раствор попеременно находится в состояниях покоя и движения за счет двигающегося инструмента, причем в течение равных промежутков времени;
- *проработка*: буровой раствор подвергается различным напряжениям в зависимости от сложности операции, геометрического характера сечения трубного и затрубного пространств;
- *длительная остановка промывки* (геофизические исследования скважин, ремонт насоса, промежутки времени между подъемом и спуском инструмента, ожидание затвердевания цемента и др.): буровой раствор длительное время находится в покое без движения.

Кроме того, буровой раствор на поверхности также подвергается различным напряжениям: в емкостях с перемешивателями и без, в желобе, на виброситах, песко- и илоотделителе, центрифуге.

Очевидно, что все эти состояния бурового раствора не могут быть характеризованы проектными реологическими показателями, а именно: условной вязкостью (УВ), ПВ, ДНС, вязкостью при низкой скорости сдвига (ВНСС), СНС1/СНС10.

Важнейшей характеристикой буровых растворов является тиксотропия (Т). Под тиксотропией понимается изменение реологических параметров системы со временем под воздействием постоянной скорости сдвига, включая покой с нулевой скоростью сдвига, а также в зависимости от ускорения скорости деформации (сдвига). Величину тиксотропии можно выразить через площадь петли гистерезиса [2].

Однако в практике применения буровых растворов величина тиксотропии выражается косвенно через отношение $\text{CHC10}/\text{CHC1}$ в виде зависимости

$$T = \frac{\text{CHC10} - \text{CHC1}}{\text{CHC1}/\text{CHC10}}.$$

Оптимальным значением считается $T \approx 2$, которое не имеет определенного обоснования.

Известно, что тиксотропные свойства жидкости могут оказывать влияние на ее реологическую модель. На практике определение реологических показателей осуществляются после полного разрушения раствора, т.е. «сверху вниз». Простой анализ состояния буровых растворов показывает, что такой подход характеризует только небольшой участок при промывке, на остальных участках при промывке и тем более при других операциях или состояниях бурового раствора определение реологических показателей «сверху вниз» неприемлемо. Особенно это важно при решении определенных конкретных задач: увеличении механической скорости в верхних интервалах при скважинах с большими диаметрами стволов, при временных и длительных остановках промывки, при СПО и т.д.

Если применяется буровой раствор известной реологической модели, то достаточно провести несколько измерений в соответствии с числом определяемых реологических параметров. В случае если применяется буровой раствор неизвестной реологической модели, необходимо выполнить большой объем измерений в широком диапазоне скоростей деформации с построением так называемой кривой течения. В зависимости от характера поведения этой кривой принимается реологическая модель во всем исследуемом диапазоне скоростей деформации или, что наиболее вероятно, в определенных интервалах диапазона. Кроме того, по кривой течения получают полную информацию о характере поведения жидкости в широком диапазоне скоростей деформации (Y) в виде реограмм $\text{HC} = f(Y)$ и $\text{ЭВ} = f(Y)$.

Наиболее рациональный способ определения реологических параметров бурового раствора – это определение актуальных скоростей деформаций движения жидкости и далее реологических параметров в интервале этого диапазона. Попытки «подогнать» буровой раствор под известную модель, обычно бингамовскую или степенную, по меньшей мере,

не корректны. Реальная жидкость отличается от теоретических математических их моделей. Например, модель Оствальда $\text{HC} = KY^n$ описывается переменной Y и постоянными величинами – коэффициентом консистенции K и коэффициентом нелинейности n , тогда для реальной жидкости величины K и n являются переменными. Это значит: в исследуемом диапазоне скоростей деформации K и n у реальной жидкости будут меняться в широком диапазоне.

Анализ применяемых в нашей стране и за рубежом за последние пятьдесят-шестьдесят лет буровых растворов показывает, что выбор проектных значений реологических показателей по всему разрезу скважины осуществляется некорректно. Даже такие отличительные особенности, как конструкция и профиль скважины, диаметр ствола, глубина спуска колонны, геологический разрез, литология, термобарические условия, проектная плановая механическая скорость и др. не учитываются при выборе значений реологических показателей.

Значение реологических показателей раствора для нижних и верхних интервалов скважины не должны и не могут быть равнозначными. В верхних интервалах бурение осуществляется долотами больших диаметров, здесь преимущественно залегают неустойчивые глинистые породы, а скорость восходящего потока жидкости в затрубье недостаточна для обеспечения выноса шлама на поверхность. Зачастую это приводит к осложнениям и инцидентам из-за зашламления ствола скважины и бурового раствора, выносу «шламовых пробок» в желобную систему, сальникообразованию, показатели раствора принимают критические значения вплоть до нетекучей консистенции, в связи с чем требуются периодические обработки раствора. Все это в итоге приводит к наработке и отрицательно влияет на устойчивость ствола скважины. В верхних интервалах имеется значительный резерв, который при правильном подходе может быть реализован в виде увеличения механической скорости и улучшения состояния ствола скважины.

Бурение нижних интервалов осуществляется долотами меньших диаметров, скорость восходящего потока жидкости в затрубье достаточна для обеспечения выноса шлама на поверхность. Здесь преимущественно залегают твердые и крепкие породы, поэтому механическая скорость бурения в нижних интервалах значительно ниже. Основные требования

к буровому раствору в нижних интервалах бурения – это вынос шлама на поверхность и минимизация осложнений. При выборе значений реологических показателей в нижних интервалах бурения обязательно учитывают гидравлические потери, их влияние на эквивалентную циркуляционную плотность раствора и вероятность возникновения гидроразрыва пласта и поглощений.

Следует отметить: несмотря на отличительные особенности верхних и нижних интервалов, выбор проектных значений реологических показателей раствора осуществляется практически только для нижних интервалов, затем эти значения распространяются в целом на весь разрез скважины, т.е. выбранные таким образом реологические показатели раствора для нижнего интервала переносятся на верхние интервалы, где диаметры стволов значительно больше. В настоящее время такой необоснованный выбор реологических показателей раствора является основной причиной осложнений, связанных с неудовлетворительной транспортировкой шлама на поверхность и ухудшением состояния ствола скважины в верхних неустойчивых глинистых породах при бурении долотами больших диаметров.

Для оценки выносящей способности бурового раствора в разное время предлагались различные показатели. Так, зарубежные и отечественные специалисты для улучшения выноса шлама на поверхность предлагают регулировать ДНС и ПВ [2]. Далее в разное время для оценки выносящей способности бурового раствора предлагались различные показатели, в том числе отношение ДНС/ПВ, причем многие специалисты считают, что чем оно больше, тем выше выносящая способность бурового раствора, а при $\text{ДНС/ПВ} \geq 2$ существенно улучшается вынос шлама на поверхность.

Однако, как показали практические результаты, путем регулирования показателей ДНС, ПВ и ДНС/ПВ не удается улучшить выносящую способность бурового раствора при строительстве скважин. Для скважин с большим диаметром ствола (D_c , мм) предлагается [3] с целью улучшения выносящей способности раствора значение ЭВ выбирать исходя из условия выполнения неравенства $4D_c \leq \text{ЭВ} \leq 6D_c$. Причем под ЭВ понимается вязкость при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 5 \text{ с}^{-1}$, которая в большинстве случаев не соответствует скорости восходящего потока

бурового раствора в кольцевом пространстве в конкретных условиях.

В последние годы все чаще при бурении горизонтальных стволов скважин в нижних интервалах с малыми диаметрами регламентируют реологические показатели при низких скоростях сдвига 5 и 10 с^{-1} (соответственно 3 и 6 об/мин), где скорости течения жидкости в кольцевом пространстве значительно выше. Целесообразнее, на наш взгляд, использовать эти реологические показатели при бурении верхних интервалов с большими диаметрами, где скорости течения жидкости в кольцевом пространстве близки к низким скоростям сдвига.

Следует признать, что для оценки выносящей способности бурового раствора все применяемые реологические показатели – условная вязкость, ПВ, ДНС, отношение ДНС/ПВ, показатели при низких скоростях сдвига, являются неактуальными.

Следовательно, улучшение выносящей способности раствора за счет изменения актуальных реологических показателей позволит увеличить ТЭП бурения, минимизировать осложнения, связанные с неудовлетворительной транспортировкой шлама на поверхность и ухудшением состояния ствола скважины в верхних неустойчивых глинистых породах при бурении долотами больших диаметров. Оптимизация актуальных реологических показателей бурового раствора для бурения верхних интервалов является весьма существенным резервом для повышения ТЭП бурения и снижения осложнений.

Что же надо понимать под актуальными реологическими показателями? Очевидно, актуальные реологические показатели раствора должны рассчитываться исходя из фактического движения раствора в кольцевом пространстве, т.е. выбор актуальных значений НС и ЭВ должен осуществляться строго по фактическим скоростям восходящего потока раствора в затрубье.

Скорость деформации (сдвига) раствора

$\left(\frac{dv}{dr}\right)$ при известных значениях скорости вос-

ходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве v_m определяется по формуле

$$\left(\frac{dv}{dr}\right)_p = \frac{2n+1}{3n} \cdot \frac{12v_m}{D_c - D_t},$$

где dv/dr – градиент скорости потока; n – показатель нелинейности псевдопластичной

жидкости; D_t – наружный диаметр бурильных труб [2], по которой находим диапазон оборотов вискозиметра, соответствующий скорости сдвига бурового раствора при фактической скорости восходящего потока в кольцевом пространстве и далее значения актуальных реологических показателей – НС и ЭВ при фактической скорости восходящего (гидродинамического) потока жидкости в кольцевом пространстве.

Выводы

1. Показатели ПВ и ДНС не отражают выносящей способности бурового раствора, особенно при бурении долотами больших диаметров.
2. Для улучшения выносящей способности бурового раствора необходимо управлять

реологическими характеристиками гидродинамического потока жидкости в затрубье при фактических скоростях деформации.

3. В качестве реологических характеристик, отражающих выносящую способность бурового раствора, рекомендуется управлять эффективной вязкостью и напряжением сдвига гидродинамического потока жидкости в затрубье при фактических скоростях деформации.

4. Для условий АГКМ конкретно для каждого интервала и диаметра долота предложены и апробированы при строительстве скважин значения ЭВ и НС гидродинамического потока жидкости в затрубье при фактических скоростях деформации.

Список литературы

1. Маковой Н. Гидравлика бурения = Hidraulica forajului / Н. Маковой; пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
2. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – М.: Недра, 1979. – 215 с.
3. Гайдаров А.М. О выборе реологических показателей бурового раствора / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, Д.В. Изюмченко и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 4. – С. 19–24.
4. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985.
5. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
6. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин = Composition and properties of oil well drilling fluids / Вальтер Ф. Роджерс; пер. с англ. – 3-е изд. – М.: Недра, 1967. – 599 с.
7. Гайдаров А.М. Исследование и разработка полимеркатионных растворов для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях: дис. ... канд. тех. наук / А.М. Гайдаров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2023. – 210 с.

On the choice of rheological parameters of drilling mud

M. M-R. Gaydarov¹, A.M. Gaydarov², A.V. Yaremko², A.A. Khubbatov¹, N.T. Kadyrov¹, D.A. Popov¹, D.V. Khrabrov¹, V.A. Mnatsakanov¹, N.V. Sosna³, A.S. Mirzoyev⁴, Sh.M. Kurbanov⁵

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² TOO «Asia Petro Service», site 91/5, Industrial zone no. 6, Aktau, Mangystau region, Kazakhstan

³ Gazprom Morskiye Proyeckty LLC, Bld. 10, Mayerchaka street, Krasnoyarsk, 660075, Russian Federation

⁴ Tekhnologicheskaya Kompaniya Schlumberger LLC, Bld. 14, 50 Let Oktyabrya street, Tyumen, Tyumen region, 625048, Russian Federation

⁵ Dagestan State Technical University, Bld. 70, Imama Shamilya prospect, Makhachkala, Dagestan, 367015, Russian Federation

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

Abstract. The construction of oil and gas wells begins with drilling with large diameter bits. Sedimentary deposits in the upper intervals are mainly represented by loose plastic clay rocks, loams, sandy loams; aquifers are common. These rocks are subject to sloughing, rockfalls and landslides, and are also subject to erosive washout of the borehole walls under the influence of circulating drilling fluid. In the process of drilling and transporting cuttings

to the surface, pre-hydrated clay rocks are destroyed and dispersed to elementary structural elements – clay particles, which leads to an increase in the concentration of the clay phase and rheological parameters. When drilling in clay deposits, if a free cationic polymer is present in the mud no growth of the colloidal fraction occurs, therefore, such a system is practically inert to clay aggressiveness as long as the free cationic polymer is present in the polymer-cationic drilling fluid.

The throughput capacity of the liquid at a constant upward flow rate of liquid in the annulus improves with increasing rheological properties. It seems more appropriate to use the effective viscosity and shear stress at the actual mud velocity in the annulus as rheological indicators reflecting the carrying capacity of the mud, while the plastic viscosity and dynamic shear stress characterize the drilling fluid at a fluid movement rates of 1022 s^{-1} and 511 s^{-1} in the annulus.

It is known that the thixotropic properties of a liquid can affect its rheological model. In practice of drilling fluids application, the determination of rheological parameters is carried out after the complete destruction of the fluid, i.e. “top down”. Analysis of the state of drilling fluids shows that this approach characterizes only a small area during flushing, in other areas during flushing, and even more so in other operations or states of the drilling fluid, the definition of rheological indicators “top down” is unacceptable.

An analysis of drilling fluids used over the past 50–60 years in our country and abroad shows that the choice of calculated values of rheological parameters over the entire cross section of the well is carried out incorrectly. When choosing the values of rheological parameters, even such distinctive features as well design and profile, wellbore diameter, casing depth, geological section, lithology, thermobaric conditions, design planned mechanical velocity, etc. are not taken into account.

The actual fluid rheology must be calculated from the actual movement of the fluid in the annulus, i.e. the actual values of the shear stress and effective viscosity must be chosen strictly in accordance with the actual speeds of the upward flow of the solution in the annulus.

Keywords: well construction, rheology, carrying capacity, effective viscosity, shear stresses, drilling fluids, complications.

References

1. MACOVEI, N. *Well drilling hydraulics* [Gidravlika bureniya]. Translated from Romanian. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
2. RYAZANOV, Ya.A. Reference book on drilling muds [Spravochnik po burovym rastvoram]. Moscow: Nedra, 1979. (Russ.).
3. GAYDAROV, A.M., A.A. KHUBBATOV, D.V. IZYUMCHENKO et al. The choice of the drilling fluid rheological parameters [O vybore reologicheskikh pokazateley burovogo rastvora]. *Stroitelstvo Neftnykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe in na More*, 2021, no. 4, pp. 19–24, ISSN 0130-3872. (Russ.).
4. DEDUSENKO, G.Ya., V.I. IVANNIKOV, M.I. LIPKES. *Drilling muds with small content of solid phase* [Burovyye rastvory s malym sodержaniyem tverдой fazy]. Moscow: Nedra, 1985. (Russ.).
5. KISTER, E.G. *Chemical treatment of drilling muds* [Khimicheskaya obrabotka burovyykh rastvorov]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
6. ROGERS, W.F. *Composition and properties of oil well drilling fluids* [Sostav i svoystva promyvochnyykh zhidkostey dlya bureniya neftnykh skvazhin]. Translated from English. 3rd ed. Moscow: Nedra, 1967. (Russ.).
7. GAYDAROV, A.M. *Studying and designing polymer-cationic drilling fluids for well construction in complicated mining and geological conditions* [Issledovaniye i razrabotka polimerkationnykh rastvorov dlya stroitelstva skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh]. Candidate's thesis (engineering). Ufa State Oil Technical University. Ufa, 2023. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

Особенности проведения газодинамических исследований низкопродуктивных газоконденсатных объектов

А.Н. Волков¹, И.А. Шиков¹, К.Ю. Жданов^{1*}

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Газодинамические исследования (ГДИ) являются неотъемлемой составляющей мониторинга разработки газоконденсатных месторождений (ГКМ) от этапа разведочного бурения и до завершения всего цикла разработки. Выбор технологии проведения и методики интерпретации ГДИ напрямую влияет на качество получаемых результатов. В условиях низкой продуктивности изучаемых объектов разработка ГКМ на позднем этапе обуславливает дополнительные сложности для проведения ГДИ, которые выражаются в невозможности создания большого шага по депрессии, длительности процессов стабилизации забойных параметров, необходимости применения высокоточного оборудования для изменения термобарических параметров, дебита газа.

В статье на примере низкопродуктивных эксплуатационных объектов месторождения Ставропольского края рассматриваются стандартная методика проведения ГДИ и интерпретации их данных и новые подходы. Выполнена экспертная оценка применимости стандартного подхода к выполнению комплекса ГДИ. Установлено несоответствие методического обеспечения проведения ГДИ текущим условиям выполнения работ на низкопродуктивных объектах.

На основании многолетней практики проведения комплекса ГДИ на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в условиях низкой продуктивности изучаемых объектов специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта разработаны рекомендации для повышения эффективности выполнения исследований и качества определяемых параметров. Представленные рекомендации применимы для месторождений с низкими фильтрационными свойствами, когда технически затруднительно или невозможно выполнение стандартного комплекса ГДИ.

Ключевые слова: газодинамические исследования скважин, низкопродуктивные объекты, режимы фильтрации, уравнение притока, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, кривая восстановления давления.

Использование комплекса газодинамических исследований (ГДИ) как инструмента изучения технологических параметров работы скважин и фильтрационных свойств пластов и залежей, регламентируется¹ для всего периода разработки газоконденсатного месторождения (ГКМ). Применение ГДИ сводится к решению обратной задачи подземной гидромеханики на основе уравнений нестационарной и стационарной фильтрации флюидов в пористой среде.

Стандартный подход к решению уравнений фильтрации предусматривает применение ГДИ на нестационарных режимах для расчета свойств зоны дренирования, а также проведение исследований на нескольких стационарных режимах с целью определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений, характеризующих уравнение притока газа к скважине:

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ_{гс} + bQ_{гс}^2, \quad (1)$$

где Δp^2 – квадратичная депрессия на пласт, МПа²; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; p_3 – забойное давление, МПа; $Q_{гс}$ – дебит газа сепарации, тыс. м³/сут; a – коэффициент фильтрационных сопротивлений вязкостному трению, МПа²/(тыс. м³/сут); b – коэффициент фильтрационных сопротивлений силам инерции, (МПа²/(тыс. м³/сут))².

Графическое отображение уравнения (1), называемое индикаторной диаграммой (ИД), представляет собой исходящую из точки {0; 0} ветвь параболы, с выпуклостью

¹ См.: Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений: методические указания: РД 153-39.0-109.01. – М.: Экспертнефтегаз, 2002. – 81 с.

в сторону оси абсцисс, а линейризация уравнения (1) в координатах « $\Delta p^2/Q_{гс} - Q_{гс}$ » позволяет определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений (рис. 1).

На разных этапах изученности ГКМ условия применения комплекса ГДИ на стационарных режимах различны. Если первичные исследования, направленные на изучение начальных свойств пластовой флюидальной системы, проводятся на объектах, не подверженных влиянию процессов, протекающих в период разработки, то проведение текущих исследований, в особенности на поздней стадии эксплуатации месторождения, сопровождается, как правило, следующими факторами:

- снижением упругого запаса залежи углеводородов (УВ);
- изменением свойств пластовой УВ-системы в зоне дренирования;
- обводнением газонасыщенной зоны дренирования;
- развитием процессов двухфазной фильтрации.

Данные факторы обуславливают снижение продуктивности изучаемых объектов и следующие особенности применения комплекса ГДИ:

- проведение исследовательских работ в условиях длительности процессов стабилизации определяемых параметров;
- необходимость учета изменчивости фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенной зоны объекта дренирования,

а также свойств добываемого флюида на различных режимах.

Помимо этого, ввиду наложения технико-экономических факторов, сопровождающих процесс разработки, технология проведения текущих исследований зачастую предусматривает работу скважины в газосборную сеть, которая в условиях эксплуатации низкопродуктивных объектов будет ограничена условием стабильного технологического режима работы скважины, с одной стороны, и давлением в шлейфе – с другой.

Влияние вышеперечисленных факторов проведения ГДИ в условиях низкой продуктивности влечет за собой, как правило, искажение формы ИД в квадратичном масштабе и смещение ее начала относительно точки $\{0; 0\}$. Это, в свою очередь, приводит к ошибкам в расчете коэффициентов фильтрационных сопротивлений по графику зависимости $\Delta p^2/Q_{гс}$ от $Q_{гс}$.

Решение вопроса применимости ГДИ в условиях низкой продуктивности изучаемых объектов обусловило развитие методологии проведения и интерпретации ГДИ в рамках стандартного подхода. Так, длительность процессов стабилизации нивелируется посредством применения ускоренных методов исследований, допускающих использование нестабилизированных значений давлений и дебита.

В свою очередь, влияние изменчивости свойств пластовой флюидальной системы и наличие погрешностей в расчетах определяемых параметров обусловили необходимость

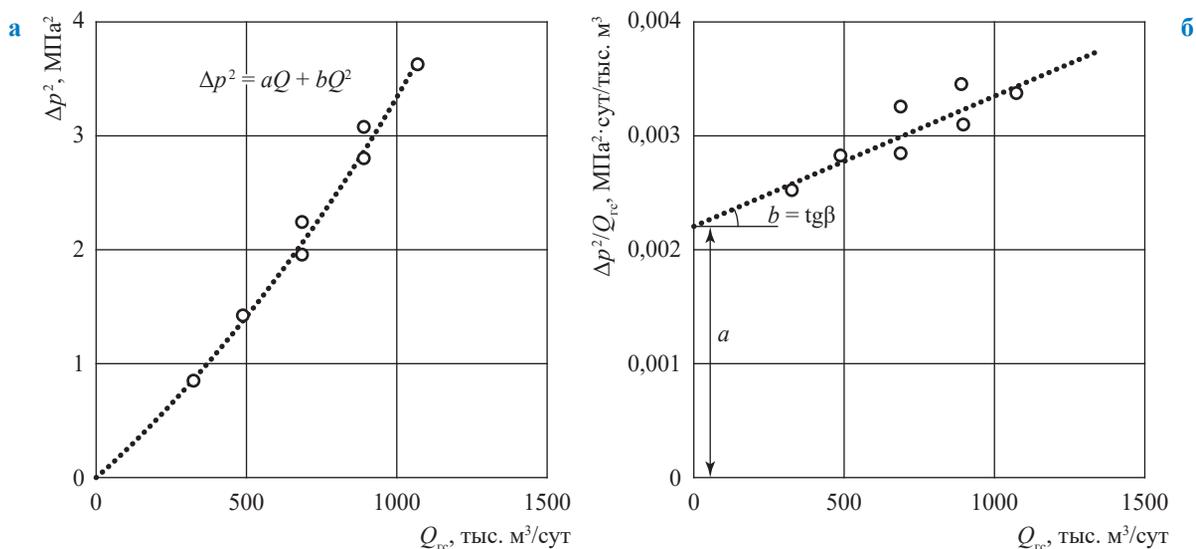


Рис. 1. Стандартная ИД газоконденсатной скважины, обработанная в квадратичных (а) и линейных (б) координатах

разработки разнообразных методик, позволяющих снизить влияние дополнительных факторов на форму ИД, что в общем случае производится путем ввода в уравнение (1) коэффициентов a' , b' , c :

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = a'Q_{\text{гс}} + b'Q_{\text{гс}}^2 + c. \quad (2)$$

В зависимости от выбранной методики обработки аналитическое описание поправочных коэффициентов имеет различную структуру, однако при совместном влиянии нескольких факторов низкой продуктивности нахождение комплексного аналитического решения осложняется. Тем не менее в рамках стандартного подхода к обработке результатов ГДИ применение поправочных коэффициентов зачастую является единственным возможным способом решения уравнения стационарной фильтрации для низкопродуктивных объектов.

Стандартная практика интерпретации ГДИ низкопродуктивных объектов

Стандартный подход рассмотрен на примере низкопродуктивных эксплуатационных объектов газоконденсатного месторождения Ставропольского края. Месторождение разрабатывается с 1968 г. и характеризуется высокой степенью выработки запасов. Газовые залежи приурочены к пластам I₁, II и I₄ верхнемайкопских отложений, а газоконденсатные – к пластам I/3 и I/4 нижнемеловых отложений.

Эксплуатация скважин производится в условиях минимальных рабочих депрессий и проявления водопритоков. Помимо этого, разработка залежи в верхнемайкопских отложениях сопряжена с выносом твердой породы из призабойной зоны пласта (ПЗП), что накладывает ограничения по создаваемой депрессии.

Проанализированы результаты исследований скважин, выполненных в 2018–2022 гг. Стандартный комплекс ГДИ скважин месторождения включает исследования методом установившихся отборов на трех-пяти режимах с последующей остановкой скважины на запись кривой восстановления давления (КВД). Совокупная работа скважины на данных режимах с целью достижения стабильности определяемых параметров имеет высокую продолжительность и может длиться более 100 ч. В то же время ввиду незначительности времени, закладываемого на остановку скважины (не более 24 ч), пластовое давление

недовосстановлено и определяется расчетным путем. Для определения забойных параметров проводится запись распределения термобарических параметров по стволу скважины с последующим пересчетом замеренных давлений и температур на отметку середины интервала перфорации.

При исследовании скважин, пробуренных на верхнемайкопские отложения, рабочие значения дебита газа изменялись в пределах 1...7 тыс. м³/сут при значениях создаваемых депрессий 0,02...0,45 МПа. Более половины режимов исследований характеризовались дебитом газа, не превышающим 2 тыс. м³/сут, а по 12 из 27 проведенных исследований разница дебитов газа между максимальным и минимальным режимом составляла менее 1 тыс. м³/сут.

При исследовании скважин, вскрывающих нижнемеловые отложения, дебит газа сепарации изменялся от 1,6 до 13,5 тыс. м³/сут при депрессиях 1,21...7,45 МПа. Несмотря на лучшие фильтрационные свойства данных объектов в сравнении с пластами верхнемайкопских отложений, дополнительным фактором, усложняющим исследования, является высокая степень обводненности объектов. Дебиты воды составляют от 0,66 до 2,04 м³/сут.

Обработка результатов исследований скважин по уравнению (1), представленная на примере скв. 131 (рис. 2), неприменима, так как полученная зависимость Δp^2 от $Q_{\text{гс}}$ не проходит через начало координат, а зависимость $\Delta p^2/Q_{\text{гс}}$ от $Q_{\text{гс}}$ имеет отрицательный наклон.

Для решения уравнения стационарной фильтрации в рамках стандартного подхода специалистами научно-производственных подразделений в соответствии с внутренней нормативной базой применяется ввод поправочных коэффициентов c и a' без учета рекомендаций действующей инструкции² по исследованию газоконденсатных скважин.

Ввиду комплексного влияния факторов, искажающих форму ИД, таких как погрешности в определении технологических параметров работы скважины, изменение свойств ПЗП, проявление водопритоков, сравнительный анализ разнообразных аналитических методов решения уравнения стационарной фильтрации

² См.: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: Р Газпром 086-2010: в 2 ч. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. 1. – 234 с.; Ч. 2. – 319 с.

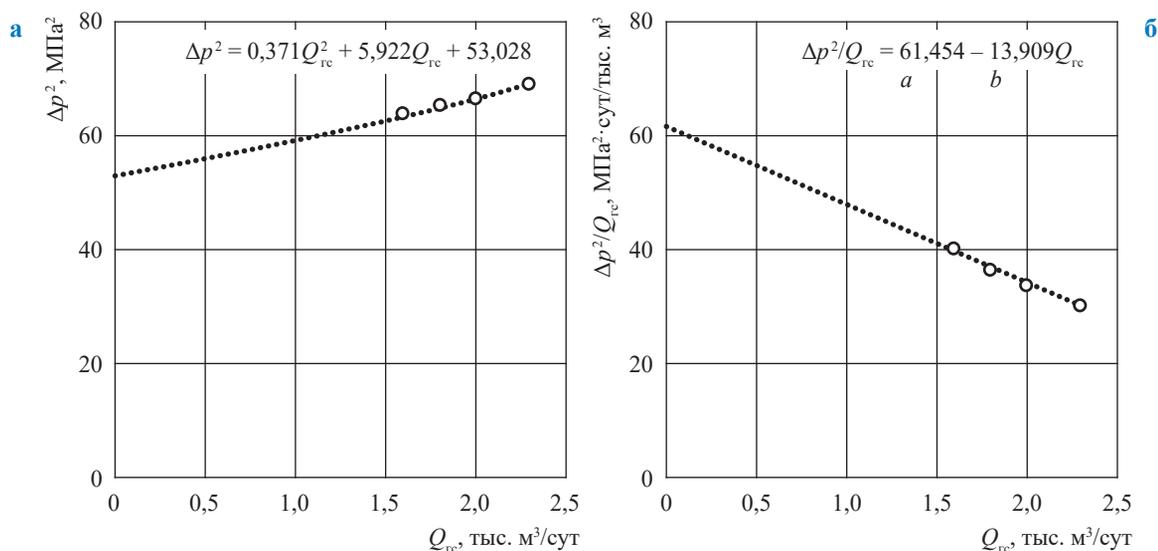


Рис. 2. ИД скв. 131 без учета влияния дополнительных факторов в квадратичных (а) и линейных (б) координатах

в рамках стандартного подхода не представляется возможным. Однако, несомненно, выбор метода установившихся отборов в качестве технологии проведения исследований имеет недостаток, связанный с длительностью стабилизации определяемых параметров.

Недостаток применяемой методики в рамках изучения низкопродуктивных объектов предопределил возможность использования нестандартного подхода к интерпретации ГДИ на стационарных режимах.

Применение методики исследований низкопродуктивных объектов, разработанной в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

С целью анализа возможности оптимизации существующего подхода к проведению ГДИ переобработаны результаты исследований скважин, дренирующих верхнемайкопские и нижнемеловые отложения, по методике, применяемой сотрудниками филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Методика апробирована как на низкопродуктивных объектах в условиях развития процессов двухфазной

фильтрации, длительности процессов стабилизации определяемых параметров, так и на скважинах с рабочими значениями дебитов до 100 тыс. м³/сут [1].

Сущность методики заключается в расчете коэффициентов квадратичного уравнения притока по результатам отработки скважины на одном режиме (технологическом) с последующей регистрацией КВД. Данная методика позволяет производить экспресс-оценку параметров уравнения притока газа к скважине без проведения дополнительных исследований на нескольких режимах.

Сравнение результатов, полученных стандартным методом (метод 1) и по методике филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (метод 2), представлено в табл. 1. Сходимость определяемых параметров оценивалась по значению абсолютно свободного дебита газа (АСД), рассчитанного с применением полученных значений коэффициентов уравнения притока. Расхождение в показателе АСД при расчете коэффициентов фильтрационных сопротивлений двумя разными методиками составило не более 5 %.

Таблица 1

Сопоставление результатов интерпретации данных ГДИ двумя методами

Параметр	Скв. 69		Скв. 80		Скв. 131		Скв. 167	
	метод 1	метод 2	метод 1	метод 2	метод 1	метод 2	метод 1	метод 2
a , МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	0,092	0,078	0,218	0,227	29,719	29,583	2,989	4,313
b , (МПа ² /(тыс. м ³ /сут)) ²	0,009	0,009	0,003	0,003	0,130	0,101	0,268	0,058
АСД, тыс. м ³ /сут	5,9	6,1	12,5	12,4	2,7	2,8	7,1	7,3

Предложенный подход позволяет сократить общее время ГДИ ввиду отсутствия необходимости исследования скважин на режимах, отличных от технологического. Дополнительно с этим сокращение количества режимов будет способствовать повышению точности определения забойных давлений и дебитов газа, так как при длительной работе скважины на технологическом режиме данные параметры характеризуются установившимися значениями.

О возможности исследований низкопродуктивных объектов без учета инерционных сил

Как было сказано выше, стандартный подход к интерпретации данных ГДИ на стационарных режимах предполагает решение квадратичного уравнения притока (1). Тем не менее ввиду малых скоростей фильтрации газа для низкопродуктивных пластов существует возможность обработки полученных результатов с применением линейной зависимости (уравнения Дарси) без учета инерционной составляющей. Критерием выбора того или иного уравнения притока будет являться число Рейнольдса (Re),

характеризующее соотношение сил инерции и вязкости в потоке.

В общем случае при фильтрации газа в трубах с круглым сечением критическое число Рейнольдса ($Re_{кр}$), соответствующее ламинарному течению, составляет 2000...3000 ед., однако это значение является условным, так как четкой границы перехода от ламинарного режима к турбулентному не существует. Для скважин верхнемайкопских отложений, характеризующихся наибольшей степенью выработанности запасов, рассчитан критерий Re при их работе на соответствующих режимах (табл. 2). Наименьшие значения Re наблюдаются для скважины, исследования которой выполнены в диапазоне изменения дебита от 0,5 до 1,0 тыс. м³/сут. На ее примере обрабатываем полученные результаты по квадратичной и линейной зависимостям (рис. 3).

Как видно на рис. 3, при обработке результатов квадратичной зависимостью (см. рис. 3а) коэффициент b имеет отрицательное значение, что говорит о влиянии дополнительных факторов, искажающих форму ИД. В то же время обработка результатов линейной зависимостью

Таблица 2

Расчет критерия Рейнольдса для скважин, дренирующих верхнемайкопские отложения

Режим	Скв. 52	Скв. 53	Скв. 67	Скв. 69	Скв. 80	Скв. 87	Скв. 93
I	2555,2	16211,3	6180,1	5167,2	11695,1	3031,4	8601,0
II	3873,3	20464,1	8313,7	4027,5	15602,8	4700,7	6055,5
III	5591,1	25033,7	10412,5	6575,5	19493,7	6926,4	5131,5

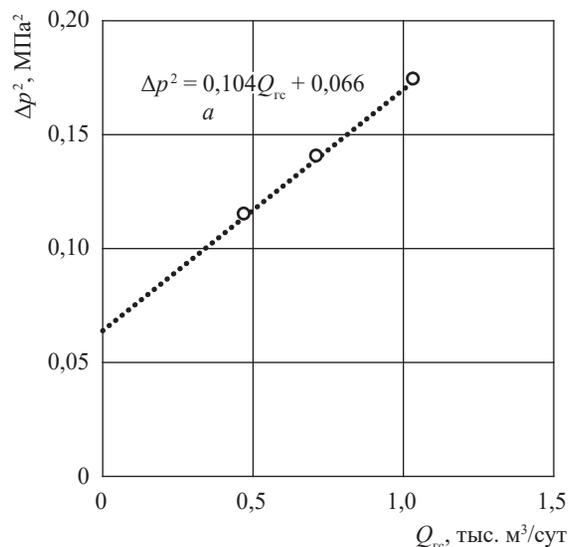
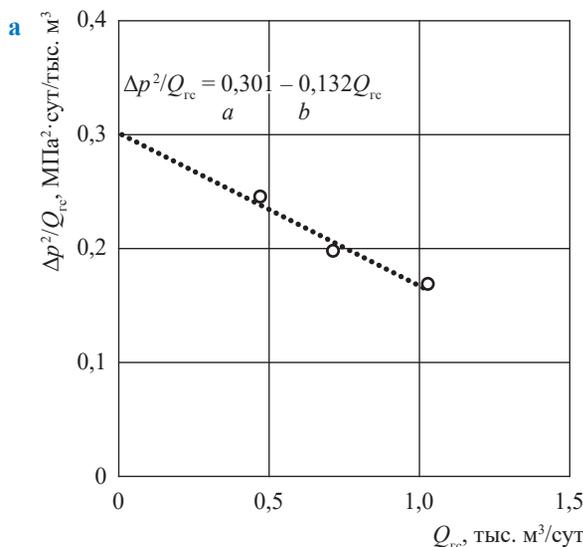


Рис. 3. ИД, обработанные с применением двучленного (а) и одночленного (б) уравнений притока

(см. рис. 3б) не учитывает влияния сил инерции, тем самым рассчитанное значение коэффициента a ввиду его преобладающего влияния при малых скоростях фильтрации можно считать более достоверным. Наличие в полученном уравнении притока коэффициента 0,066 МПа, отсекаемого касательной на оси ординат, может говорить о неточности в определении забойных и пластовых параметров.

На примере проделанной работы показано, что даже в условиях низкой продуктивности изучаемых объектов существует возможность оптимизации комплекса ГДИ на стационарных

режимах путем внедрения новых нестандартных подходов, которые на фоне получения достоверных результатов позволяют сократить время исследований и повысить качество результатов исследовательских работ.

Список литературы

1. Шиков И.А. Подход к определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений газоконденсатной скважины / И.А. Шиков, К.Ю. Жданов, А.Н. Рочев // Материалы IV Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2022)», Москва, 22–23 сентября 2022 г. – С. 21.

Specifics of gas-dynamic tests for cases of low-productive gas-condensate facilities

A.N. Volkov¹, I.A. Shishkov¹, K.Yu. Zhdanov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Gas-dynamic tests (GDT) are immanent to monitoring of gas-condensate field (GCF) development from a stage of prospective drilling and to the total end of the whole cycle. Choosing a procedure for GDT data interpretation directly influences the quality of the obtained results. In case of low productivity of the GCF facilities at the late stage of production, there are the additional obstacles for GDT implementation. These are the impossibility to create the large increment of depression, continuous stabilization of the bottom-hole parameters, necessary application of the precise equipment to change the thermobaric parameters and gas flow rates.

For a case of the low-performance productive facilities of a field at the Stavropol Territory, this article studies epy standards and epy practice of GDTs arranging and interpreting their results. Authors expertly assessed the applicability of a standard GDT complex procedure and uncovered the mismatch of the GDT guidelines to the conditions of the real works at the low-productive facilities.

On the grounds of the longstanding GDT practice at the fields of Timan-Pechora oil-gas-bearing province in situation of the low performance of the studied facilities, the specialists from the Gazprom VNIIGAZ LLC subsidiary in Ukhta have worked out a set of recommendations to improve efficiency of tests and quality of their results. The suggested recommendations are applicable for the fields with poor filtration properties when accomplishment of the standard GDT procedure is either impossible or technically difficult.

Keywords: gas-dynamic well tests, low-productive facilities, filtration modes, flow equation, factors of filtration resistance, pressure buildup curve.

References

1. SHISHKOV, I.A., K.Yu. ZHDANOV, A.N. ROGACHEV. Approach to determining filtration resistance factors for a gas-condensate well [Podkhod k opredeleniyu koeffitsiyentov filtratsionnykh soprotivleniy gazokondensatnoy skvazhiny]. In: *Studies of petroleum reservoir systems: challenges and prospects: Proc. of the 4th International scientific conference (SPRS-2022)*, Moscow, 22–23 September 2022, p. 21. (Russ.).

УДК 622.279

О законе фильтрации газа в неоднородном пласте

О.В. Николаев^{1*}, А.Н. Шандрыгин¹, А.А. Плосков¹, И.В. Стоноженко¹,
А.В. Соломахин², В.Г. Васильев²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

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

Тезисы. Для адекватного определения продуктивности газовых скважин на различных режимах их эксплуатации необходим корректный учет инерционной составляющей фильтрационного сопротивления пласта. Нелинейный коэффициент фильтрационного сопротивления, обусловленный инерционными силами, определяется по результатам промысловых газодинамических исследований скважин (ГДИ). В случае отсутствия результатов ГДИ нелинейный коэффициент фильтрационного сопротивления может быть рассчитан с использованием такого параметра пористой среды, как макрошероховатость, который может быть определен по корреляционной связи с коэффициентом проницаемости. Однако в реальных условиях слоистая неоднородность продуктивного пласта вносит существенные коррективы в зависимости между этими параметрами, полученные по результатам лабораторных исследований. В настоящей статье предложен метод учета неоднородности пластов для расчета нелинейного коэффициента фильтрационного сопротивления по имеющимся данным о проницаемости отдельных пропластков с использованием зависимости между макрошероховатостью и проницаемостью.

Ключевые слова: закон фильтрации, коэффициент фильтрационных сопротивлений, проницаемость, макрошероховатость, газодинамические исследования скважин, эксплуатация скважин, неоднородность пласта, корреляционная связь, продуктивность пласта.

Как известно, в процессе эксплуатации газовых скважин фильтрация газа в пласте происходит с отклонениями от закона Дарси, чего не наблюдается при фильтрации нефти и других жидкостей. Е.М. Минский связал этот эмпирический факт с проявлениями инерционных сил [1–3], которые становятся существенными за счет высоких скоростей фильтрующегося газа, несмотря на меньшую, чем у нефти, плотность движущейся среды. Поскольку закон фильтрации пластового флюида играет существенную роль при проектировании добычи, его теоретическому и экспериментальному исследованию посвящено значительное количество работ [4–14]. Однако до сих пор не вполне сформировалась методология переноса результатов теоретических и лабораторных исследований движения газа в микроскопических каналах различной конфигурации и пористых средах на фильтрационные течения в пластовых условиях.

В настоящей статье авторы анализируют взаимосвязи фильтрационных коэффициентов пород-коллекторов в лабораторных и промысловых условиях, включая проницаемость и макрошероховатость – параметр, введенный Е.М. Минским и характеризующий способность пористой среды активизировать инерционную составляющую фильтрационного потока.

Закономерное отклонение от закона Дарси при фильтрации газа привело к появлению квадратичного члена в уравнении притока газа к скважине:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = aQ + bQ^2, \quad (1)$$

где $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление на контуре питания скважины; $p_{\text{заб}}$ – давление на забое скважины; Q – дебит скважины; a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления. Для случая плоскорадиальной фильтрации газа к стволу вертикальной скважины

$$a = \frac{\mu z T_{\text{пл}} p_{\text{ст}}}{\pi k H T_{\text{ст}}} \ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 \right), \quad (2)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ст}} z T_{\text{пл}} p_{\text{ст}}}{2\pi^2 H^2 T_{\text{ст}}} \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} + C_2 \right). \quad (3)$$

Здесь μ , z , $T_{пл}$ – вязкость, фактор сжимаемости и температура газа в пластовых условиях; $T_{ст} = 293,15$ К и $p_{ст} = 101325$ Па – соответственно температура и давление в стандартных условиях; H – мощность пласта; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус вскрытого участка ствола; k – проницаемость пласта; l – макрошероховатость пласта; C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины. Все величины в формулах (1)–(3) выражены в СИ.

В структуре формулы (3) в соответствии с существующими представлениями учитывается инерционная составляющая потерь давления, которая определяется таким параметром пласта, как макрошероховатость l , отражающим сложную микроструктуру пористой среды в масштабе зерен и пор породы и инициирующим искусственное возникновение микроскопических вихрей фильтрующегося флюида за счет наличия кривизны и многочисленных пересечений каналов пор с движущимися в них с разными скоростями струйками газа разных плотностей [2–5]. Отметим, что сам термин «макрошероховатость» не вполне удачен, поскольку при его использовании возникает ассоциация с шероховатостью стенок канала в трубной гидравлике, являющейся причиной увеличения диссипации кинетической энергии потока флюида: чем больше шероховатость, тем больше потери энергии. В пористых средах, наоборот, инерционная составляющая потерь давления обратно пропорциональна макрошероховатости.

Сложность практического учета инерционной составляющей заключается в отсутствии регламентированных методов определения макрошероховатости. Если измерение проницаемости является обычной процедурой стандартных исследований керна, то измерения макрошероховатости в лабораториях физики пласта, как правило, не проводятся. На практике используются два источника информации об этом параметре: корреляционные зависимости от проницаемости, полученные на основе специальных лабораторных экспериментов, и расчеты этого параметра по результатам промысловых газодинамических исследований скважин. При этом до сих пор нет ответа на вопрос, приводят ли определения макрошероховатости с использованием этих двух источников к идентичным результатам?

Показано [5], что в насыпных грунтах макрошероховатость зависит от размера слагающих породу зерен, в то время как в консолидированных породах эта зависимость не соблюдается. Анализ опубликованных результатов лабораторных измерений проницаемости и макрошероховатости кернов природных коллекторов (как песчаников, так и известняков) [6–13] позволил построить зависимость макрошероховатости (l , м) от коэффициента проницаемости (k , мД) (рис. 1).

В лабораторных экспериментах, проведенных различными авторами с различными пористыми средами, прослеживается корреляция между параметрами l и k (см. рис. 1).

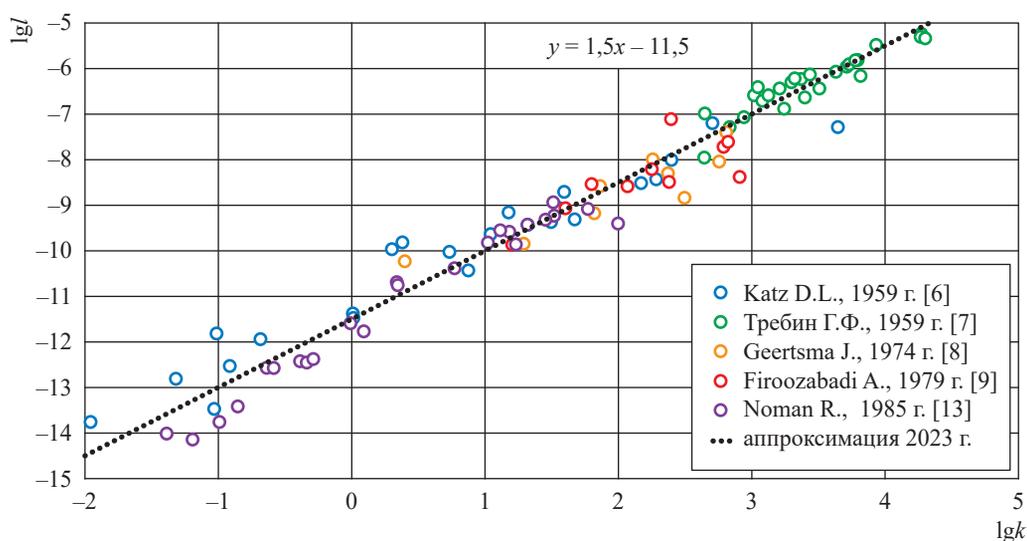


Рис. 1. Эмпирическая зависимость $l = f(k)$, полученная по результатам лабораторных исследований

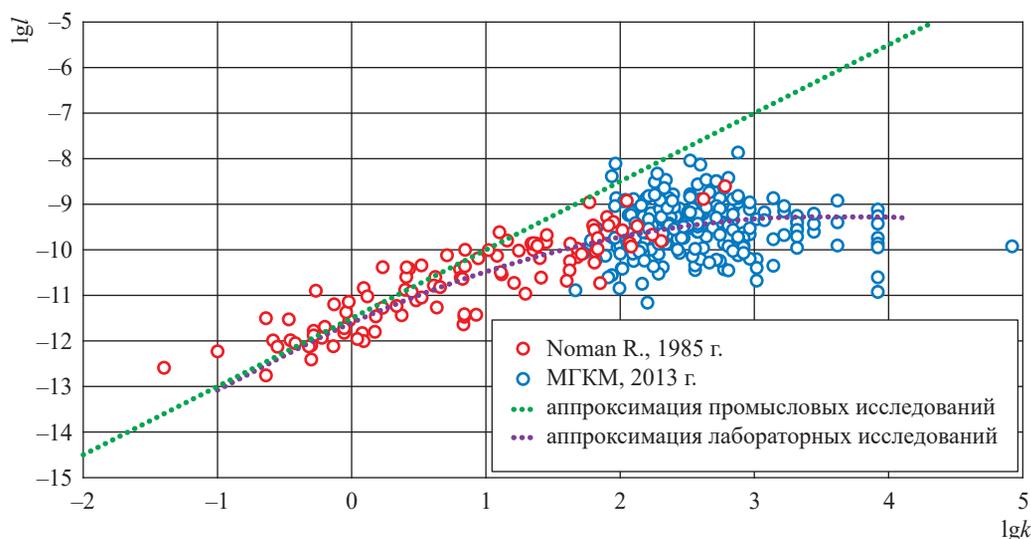


Рис. 2. Зависимость $l = f(k)$, полученная по результатам промысловых исследований скважин

Аппроксимация экспериментальных данных методом наименьших квадратов выражается формулой¹

$$l = 3 \cdot 10^{-12} k^{1.5}. \tag{4}$$

Опубликованы [9–11] около десятка формул, аналогичных формуле (4), которые несколько различаются между собой численными коэффициентами, поскольку построены по различным массивам экспериментальных данных. Формула (4) определена по консолидированному объему опубликованных к настоящему времени данных, что дает основание считать ее наиболее точной.

Для сравнения зависимостей между макрошероховатостью и проницаемостью, полученных в лабораторных и промысловых условиях, воспользуемся данными, полученными по результатам исследований 105 скважин месторождений Северного моря в Нидерландах [13], и результатами обработки исследований 320 скважин месторождения Медвежье (МГКМ), проведенных в 2013 г. Вычисления значений величин k и l осуществляются по соотношениям (2) и (3) с использованием рассчитанных по результатам газодинамических исследований (ГДИ) скважин коэффициентов a и b .

Очевидно, значениям k и l , полученным таким способом, присущи более существенные

погрешности, чем в лабораторных условиях, поскольку формулы (2) и (3) содержат параметры, которые в промысловых условиях могут быть оценены лишь приблизительно. При обработке результатов ГДИ скважин МГКМ для простоты принималось, что $C_1 = C_2 = 0$, имея в виду, что фильтрационные параметры, оцененные таким способом, могут быть несколько занижены (в предельном, редко встречающемся, варианте – на 30...40 %) за счет несовершенства скважин по степени и характеру вскрытия.

На рис. 2 представлены в логарифмическом масштабе зависимости $l(k)$, полученные по результатам обработки данных ГДИ вертикальных скважин. Несмотря на значительный разброс данных, прослеживается тенденция существенного отличия результатов промысловых исследований от лабораторных, особенно в хорошо проницаемых пластах. В соответствии с аппроксимацией (см. рис. 2) зависимость между фильтрационными параметрами k и l отражается формулой

$$l = 2 \cdot 10^{-12} k^{1.3 - 0.18 \lg k}. \tag{5}$$

Согласно рис. 2, квадратичный (инерционный) член закона фильтрации в реальных условиях более значителен, чем это следует из лабораторных экспериментов. Формула (5) может быть рекомендована для оценки инерционного члена в уравнении притока газа к скважинам в коллекторах в диапазоне проницаемостей от 0,1 мД до 10 Д.

¹ Здесь, как и на рис. 1 и далее в формуле (5), макрошероховатость выражена в метрах, проницаемость – в миллиардах.

По мнению авторов, существенные различия в лабораторных и промысловых оценках инерционной составляющей потерь давления при фильтрации газов, иллюстрируемые рис. 2, возникают за счет существенной неоднородности призабойной зоны пласта. Для проверки данной гипотезы рассмотрим зону дренирования вертикальной совершенной скважины, вскрывающей слоистый пласт, состоящий из n разобленных (несвязанных между собой) однородных пропластков, с общими контуром питания радиусом R_k и давлением на нем p_k . Для i -го пропластка: проницаемость – k_i , макрошероховатость – l_i , мощность – h_i , $1 \leq i \leq n$.

Примем, что макрошероховатость и проницаемость каждого пропластка связаны между собой корреляционной зависимостью (4), полученной по результатам лабораторных исследований кернов. Представим макрошероховатость как функцию k (обе величины выражены в единицах СИ):

$$l_i = 9,510^{10} k_i^{1.5}. \quad (6)$$

При принятых предположениях коэффициенты фильтрационного сопротивления каждого из n пропластков для случая плоскорадиальной фильтрации газа подчиняются соотношениям:

$$a_i = \frac{\mu z T_{пл} p_{ст}}{\pi k_i h_i T_{ст}} \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right), \quad (7)$$

$$b_i = \frac{\rho_{ст} z T_{пл} p_{ст}}{2\pi^2 l_i h_i^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (8)$$

Запишем формулы (7) и (8) в виде

$$a_i = \frac{A^*}{k_i h_i}, \quad (9)$$

$$b_i = \frac{B^*}{l_i h_i^2}, \quad (10)$$

где величины

$$A^* = \frac{\mu z T_{пл} p_{ст}}{\pi T_{ст}} \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right), \quad (11)$$

$$B^* = \frac{\rho_{ст} z T_{пл} p_{ст}}{2\pi^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right) \quad (12)$$

не зависят от фильтрационных свойств пласта и одинаковы для всех пропластков. Очевидно, при принятых предположениях для каждого из пропластков справедливо соотношение

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = a_i q_i + b_i q_i^2, \quad (13)$$

где q_i – расход газа в i -м пропластке при забойном давлении $p_{заб}$, приведенный к стандартным условиям.

При этом для всей совокупности пропластков можно записать:

$$\Delta p^2 = \frac{A^*}{n} \sum_1^n \frac{q_i}{k_i h_i} + \frac{B^*}{n} \sum_1^n \frac{q_i^2}{l_i h_i^2}, \quad (14)$$

$$Q = \sum_1^n q_i; \quad (15)$$

$$H = \sum_1^n h_i.$$

Зная параметры пропластков, можно по уравнению (13) рассчитать вклад каждого из пропластка в дебит скважины и, соответственно, суммарный дебит при любой депрессии на пласт. Это будет точным решением рассматриваемой задачи, используемым в качестве эталона при дальнейшем анализе. Отметим, что выражения (1) и (14) для группы работающих пропластков, строго говоря, не тождественны друг другу. При этом выражение (14) можно было бы записать в виде (1) только в том случае, если бы были основания ожидать выполнения равенств

$$Q = \frac{kH}{n} \sum_1^n \frac{q_i}{k_i h_i}; \quad (16)$$

$$Q = \sqrt{\frac{lH^2}{n} \sum_1^n \frac{q_i^2}{l_i h_i^2}}.$$

Очевидно, равенства (16) выполнялись бы автоматически [14] при соблюдении условия

$$l_i = \alpha k_i^2, \quad (17)$$

где α – некоторая константа, но это (в соответствии с формулой (4)) противоречит результатам лабораторных экспериментов. Отметим, что формально существует принципиальная возможность подобрать такие величины эффективных проницаемости k и макрошероховатости l всей совокупности пропластков, чтобы одновременно выполнялись равенства (15) и (16), однако при этом не будет соблюдено принимаемое по умолчанию предположение о свойстве интенсивности этих параметров.

Другой метод определения средних для группы пропластков значений фильтрационных параметров заключается в следующем. Исходя из рассмотрения структуры

Таблица 1

Параметры пропластков в слоистом пласте

<i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
h_i , м	0,01	20	30	6	15	0,01	1	3
k_i , мД	$2 \cdot 10^6$	2	4	3	20	3000	0,5	12
l_i , м	$8,49 \cdot 10^{-3}$	$8,49 \cdot 10^{-12}$	$2,40 \cdot 10^{-11}$	$1,56 \cdot 10^{-11}$	$2,68 \cdot 10^{-10}$	$4,93 \cdot 10^{-7}$	$1,06 \cdot 10^{-12}$	$1,25 \cdot 10^{-10}$
a_i , МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	$1,72 \cdot 10^{-3}$	$8,60 \cdot 10^{-1}$	$2,87 \cdot 10^{-1}$	1,91	$1,15 \cdot 10^{-1}$	1,15	68,8	$9,56 \cdot 10^{-1}$
b_i , МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	$4,56 \cdot 10^{-6}$	$1,14 \cdot 10^{-3}$	$1,79 \cdot 10^{-4}$	$6,90 \cdot 10^{-3}$	$6,41 \cdot 10^{-5}$	$7,85 \cdot 10^{-2}$	3,65	$3,45 \cdot 10^{-3}$

соотношений (1)–(3) предположим, что осреднение может быть произведено по формулам

$$k = \frac{1}{H} \sum_1^n k_i h_i; \tag{18}$$

$$l = \frac{1}{H^2} \sum_1^n l_i h_i^2.$$

Отметим, что первое из соотношений (18) отражает свойство интенсивности для проницаемости; второе, однако, не обеспечивает такого же для макрошероховатости.

И, наконец, воспользуемся выводами Г.А. Зотова, предложившего формулы для определения границ диапазонов – минимума (далее – методика 1) и максимума (далее – методика 2), в пределах которых находятся значения² фильтрационных коэффициентов уравнения притока слоистых пластов [14, 15]. Граница минимальной продуктивности пласта определяется коэффициентами

$$A_1 = \frac{\sum \frac{a_i}{b_i}}{\left(\sum \sqrt{\frac{1}{b_i}}\right)^2}; \tag{19}$$

$$B_1 = \frac{1}{\left(\sum \sqrt{\frac{1}{b_i}}\right)^2};$$

граница максимальной продуктивности пласта – коэффициентами

$$A_2 = \lim_{\Delta p^2 \rightarrow 0} \frac{1}{nQ} \sum_1^n (a_i q_i); \tag{20}$$

$$B_2 = B_1 = \frac{1}{\left(\sum \sqrt{\frac{1}{b_i}}\right)^2}.$$

Отметим, что формулы (19) были выведены Г.А. Зотовым [15] при условии выполнения

неравенства $\frac{(a_i)^2}{4b_i} \Delta p^2 \ll 1$, которое может вы-

ступить серьезным ограничивающим фактором их применимости. Однако в Р Газпром 086-2010² это ограничение не упоминается.

После краткого обзора методов расчета фильтрационных характеристик слоистых пластов проведем анализ продуктивности скважины, вскрывшей неоднородный пласт, состоящий из восьми пропластков с общим контуром питания радиусом $R_k = 1000$ м, пластовым давлением $p_{пл} = 6,4$ МПа. В рассматриваемом примере примем, что пластовый газ – метановый, $r_c = 0,1$ м, диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) $D_u = 168$ мм, длина НКТ – 1230 м. Параметры пропластков представлены в табл. 1. Их суммарная мощность составляет около 75 м. Проницаемость и макрошероховатость каждого пропластка связаны соотношением (4).

Характеристика рассматриваемой скважины в соответствии с формулами (13)–(15) представлена на рис. 3, устьевое давление рассчитано по стандартной методике¹. Там же представлены гипотетические результаты ГДИ скважины, которые были бы получены при проведении исследований с помощью 100-миллиметрового диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ) на четырех режимах с шайбами 20,7; 30,5; 36,9 и 42,5 мм. На рис. 3 обозначены прямые, соответствующие уравнению для дебита газа, прористекающего через диафрагму ДИКТa [15]:

$$Q = \frac{Cp\Delta}{\sqrt{\rho z T}}, \tag{21}$$

где C – коэффициент диафрагмы ДИКТa, определяемый эмпирически; Δ – поправочный коэффициент, учитывающий зависимость адиабаты реального газа от термобарических

² См. также: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. II: Р Газпром 086-2010.

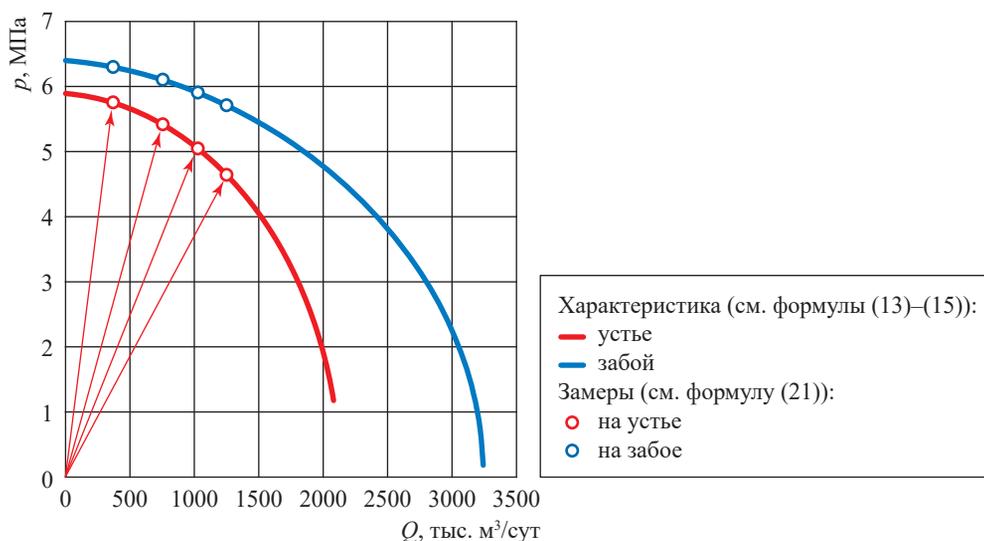


Рис. 3. Характеристика скважины с результатами ГДИ

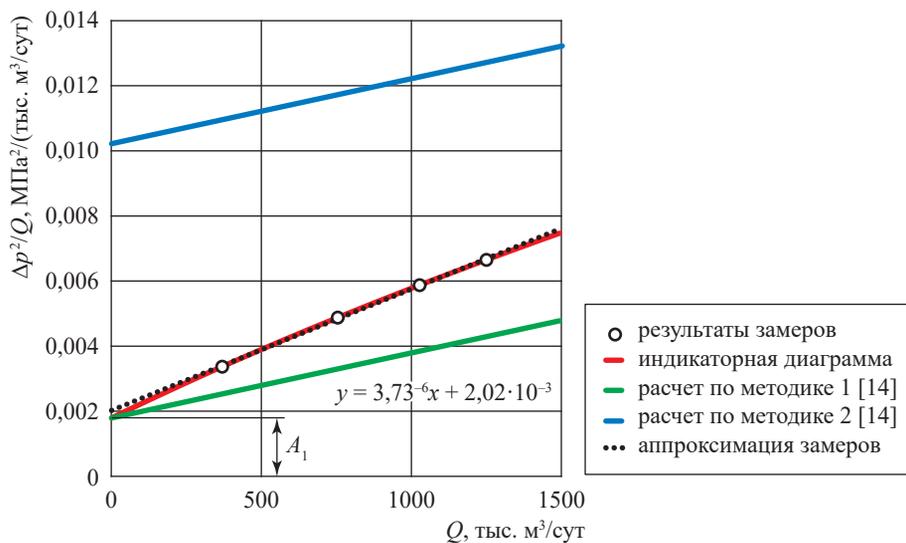


Рис. 4. Индикаторная диаграмма скважины

условий; $\bar{\rho} = \frac{\rho_{\text{ст}}}{1,205}$ – относительная плотность

газа по воздуху; p – давление перед диафрагмой, которое в наших расчетах можно принять приблизительно равным устьевому.

Индикаторная линия по результатам замеров изображена в координатах « $\frac{\Delta p^2}{Q} - Q$ »

на рис. 4. Здесь необходимо отметить, что индикаторная линия многопластовой залежи в координатах « $\frac{\Delta p^2}{Q} - Q$ » не является прямой, поскольку, как отмечено выше, уравнение (14)

не может быть выражено в виде (1). Это было замечено Г.А. Зотовым [14, 15], в связи с чем он разработал методику расчетов границ «коридора» для фильтрационных параметров, значения которых находятся в его пределах. Однако, как следует из рис. 4, в диапазоне достаточно невысоких дебитов результаты ГДИ могут быть аппроксимированы прямой, с высокой точностью воспроизводящей индикаторную линию пласта.

В связи с отмеченной кривизной индикаторной линии многопластовой залежи возникает вопрос об оценке максимально допустимой величины дебита, при которой результаты интерпретации ГДИ дадут возможность на основе

уравнения (1) воспроизводить достаточно точно реальные характеристики скважины.

Как показал анализ, задача определения максимального дебита при ГДИ с использованием ДИКТа решается достаточно просто, поскольку формула (21) выведена для условий, когда размер отверстия для критического истечения газа существенно меньше внутреннего диаметра трубы, из которой газ вытекает. Для ДИКТа это ограничение составляет приблизительно 0,5 диаметра ДИКТа. При невыполнении этого условия погрешность определения эмпирического коэффициента C , входящего в структуру формулы (21), существенно возрастает. Так, для 50-миллиметрового ДИКТа максимальный диаметр диафрагмы составляет 25 мм, для 100-миллиметрового ДИКТа эта величина равна 50 мм. В нашем примере максимальный диаметр отверстия диафрагмы равен 42,5 мм, что удовлетворяет сформулированным условиям и обеспечивает хорошее совпадение линейной аппроксимации с реальной индикаторной линией (см. рис. 4).

В табл. 2 представлены значения фильтрационных коэффициентов уравнения притока (1), полученные с помощью четырех

рассмотренных методик. На рис. 5 изображены кривые притока, рассчитанные с использованием этих коэффициентов: видно, что расчеты по данным ГДИ и по средним значениям фильтрационных параметров (см. формулу (18)) дают близкие результаты, наилучшим образом совпадающие с эталонными.

Из рис. 4 и 5 следует, что методики, рекомендуемые¹ для расчетов фильтрационных коэффициентов многопластовых залежей, могут давать чрезмерно широкий диапазон граничных значений характеристик, мало информативный с точки зрения практического использования.

В табл. 3 представлены результаты расчета эффективных значений проницаемости ($k_{эф}$) и макрошероховатости ($l_{эф}$) для слоистого пласта. В правом столбце указана величина $m = l_{расч}/l_{эф}$, где $l_{расч}$ определена исходя из значения величины $k_{эф}$ по уравнению (4).

Из табл. 3 следует, что эффективное («кажущееся») значение макрошероховатости слоистого пласта не подчиняется ни эмпирическому соотношению (4), полученному для однородных пористых сред, ни теоретическому

Таблица 2

Сравнительные значения фильтрационных коэффициентов в уравнении притока (1), полученные разными методами

Способ определения	A , МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	B , МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²
По результатам ГДИ (см. рис. 4)	0,00202	$3,73 \cdot 10^{-6}$
Осреднение по формуле (18)	0,00179	$4,42 \cdot 10^{-6}$
Методика 1 [14]	0,00179	$2,00 \cdot 10^{-6}$
Методика 2 [14]	0,01022	$2,00 \cdot 10^{-6}$

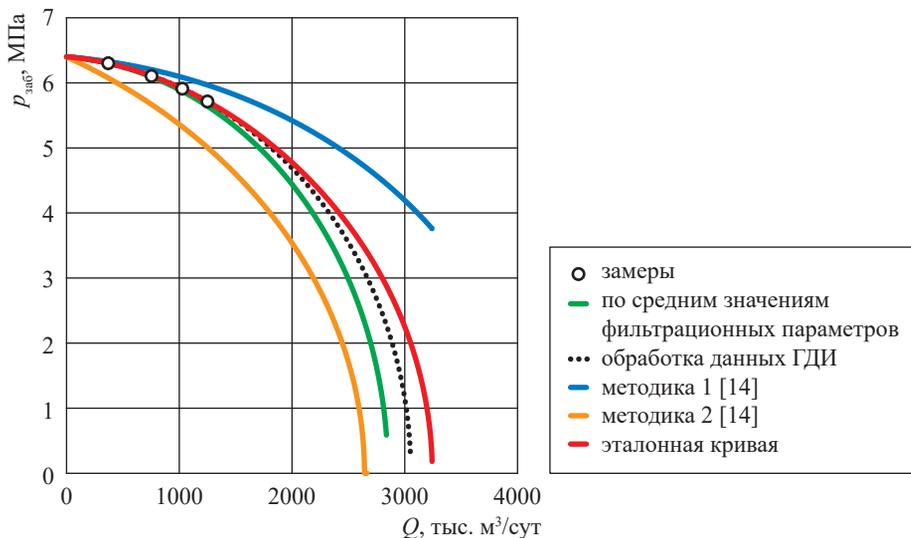


Рис. 5. Кривые притока скважины, рассчитанные по разным методикам

Таблица 3

**Эффективные значения фильтрационных параметров многопластовой залежи,
полученные по разным методикам**

Способ определения	$k_{эф}$, мД	$l_{эф}$, м	m
По результатам ГДИ	227	$1,84 \cdot 10^{-10}$	56
Осреднение по формуле (18)	257	$1,56 \cdot 10^{-10}$	80
Методика 1 [14]	256	$3,44 \cdot 10^{-10}$	36
Методика 2 [14]	45	$3,44 \cdot 10^{-10}$	3

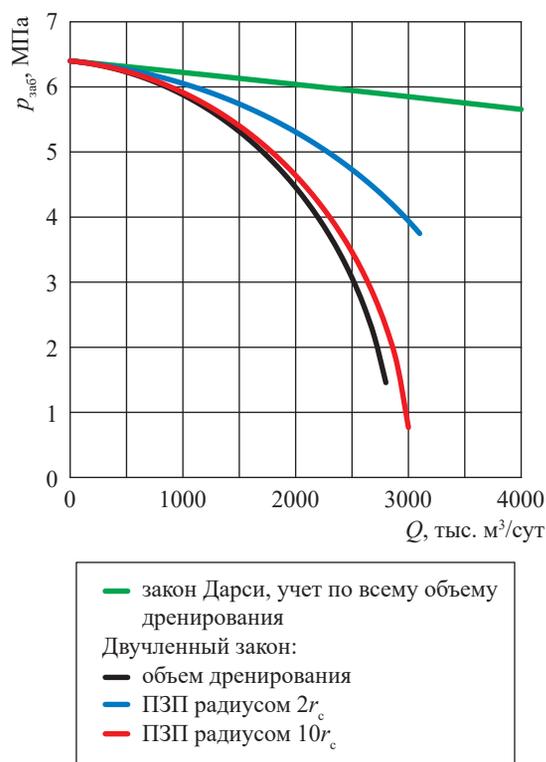


Рис. 6. Иллюстрация влияния инерционной составляющей фильтрационного сопротивления пласта

значению (см. формулу (17)), полученному путем анализа двучленного закона фильтрации; отличия составляют до трех порядков, что соответствует результатам промысловых исследований (см. рис. 2).

Теперь обратим внимание на значительный разброс значений фильтрационных коэффициентов пропластков в рассмотренном примере (см. табл. 1). Очевидно, что существование пропластков с такими характеристиками, выдержанными по всей дренируемой площади, маловероятно. В связи с этим возникает необходимость обосновать адекватность выводов проведенного анализа. Для этого воспользуемся тем известным фактом, что инерционный член в уравнении притока

становится существенным только в призабойной зоне пласта.

На рис. 6 приводится иллюстрация этого факта. Здесь изображены индикаторные линии пласта для четырех вариантов фильтрации газа: по закону Дарси во всем объеме дренирования; по двучленному закону во всем объеме дренирования; по двучленному закону в призабойной зоне пласта (ПЗП) радиусами в 2 раза и в 10 раз превышающими радиус ствола скважины, в остальной части пласта – по закону Дарси. Исходя из рисунка инерционные силы при фильтрации существенны только в ПЗП радиусом не более $10r_c$. За пределами этой зоны фильтрацию допустимо принимать соответствующей закону Дарси, что практически не скажется на расчетной характеристике скважины.

Очевидно, что в пределах столь ограниченной зоны, примыкающей к стволу скважины, неоднородность пласта может быть достаточно велика – как вследствие наличия перфорационных каналов, так и по причине постепенного разрушения пласта и образования каверн в процессе эксплуатации скважины, особенно при сопутствующих водопроявлениях [16]. Анализ подтверждает адекватность предложенной модели формирования фильтрационных свойств ПЗП реальным условиям эксплуатации газовых скважин.

Таким образом, теоретически и экспериментально обосновано, что соотношение между макрошероховатостью и проницаемостью в реальных пластовых условиях не соответствует структуре двучленного закона фильтрации и существенно отличается от соотношений, полученных в лабораторных условиях. Лабораторные исследования дают заниженные оценки вклада инерционной составляющей в общие потери давления при фильтрации газа к стволу скважины ввиду использования в экспериментах сравнительно однородных пористых сред, в то время как реальные газовые

коллекторы имеют существенно неоднородную структуру, особенно в ПЗП.

Новая формула (5) для оценок макрошероховатости по величине $k_{эф}$ в условиях реальных залежей представляет собой дополнительный источник информации, необходимой для прогнозирования продуктивности скважин на начальном этапе проектирования разработки месторождения в отсутствии достоверных данных ГДИ.

Представленные в статье результаты исследований могут быть использованы для определения и уточнения фильтрационных параметров вскрытых пластов в тех случаях, когда полноценные исследования скважины с выпуском газа в атмосферу провести невозможно. При этом возможны два варианта.

1. В том случае когда наличие аппаратуры позволяет провести измерения параметров работающей скважины, проводятся измерения

устьевого давления и давления в затрубье (при отсутствии пакера) в остановленной скважине, а на режиме с небольшим дебитом дополнительно измеряется дебит. Эти данные позволяют оценить линейный коэффициент в формуле притока и, соответственно, эффективную проницаемость. После этого по соотношению (5) определяется коэффициент эффективной макрошероховатости и таким образом – квадратичный член формулы притока.

2. При отсутствии данных об исследованиях скважин можно воспользоваться результатами лабораторных измерений проницаемости ядерного материала. По формуле (4) рассчитываются значения макрошероховатости для каждого пропластка; затем на основе данных геофизики по соотношениям (18) определяются эффективные значения проницаемости и макрошероховатости для всего вскрытого пласта. Проверка адекватности полученного результата производится по соотношению (5).

Список литературы

1. Минский Е.М. Статистическое обоснование уравнений фильтрационного движения / Е.М. Минский // Докл. АН СССР. – 1958. – Т. 118. – № 2. – С. 255–258.
2. Минский Е.М. О турбулентной фильтрации газа в пористых средах / Е.М. Минский // Тр. ВНИИГАЗа. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – С. 3–9.
3. Минский Е.М. О притоке газа к забою несовершенной скважины при нелинейном законе сопротивления / Е.М. Минский // Тр. ВНИИГАЗа. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – Вып. V. – С. 3–16.
4. Зотов Г.А. Взаимосвязь коэффициентов фильтрационного сопротивления газовых скважин / Г.А. Зотов // Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1981. – С. 77–88.
5. Николаев О.В. Влияние микроструктуры пористой среды на фильтрационные параметры / О.В. Николаев // Разработка газовых месторождений с АВПД. – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – С. 20–27.
6. Katz D.L. Handbook of natural gas engineering / D.L. Katz, D. Cornell, R. Kobayashi, et al. – New York: McGraw-Hill Book Company, 1959. – 705 с.
7. Требин Г.Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах / Г.Ф. Требин. – М.: ГТТИ, 1959. – 158 с.
8. Geertsma J. Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media / J. Geertsma // SPEJ. – 1974. – Т. 15. – № 05. – С. 445–450.
9. Firoozabadi A. An analysis of high velocity gas flow through porous media / A. Firoozabadi, D.L. Katz // JPT. – 1979. – Т. 31. – № 02. – С. 211–216.
10. Зотов Г.А. Газодинамические методы исследований газовых скважин / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин. – М.: Недра, 1970. – С. 20.
11. Beggs H.D. Gas production operation / H.D. Beggs. – Tulsa: Oil and Gas Consultants International Inc., 1984. – С. 53.
12. Ермилов О.М. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, А.И. Ширковский и др. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
13. Norman R. Estimation of the coefficient of inertial resistance in high-rate gas wells / R. Norman, N. Shrimanker, J.S. Archer // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1985. – № SPE-14207-MS. – <https://doi.org/10.2118/14207-MS>.
14. Зотов Г.А. Особенности коэффициентов нелинейных уравнений фильтрации флюидов / Г.А. Зотов, А.П. Власенко // Научно-технические проблемы проектирования разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – С. 26–33.

15. Коротаев Ю.П. О форме индикаторных кривых скважин, вскрывших несколько продуктивных горизонтов / Ю.П. Коротаев, Г.А. Зотов // Тр. ВНИИГАЗа. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – Вып. 18 (26). – С. 97–104.
16. Сиразетдинов И.Т. Прогноз техногенного кавернообразования в скважинах с учетом анализа литологической информации / И.Т. Сиразетдинов, Я.С. Гайфуллин, М.И. Ильясова и др. // Карогажник. – 2019. – № 1 (295). – С. 38–47.

On law of gas filtration in a heterogeneous stratum

O.V. Nikolayev¹, A.N. Shandrygin¹, A.A. Ploskov¹, I.V. Stonozhenko¹, A.V. Solomakhin², V.G. Vasilyev²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

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

Abstract. For adequate evaluating performance of the gas wells at various regimes of operation, one must correctly consider an inertial component of the filtration resistance of a bed. A non-linear factor of filtration resistance dependent on the inertial forces is determined according to the results of the field gas-dynamic well testing (GDWT). If there are no GDWT results, the non-linear factor of filtration resistance could be calculated using such a parameter of a porous medium as the macroroughness, which is determined according to its correlation with permeability. However, in real conditions the stratified inhomogeneity of a productive stratum considerably corrects the laboratory-set dependences between these parameters. This paper suggests a method for consideration of strata inhomogeneity while calculating the non-linear factor of filtration resistance through the data on permeability of the separate sublayers using a dependence between macroroughness and permeability.

Keywords: filtration law, factor of filtration resistance, permeability, macroroughness, gas-dynamic well testing, well operation, bed heterogeneity, bed productivity.

References

1. MINSKIY, Ye.M. Statistical justification of equations of filtration movement [Statisticheskoye obosnovaniye uravneniy filtratsionnogo dvizheniya]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1958, vol. 118, no. 2, pp. 255–258, ISSN 0002-3264. (Russ.).
2. MINSKIY, Ye.M. On turbulent gas filtration in porous media [O turbulentnoy filtratsii gaza v poristyykh sredakh]. In: *Trudy VNIIGAZa*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1951, pp. 3–9. (Russ.).
3. MINSKIY, Ye.M. On gas inflow to bottom of an unideal well in case of non-linear resistance law [O pritoke gaza k zaboyu nesovershennoy skvazhiny pri nelineynom zakone soprotivleniya]. In: *Trudy VNIIGAZa*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1954, is. V, pp. 3–16.
4. ZOTOV, G.A. Interrelation of filtration resistance factors for gas wells [Vzaimosvyaz koeffitsiyentov filtratsionnogo soprotivleniya gazovykh skvazhin]. In: *Development of gas and gas-condensate fields* [Razrabotka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]: collected bk. Moscow: VNIIGAZ, 1981, pp. 77–88. (Russ.).
5. NIKOLAYEV, O.V. Effect of porous medium microstructure on parameters of filtration [Vliyaniye mikrostrukturnykh poristoy sredy na filtratsionnyye parametry]. In: *Development of gas fields with abnormally high reservoir pressure* [Razrabotka gazovykh mestorozhdeniy s AVDP]: collected bk. Moscow: VNIIGAZ, 1985, pp. 20–27. (Russ.).
6. KATZ, D.L., D. CORNELL, R. KOBAYASHI, et al. *Handbook of natural gas engineering*. New York: McGraw-Hill Book Company, 1959.
7. TREBIN, G.F. *Filtration of liquids and gases in porous media* [Filtratsiya zhidkostey i gazov v poristyykh sredakh]. Moscow: Gosudarstvennoye izdatelstvo tekhniko-teoreticheskoy literatury, 1959. (Russ.).
8. GEERTSMA, J. Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media. *SPEJ*, 1974, vol. 15, no. 05, pp. 445–450, ISSN 2614-0195. (Russ.).
9. FIROOZABADI, A., D.L. KATZ. An analysis of high velocity gas flow through porous media. *JPT*, 1979, vol. 31, no. 02, pp. 211–216, ISSN 0149-2136. (Russ.).
10. ZOTOV, G.A., S.M. TVERKOVKIN. *Gas-dynamic methods for testing gas wells* [Gazodinamicheskiye metody issledovaniya gazovykh skvazhin]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
11. BEGGS, H.D. *Gas production operation*. Tulsa: Oil and Gas Consultants International Inc., 1984.
12. YERMILOV, O.M., V.V. REMIZOV, A.I. SHIRKOVSKIY et al. *Reservoir physics, production and underground storing of gas* [Fizika plasta, dobycha i podzemnoye khraneniye gaza]. Moscow: Nauka, 1996. (Russ.).

13. NOMAN, R., N. SHRIMANKER, J.S. ARCHER. Estimation of the coefficient of inertial resistance in high-rate gas wells. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1985*, no. SPE-14207-MS. <https://doi.org/10.2118/14207-MS>
14. ZOTOV, G.A., A.P. VLASENKO. Specifics of factors in non-linear equations for fluidal filtration [Osobennosti koeffitsiyentov nelineynykh uravneniy filtratsii flyuidov]. In: *Research and development challenges in designing development of gas, gas-condensate and gas-oil fields* [Nauchno-tekhnicheskiye problem proyektirovaniya razrabotki gazovykh, gazokondensatnykh i gazoneftyanykh mestorozdeniy]. Moscow: VNIIGAZ, 1983, pp. 26–33.
15. KOROTAYEV, Yu.P., G.A. ZOTOV. On form of indicator curves for wells which opened several productive horizons [O forme indikatorykh krivyykh skvazhin, vskryvshikh neskolko produktivnykh gorizontov]. In: *Trudy VNIIGAZa*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963, is. 18 (26), pp. 97–104. (Russ.).
16. SIRAZETDINOV, I.T., Ya.S. GAYFULLIN, M.I. ILYASOVA et al. The forecast of a man-made caving in the well with taking account of a lithology analysis [Prognoz tekhnogenogo kavernoobrazovaniya v skvazhinakh s uchetom analiza litologicheskoy informatsii]. *Karotazhnik*, 2019, no. 1 (295), pp. 38–47, ISSN 1810-5599. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

Результаты сопоставительного расчета забойного давления для горизонтальных скважин со значительным отходом от вертикали в условиях залегания сеноманских отложений

Д.Г. Фатеев¹, Д.К. Токарев¹, Б.Б. Ханов^{1*}, Н.С. Новиков¹, Т.И. Соловьев²,
И.Н. Андреев², Д.Д. Романова², Р.Д. Валеев², И.Ф. Шарифуллин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ООО «РусГазАльянс», Российская Федерация, 121357, г. Москва, ул. Верейская, д. 29, стр. 34

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

Ключевые слова: скважины с большим отходом от вертикали, системы мониторинга, интеллектуальное заканчивание скважин, характеристика пласта, промысловые исследования, газовое месторождение, разработка и эксплуатация горизонтальных газовых скважин, оптимальное забойное давление.

Тезисы. В данной работе рассматривается проблематика определения забойного давления расчетным путем в горизонтальных газовых ERD-скважинах (*англ.* extended reach drilling – с большим отходом от вертикали) на месторождении в Западной Сибири в условиях залегания сеноманских отложений. Авторы работы рассматривают ряд существующих методик для расчета забойного давления в скважинах различной конструкции, а также описывают уравнение, используемое для решения одномерной стационарной задачи движения реального газа. Представленные методики были консолидированы в инструкции Р Газпром 086-2010 по комплексным исследованиям газовых скважин. В ходе анализа применимости этих методик на скважинах рассматриваемого месторождения установлено, что существующие методики не позволяют в полной мере оценить потери давления и получить достоверные значения забойных давлений в различных участках горизонтального ствола.

Авторами проанализированы результаты работы скважин рассматриваемого газового месторождения. Сопоставлены результаты расчета забойного давления двумя способами, которые позволили воспроизвести показания датчиков, расположенных на забое скважин, в пределах допустимой погрешности.

Методические материалы и техническая литература о методах расчета забойного давления

В работе Р.И. Вяхирева и др. [1] изложены теоретические основы распределения давления по стволу вертикальной газовой скважины. Описаны основные уравнения, применяемые для решения задачи одномерного стационарного движения реального газа в вертикальных скважинах. В работе З.С. Алиева и др. [2] представлены методы определения забойного давления в горизонтальных скважинах различных конструкций. Отличительной особенностью данного метода является применение ранее известной математической модели внутритрубного движения газа для вертикального, искривленного и горизонтального участков скважины. Методики, консолидированные в инструкции¹ по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин, подразумевают пересчет забойного давления (P_z) с учетом конструктивных особенностей скважин по известному устьевому давлению (P_y). В основу этих методик положены уравнения, представленные в произведениях отечественных классиков [1, 2], по которым ствол горизонтальной скважины условно разбивается на три участка – вертикальный, искривленный и горизонтальный, для которых по известным равенствам определяются безразмерные коэффициенты S и параметры θ . Для расчета необходимо использовать средние значения температуры (T_{cp}) и коэффициента сжимаемости газа (z_{cp}) по стволу исследуемого участка, а также коэффициент гидравлического сопротивления (λ).

¹ См.: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: Р Газпром 086-2010. – М., 2011.

В предлагаемой методике в зависимости от условий эксплуатации скважины описаны следующие подходы к определению этих величин.

Если температура по стволу скважины допускает линейную аппроксимацию $T = a(b - x)$, где $a = (T_3 - T_y)/L$ и $b = LT_3(T_3 - T_y)$, T_3 и T_y – температура на забое и на устье скважины соответственно, L – общая длина скважины, тогда забойное давление может быть определено по формуле

$$P_3^2 = P_y^2 \left(\frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{2C_1^* L}{T_3 - T_y}} - \frac{C_2^* T_3^2 L}{T_3 - T_y - C_1^* L} \left\{ \left(\frac{T_3}{T_y} \right)^{\frac{2[C_1^* L - (T_3 - T_y)]}{T_3 - T_y}} - 1 \right\}, \quad (1)$$

где $C_1^* = \frac{\rho_{ст} z_{ст} T_{ст} g}{T_{ст} z_{ст}}$; $C_2^* = \frac{8P_{ст}}{T_{ст} z_{ст}} \cdot \frac{\lambda Q^2 \rho_{ст} z_{ст}}{d^5}$; $\rho_{ст}$, $T_{ст}$, $P_{ст}$ – соответственно плотность, г/м³, температура, К, и давление, Па, газа при стандартных условиях; $z_{ст}$ – среднее значение коэффициента сжимаемости газа по стволу скважины от забоя до устья; Q – дебит скважины при стандартных условиях, м³/с; $g = 9,80665$ м/с² – ускорение свободного падения; d – внутренний диаметр лифтовых труб, м.

При изотермической фильтрации, т.е. при $T_3 = T_y = T_{ст}$, данная формула принимает вид:

$$P_3 = \left[P_y^2 e^{2S} + 9,9143 \cdot 10^3 \lambda \frac{z_{ст}^2 T_{ст}^2}{d^5} (e^{2S} - 1) Q^2 \right]^{1/2} = [P_y^2 e^{2S} + \theta Q^2]^{1/2}. \quad (2)$$

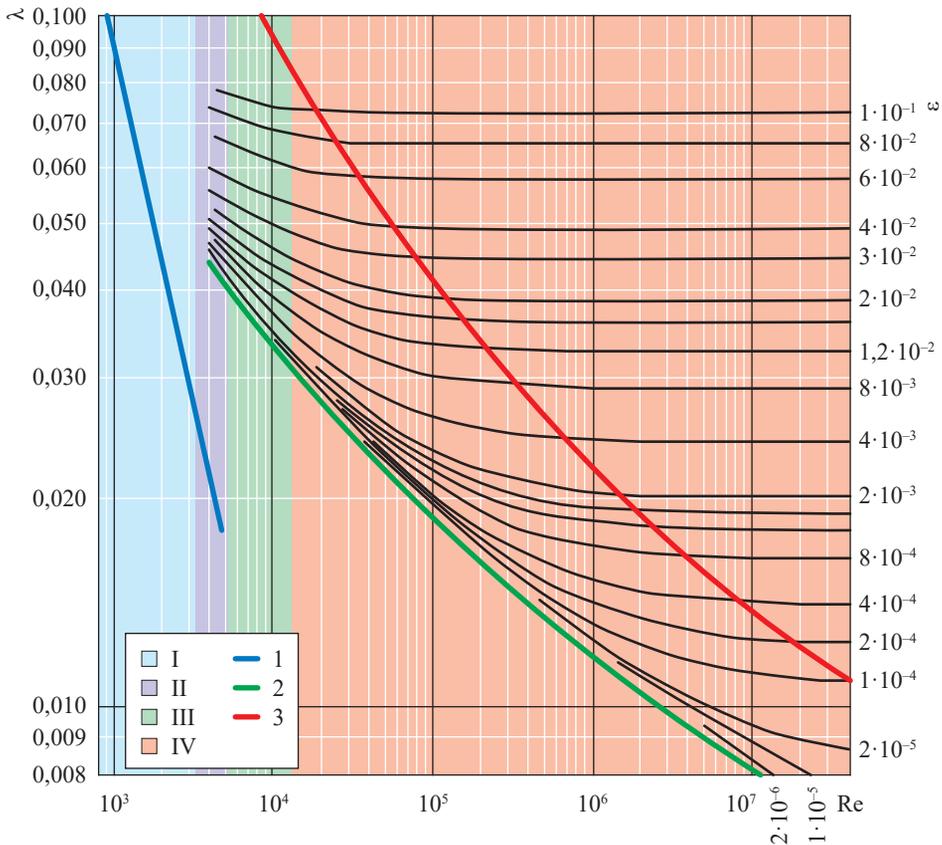


Рис. 1. Коэффициент гидравлического сопротивления для труб с разной относительной шероховатостью (ϵ) в зависимости от числа Рейнольдса (Re):

I...IV – области ламинарного течения (I), критическая (II), переходная турбулентная (III), турбулентной автомодельности (IV, λ не зависит от Re); 1 – ламинарный режим; 2 – турбулентное течение в гладких трубах; 3 – граница зоны турбулентной автомодельности

Если процесс движения потока неизоэротический, T_x и T_y предлагается рассчитать через геотермический градиент с учетом перепада температур в призабойной зоне работающей скважины. Коэффициент гидравлического сопротивления можно определить по известным формулам [1] или графически (рис. 1).

Недостаток данной методики заключается в том, что расчет распределения температуры работающей скважины является неспоставимо более сложной задачей, чем расчет давления, во-первых, по причине практической невозможности получения надежных исходных данных о теплофизических свойствах горных пород, во-вторых, из-за того, что тепловые процессы, происходящие вокруг скважины, являются неустановившимися, а в данной методике геотермический коэффициент принят условно постоянным.

Также практическую сложность представляет определение относительной шероховатости ϵ для необсаженной части горизонтального участка, где движение потока происходит не по колонне лифтовых труб.

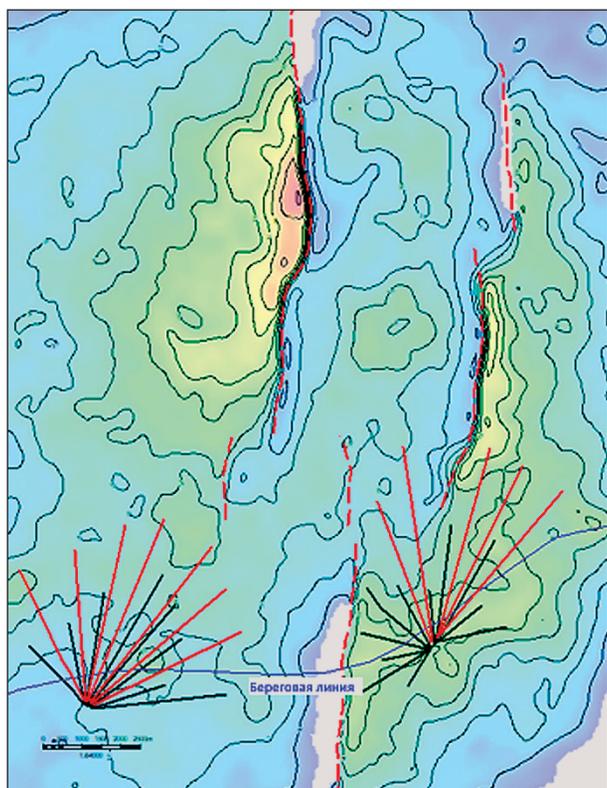


Рис. 2. Проектная (красным) и фактическая (черным) схемы расположения фонда скважин

Характеристика рассматриваемого объекта

Рассмотрим месторождение на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа, частично расположенное в акватории Тазовской губы Карского моря. На месторождении выявлена единственная залежь газа, где получены промышленные дебиты, – залежь пласта маррессалинской свиты. Весь продуктивный разрез представляет собой песчано-алевролитовую толщу субконтинентального генезиса, разделенную глинистыми пачками локального распространения. Продуктивный пласт перекрывают глинистые породы кузнецовской свиты, имеющей региональное распространение.

Месторождение по геологическому строению относится к сложным, по величине извлекаемых запасов газа – к уникальным. Кроме того, уникальной особенностью месторождения является сосредоточение основного объема запасов газа в акватории Тазовской губы на значительном удалении от берега (зоны повышенной концентрации запасов находятся в 15...20 км от берега) (рис. 2).

Ввиду вышеизложенных особенностей с целью более эффективной эксплуатации месторождения проектом предусмотрены горизонтальные газовые скважины (далее – скв.) с большим отходом от вертикали. В скв. 1, 2 (рис. 3, 4) спущены насосно-компрессорные трубы (НКТ) 168×73 мм, на которых установлены датчики

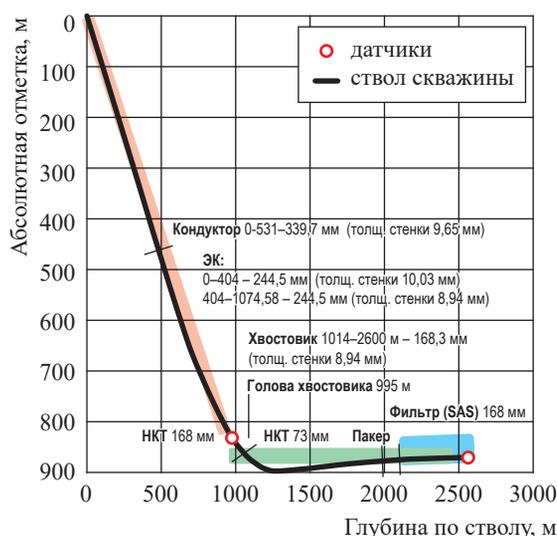


Рис. 3. Скважина 1: схема компоновки заканчивания с внутрискважинной системой мониторинга:

ЭК – эксплуатационная колонна

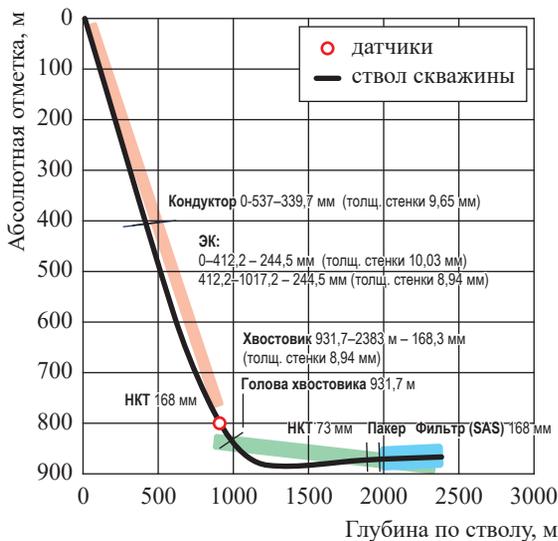


Рис. 4. Сква. 2: схема компоновки заканчивания с внутрискважинной системой мониторинга

давления и температуры в пяточных и носочных (забой) частях скважин.

Применение высокотехнологичного оборудования мониторинга скважин

По сравнению с традиционными методами контроля разработки месторождений и эксплуатации скважин внутрискважинный мониторинг обладает рядом очевидных преимуществ, обеспечивая:

- контроль и регистрация характеристики продуктивного пласта (давления и температуры) в режиме реального времени с минимальной погрешностью, точное отслеживание малейших изменений условий эксплуатации продуктивного пласта;
- сбор данных для анализа гидродинамических характеристик пласта и скважины (проницаемость, гидропроводность, скин-фактор);
- испытание скважин на взаимовлияние и определение связности пласта;
- широкие возможности передачи данных на верхний уровень автоматизированных систем управления технологическими процессами или в компьютерные сети.

К недостаткам таких систем следует отнести следующее:

- высокую стоимость оборудования и сервисных услуг;
- увеличенный наружный диаметр подземного оборудования и, как следствие, ограниченность применения на скважинах с эксплуатационной колонной малого диаметра;

• вынужденное извлечение на поверхность всей системы заканчивания скважины при повреждении внутрискважинного кабеля передачи данных либо при необходимости проведения калибровки или тарировки датчиков давления и температуры. Однако следует отметить, что рассматриваемые системы мониторинга не используются для товарного учета добываемого скважинного флюида, а лишь для контроля показателей разработки месторождения и эксплуатации скважин, планирования геолого-технических мероприятий на месторождении. В связи с этим проводить периодические поверки средств измерений с целью утверждения и регистрации их в государственном реестре средств измерений не требуется.

К такому оборудованию для мониторинга работы скважины относится оптоволоконная система распределенной температуры по стволу скважины, которая позволяет:

- определять точки и интервалы притока флюидов вдоль фильтра на каждом режиме освоения и при эксплуатации по всему стволу скважины;
- определять динамику вовлечения новых точек и интервалов притока;
- комплексировать результаты гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований скважин и данные системы мониторинга для определения механизма работы пласта;
- оценивать возможное гидратообразование по результатам анализа температурного профиля (рис. 5).

Также к системам мониторинга относятся забойные датчики давления и температуры. Датчики давления и температуры установлены на мандрели НКТ 168 и 73 мм (рис. 6, 7, табл. 1). Они позволяют:

- определять давление и температуру;
- определять характер работы скважины;
- комплексировать данные с результатами ГДИС и ПГИ.

Преимущества внутрискважинных датчиков заключаются в следующем:

- это надежная, экономичная и простая в установке стационарная скважинная система;
- она реализует многосенсорный мониторинг с использованием стандартного электрического кабеля (для датчиков давления и температуры) и одиночного волоконно-оптического кабеля (для замера профиля температуры вдоль ствола скважины);

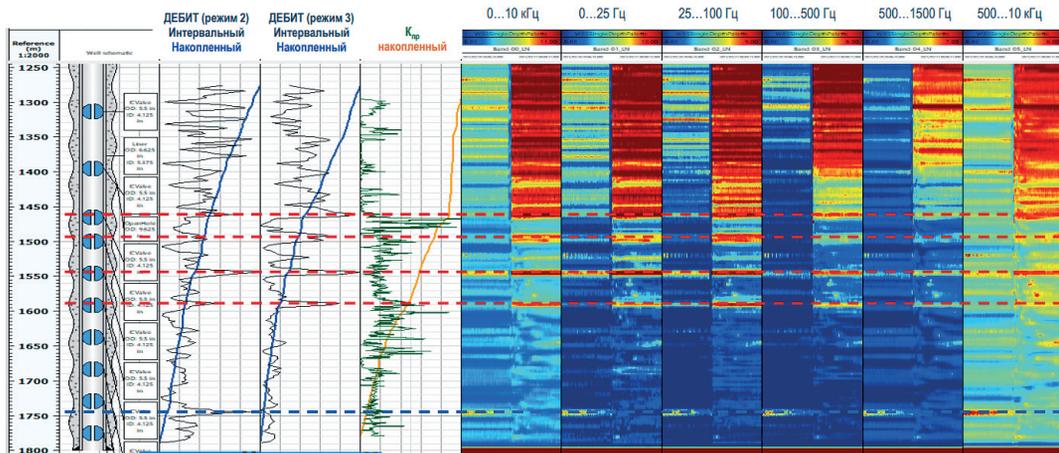


Рис. 5. Пример интерпретации данных распределенной температуры по стволу: $K_{пр}$ – проницаемость

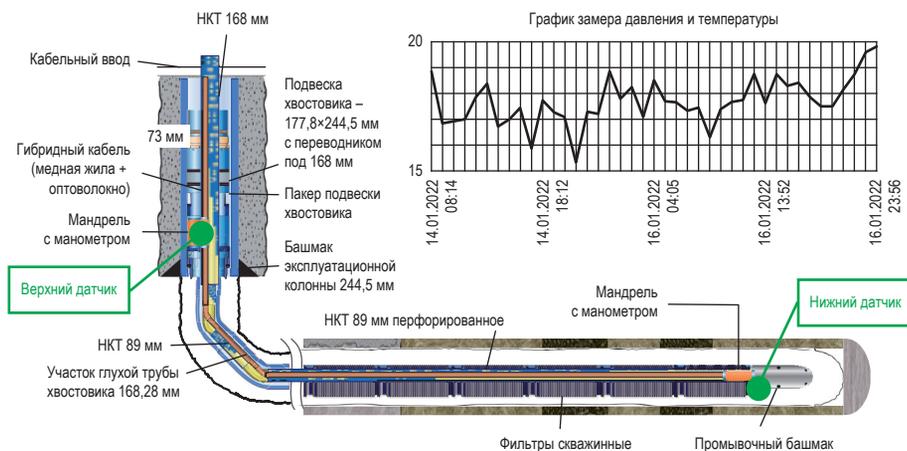


Рис. 6. Схема расположения датчиков давления и температуры в скважине

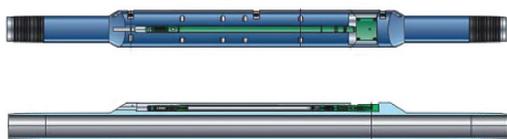


Рис. 7. Скважинный датчик давления и температуры, установленный в оправке

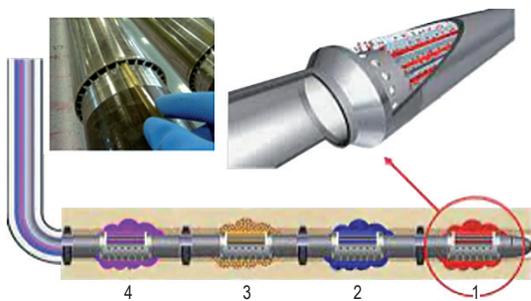


Рис. 8. Схема размещения трассерных индикаторов притока в компоновке заканчивания горизонтальной скважины

- расположение до 8 датчиков давления и температуры на одном электрическом кабеле позволяет выбрать наилучшую конструктивную схему оснащения скважин, которая будет удовлетворять различным условиям эксплуатации системы;
- система рассчитана для работы в течение всего срока эксплуатации скважины.

Надежность обеспечивается применением электроники, протестированной в средах температурой до 250 °С в комбинации с инертными пассивными оптическими измерительными преобразователями. Технические характеристики представлены в табл. 1.

Также для мониторинга скважины используются интеллектуальные трассера (рис. 8). Интеграция интеллектуальных химических индикаторов притока в компоновку фильтра хвостовика позволяет оценивать:

Таблица 1

Технические характеристики скважинных датчиков

Показатель	Тип датчика		
	Guardian PM 1625 (Production Quest)	WellGUARD (Production Quest)	Metris Evolve (Schlumberger)
Диапазон давлений, МПа	6,9; 17,2; 24,0; 34,5	68,95; 110,32; 137,9	68,95; 110,32; 137,9
Погрешность при измерении давления	±0,1 % полной шкалы	±0,02 % полной шкалы	±12,0 кПа
Разрешающая способность по давлению	±0,002 % полной шкалы	0,070 кПа	0,02 кПа
Уход показаний давления	< 0,10 % в год	13,79 кПа при 110 МПа / 160 °С	2,00 кПа/год
Диапазон температуры, °С	До 125,0	До 175,0	От 25,0 до +150,0
Погрешность при измерении температуры, °С	±1,0	±0,5	±0,15
Разрешающая способность по температуре, °С	0,1	0,01	0,005
Длина, мм	895	840	617
Наружный диаметр, мм	32	32, 38	19
Масса, кг	3,3	н/д	2
Материал изготовления	MR-01-75 (стандарт NACE)		MP35-N, C-276, 625, 718 (стандарт NACE)

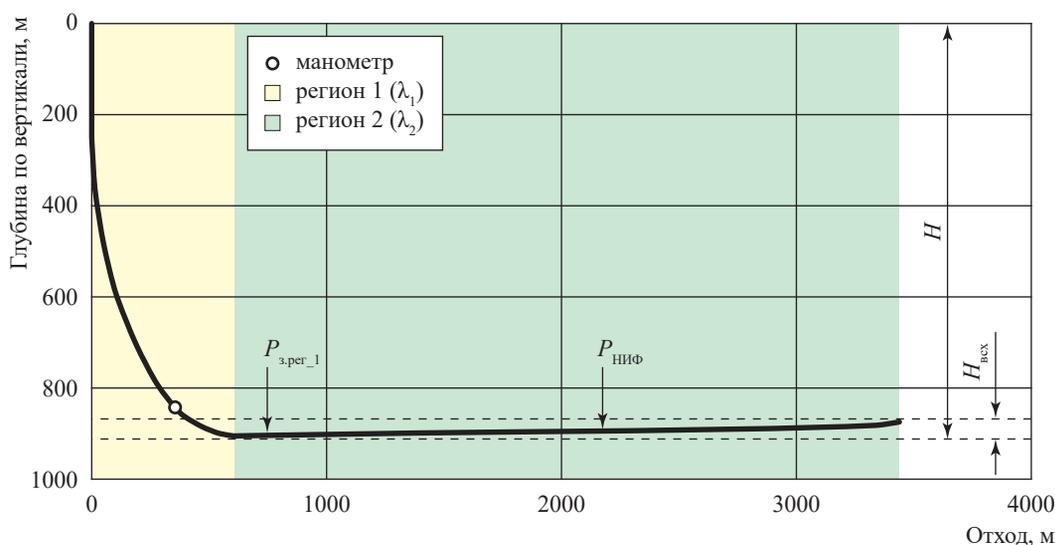


Рис. 9. Профиль скважины: H – глубина скважины; $H_{всх}$ – высота восхода скважины; $P_{ниф}$ – давление в начале интервала перфорации

- профиль притока газа вдоль горизонтального ствола и определение интервалов прорыва воды;
- качество освоения и очистки скважины.

Модифицированная методика расчета забойного давления в условиях рассматриваемого месторождения

Первый способ расчета P_z является модификацией методики пересчета P_y на забой скважины [2]. Так, по профилю скважины проводилось разделение на два региона (рис. 9), а именно:

- *регион 1* – условно вертикальный участок ствола скважины до точки перегиба;
- *регион 2* – горизонтальный участок ствола скважины после точки перегиба.

Затем для региона 1 по фактическому устьевому замеру рассчитывается забойное давление $P_{з.пер.1}$. Общая формула² расчета давления имеет следующий вид:

$$P_{з.пер.1} = (P_y^2 e^{2S_{верт}} + \theta_{верт} Q^2)^{\frac{1}{2}}, \quad (3)$$

² См.: Р Газпром 086-2010.

$$\text{где } S_{\text{верт}} = 0,03419 \frac{\rho_{\text{отн}} H_{\text{верт}}}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}, \quad (4) \quad \theta_{\text{гор}} = 0,0965 \cdot 10^{-10} \frac{\lambda_2 z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} \rho L_{\text{НИФ}}}{d^5}, \quad (9)$$

$$\theta_{\text{верт}} = \frac{8P_{\text{ср}}^2}{\pi^2 z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2 g} \lambda_1 \frac{z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{d^5} (e^{2S_{\text{по верг. стволу}}} - 1), \quad (5)$$

$$S_{\text{по верг. стволу}} = 0,03419 \frac{\rho_{\text{отн}} L_{\text{верт}}}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}, \quad (6)$$

$\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа; λ_1 – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления в регионе 1; d в текущем расчете принят за 0,1 м; $L_{\text{верт}}$ – длина ствола скважины до точки перегиба; $H_{\text{верт}} = H - H_{\text{всх}}$.

Коэффициент λ_1 рассчитывался путем подбора для схождения расчетного значения P_3 с имеющимися фактическими результатами измерений давления на эксплуатационных скважинах, оборудованных глубинными датчиками давления, и результатами ГДИС для скважин без датчиков. Далее определялась удельная величина потерь по стволу скважины в регионе 1: $\lambda_1/L_{\text{по стволу}}$. График зависимости $\lambda_1/L_{\text{по стволу}}$ от Q представлен на рис. 10. Для $Q > 1800$ тыс. м³/сут принимается $\lambda_1/L_{\text{по стволу}} = 1,5 \cdot 10^{-5}$.

Расчет давления в начале интервала перфорации (далее – точка НИФ) производился по следующей формуле:

$$P_{\text{НИФ}} = [P_{3,\text{рег}_1}^2 + (\theta + \theta_{\text{гор}}) Q^2]^{\frac{1}{2}}, \quad (7)$$

$$\text{где } \theta = \frac{8P_{\text{ср}}^2}{\pi^2 z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2 g} \lambda_2 \frac{z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{d^5} (e^{2S_{\text{по стволу до точки НИФ}}} - 1), \quad (8)$$

$L_{\text{НИФ}}$ – расстояние от глубинного датчика до точки НИФ; λ_2 – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления в регионе 2; $P_{3,\text{рег}_1}$ – расчет по формуле (2).

Коэффициент λ_2 рассчитывался путем подбора для схождения расчетного значения $P_{\text{НИФ}}$ с результатами ГДИС. В качестве исходной информации для построения зависимости принято значение P_3 в точке НИФ, рассчитанное с помощью специализированного программного обеспечения. Зависимость $\lambda_2/L_{\text{по стволу}}$ от Q определяется для каждой скважины по результатам ГДИС (табл. 2).

На рис. 11 сопоставлены расчетные значения P_3 для скважин рассматриваемого месторождения, полученные с использованием модифицированной методики (методика Газпром ВНИИГАЗ) и в соответствии с Р Газпром 086-2010, а также фактические результаты измерений P_3 . Видно, что оценки по модифицированной методике близки к фактическим замерам. Отклонение расчета по модифицированной методике от факта составило 0,8 %, тогда как результаты расчета в соответствии с Р Газпром 086-2010 имеют отклонение 2,2 %.

На рис. 12 сопоставлены оценки продуктивности скважин ($K_{\text{прод}}$), полученные исходя из расчетов P_3 по указанным методикам. Видно, что оценки на базе модифицированной методики расчета P_3 в разы превышают оценки на базе Р Газпром 086-2010.

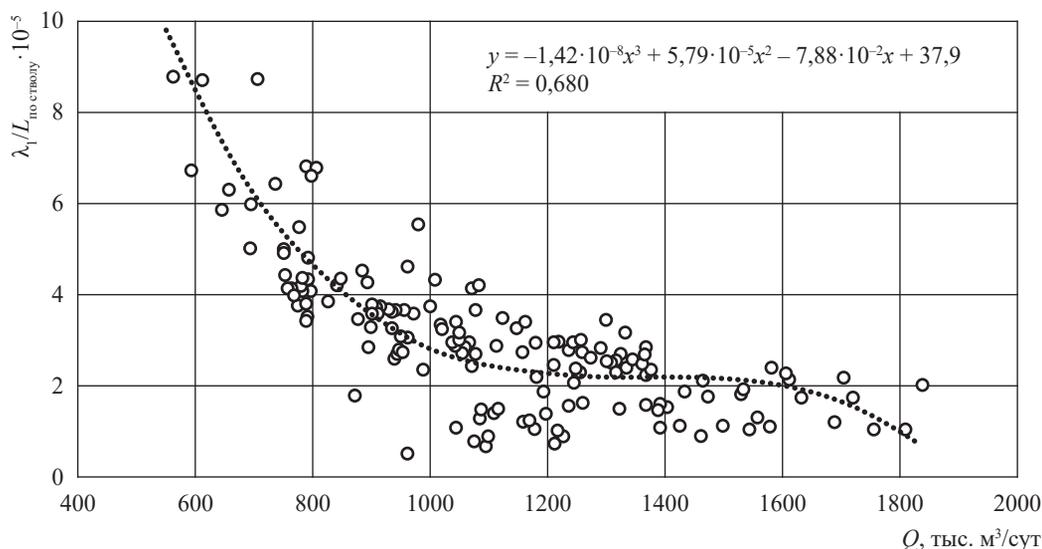


Рис. 10. График зависимости $\lambda_1/L_{\text{по стволу}}$ от Q в регионе 1

Таблица 2

Основные параметры для определения коэффициента гидравлических потерь и общей зависимости $\lambda_2/L_{\text{по стволу}}$ для региона 2

Скв.	$L_{\text{по стволу}}$	Зависимость $\lambda_2/L_{\text{по стволу}}$ от Q
1	2778,2	$(-4,44 \cdot 10^{-16}Q^3 + 2,16 \cdot 10^{-12}Q^2 - 3,77 \cdot 10^9Q + 5,50 \cdot 10^{-6}) L_{\text{по стволу}}$
2	1592,9	$(-4,17 \cdot 10^{-13}Q^3 + 9,74 \cdot 10^{-10}Q^2 - 7,90 \cdot 10^{-7}Q + 2,45 \cdot 10^{-4}) L_{\text{по стволу}}$
3	1235,6	$(-1,25 \cdot 10^{-17}Q^3 + 5,74 \cdot 10^{-14}Q^2 - 9,67 \cdot 10^{-11}Q + 6,70 \cdot 10^{-8}) L_{\text{по стволу}}$
4	834,0	$(-3,29 \cdot 10^{-13}Q^3 + 1,16 \cdot 10^{-9}Q^2 - 1,38 \cdot 10^{-6}Q + 5,86 \cdot 10^{-4}) L_{\text{по стволу}}$
5	1508,8	$(-6,81 \cdot 10^{-16}Q^3 + 1,96 \cdot 10^{-12}Q^2 - 1,65 \cdot 10^{-9}Q + 7,07 \cdot 10^{-6}) L_{\text{по стволу}}$
7	2065,7	$(-2,51 \cdot 10^{-14}Q^3 + 9,99 \cdot 10^{-11}Q^2 - 1,31 \cdot 10^{-7}Q + 5,66 \cdot 10^{-5}) L_{\text{по стволу}}$
8	1491,5	$(-2,21 \cdot 10^{-17}Q^3 + 9,88 \cdot 10^{-14}Q^2 - 1,51 \cdot 10^{-10}Q + 3,42 \cdot 10^{-7}) L_{\text{по стволу}}$
9	1089,0	$(-5,96 \cdot 10^{-14}Q^3 + 2,33 \cdot 10^{-10}Q^2 - 3,01 \cdot 10^{-7}Q + 1,29 \cdot 10^{-4}) L_{\text{по стволу}}$

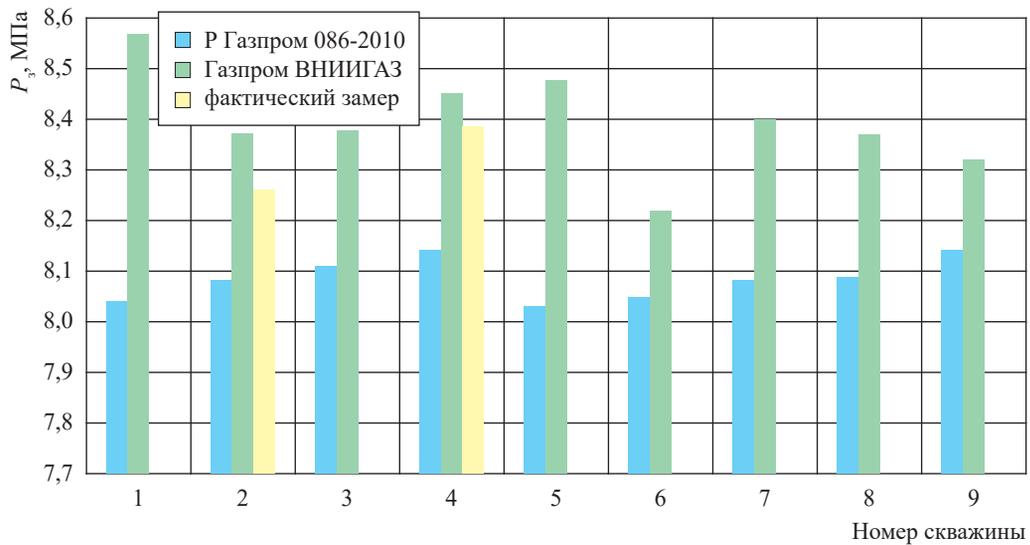


Рис. 11. Сравнительные результаты расчета и измерений забойного давления

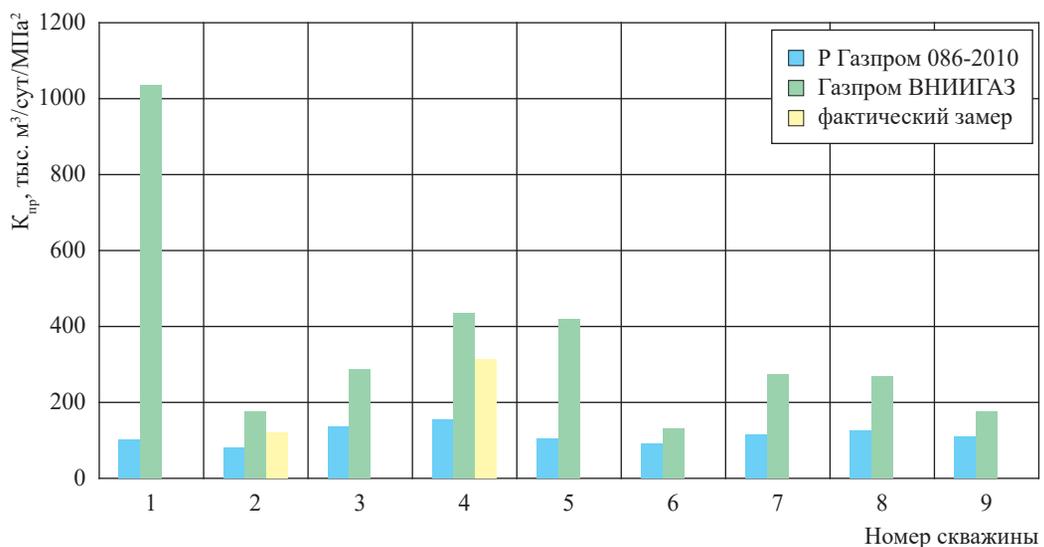


Рис. 12. Сравнительные оценки продуктивности скважин по расчетным значениям и результатам измерений P_z

Определение перечня исходных данных, необходимых для применения полученной методики, и ее алгоритм расчета давления

Для применения разрабатываемой методики нужно знать:

- конструкцию и траектории добывающих скважин;
- результаты инструментальных измерений давления и температуры на устье и забое как минимум одной добывающей скважины;
- состав газа;
- динамику добычи и технологический режим работы по каждой скважине.

Блок-схема алгоритма расчета давления в скважине в точке НИФ представлена на рис. 13.

Авторами работы рассмотрены общепринятые методы пересчета устьевого давления на забой для вертикальных и горизонтальных газовых скважин. Недостаток этих методов

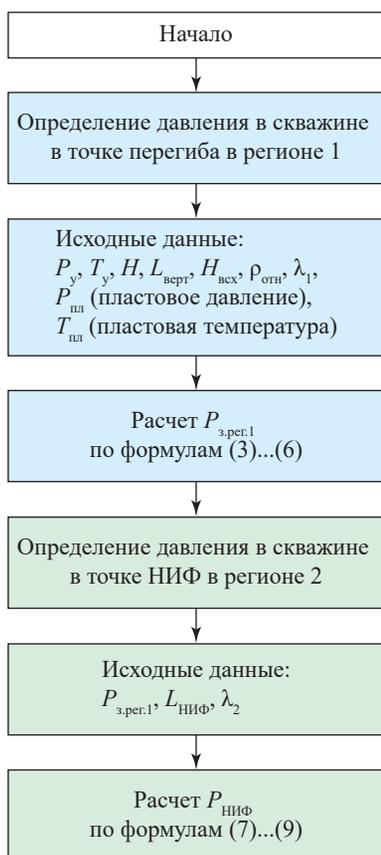


Рис. 13. Общий алгоритм расчета давления в скважине на начало интервала перфорации по методике Газпром ВНИИГАЗ

выражается в учете распределения температуры работающей скважины, расчет которого является несопоставимо более сложной задачей, чем расчет давления. Кроме того, практическую сложность представляет определение относительной шероховатости для необсаженной части горизонтального участка, где движение потока происходит не по колонне лифтовых труб.

Сопоставление результатов расчета давления рассматриваемыми методами с фактическими данными замеров показало неточность последующей оценки продуктивности скважин. С целью повышения точности оценок продуктивности горизонтальных скважин авторами предложен модифицированный метод расчета забойного давления на начало интервала перфорации с учетом конструктивных особенностей скважин, предполагающий использование данных систем внутрискважинного мониторинга. Применение метода показано на примере горизонтальных скважин, построенных на месторождении в Западной Сибири в условиях залегания сеноманских отложений.

Результаты расчетов по представленной методике коррелируют с данными фактических замеров и соотносятся между собой. Методика позволяет более достоверно определять продуктивность скважин для более точного подбора рабочих режимов в процессе разработки и эксплуатации месторождения.

Разработанную методику предлагается применять в газовых скважинах с большим отходом от вертикали. Конструкция проектных скважин предполагает использование восходящего профиля для горизонтального участка скважины. Поток в скважине предполагается однофазным (чисто газовым), для оценки возможности применения в скважинах с двухфазным (многофазным) потоком необходимо провести дополнительные исследования.

Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
2. Алиев З.С. Теоретические и технологические основы применения горизонтальных скважин для освоения газовых и газоконденсатных месторождений / З.С. Алиев, Д.А. Мараков, Е.М. Котлярова и др. – М.: Недра, 2014.

Results of comparative bottom-hole pressure calculation for horizontal ERD wells at Cenomanian deposits

D.G. Fateyev¹, D.K. Tokarev¹, B.B. Khanov^{1*}, N.S. Novikov¹, T.I. Solovyev², I.N. Andreyev²,
D.D. Romanova², R.D. Valeyev², I.F. Sharifullin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² RusGazAlyans LLC, Block 34, Bld. 29, Vereyskaya street, Moscow, 121357, Russian Federation

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

Abstract. This article examines the ways to calculate the bottom-hole pressure in the horizontal ERD (extended reach drilling) wells for a case of a West-Siberian Cenomanian deposit. Authors inspect few actual patterns for calculating the bottom-hole pressure in the wells of various designs, and give an equation commonly used for description of the one-dimensional stationary motion of real gas motion. The presented techniques were consolidated within the R Gazprom 086-2010 instruction on the complex testing of the gas wells. When analyzing the applicability of these methods for conditions of the discussed field, authors have found out that they can't provide accurate estimation of pressure losses and precise calculating of the bottom-hole pressure values for various sections of a horizontal well shaft.

Authors analyzed the operation results of the studied gas wells, and compared the bottom-hole pressure values calculated using two techniques. Both techniques reproduced the indications of the bottom hole sensors within the acceptable error limits.

Keywords: extended reach drilling, completion monitoring systems, intelligent wells, reservoir characterization, field tests, gas field, development and operation of horizontal gas wells, optimal bottom-hole pressure.

References

1. VYAKHIREV, R.I., Yu.P. KOROTAYEV, N.I. KABANOV. *Theory and practice of gas production* [Teoriya i opyt dobychi gaza]. Moscow: Nedra, 1998. (Russ.).
2. ALIYEV, Z.S., D.A. MARAKOV, Ye.M. KOTLYAROVA, et al. *Theoretical and engineering principles in applying horizontal wells for development of gas and gas-condensate fields* [Teoreticheskiye i tekhnologicheskiye osnovy primeneniya gorizontalnykh skvazhin dlya osvoyeniya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).

УДК 622.279.23

Методика расчета обводненных газовых скважин, оснащенных концентрическими лифтовыми колоннами

О.В. Николаев^{1*}, А.А. Плосков¹, И.В. Стоноженко¹, В.Г. Васильев², А.В. Соломахин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

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

Ключевые слова:

технологии эксплуатации, поздняя стадия разработки, концентрический лифт, гидродинамическое моделирование, экспериментальные исследования, газожидкостные потоки, потери давления, забойное давление, устьевое давление, дебит.

Тезисы. Поздняя стадия разработки газовых месторождений, как правило, сопровождается интенсивным обводнением скважин, что существенно сокращает текущую производительность промысла и конечную газоотдачу. Для снижения негативных последствий обводнения применяются различные технологические приемы, среди которых наибольшее распространение получило оснащение скважин концентрическими лифтовыми колоннами (КЛК). Однако в настоящее время отсутствует полноценная научная теория, позволяющая осуществлять оценку производительности оснащенных КЛК скважин.

Для восполнения этого пробела в рамках научного сопровождения процессов добычи газа в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создана методика расчета режимов работы скважин, оснащенных КЛК. В методике использована оригинальная гидродинамическая модель, разработанная на основе результатов экспериментальных исследований газожидкостных потоков в условиях, воспроизводящих промысловые.

В статье приведены описания расчетной модели и методики ее использования, а также проиллюстрировано их практическое применение.

Разработанная методология моделирования КЛК является эффективным инструментом как на этапе принятия управленческих решений о целесообразности применения этой технологии в каждом конкретном случае, так и для прогнозирования производительности скважин и промыслов в целом на этапах проектных и постпроектных работ. Кроме того, модель может применяться в алгоритмах систем автоматизированного управления работой скважин, кустов и промысла в целом.

Предложенная методология моделирования работы скважин, оснащенных КЛК, рекомендуется к использованию в процессе проектирования обустройства и реконструкции газопромысловых систем.

Одной из наиболее известных технологий эксплуатации обводненных газовых скважин является применение двухрядного лифта – организация потоков пластовой смеси от забоя к устью по двум параллельным каналам с различной пропускной способностью. Широкое распространение получила технология КЛК – концентрическая лифтовая колонна, где в качестве дополнительного канала используется кольцевое пространство между двумя концентрически расположенными трубами.

Существующая методология¹ расчета КЛК основана на расчете минимального дебита, необходимого для выноса жидкости [1–4]. В отечественной газопромысловой практике для таких расчетов обычно используются либо формула А.А. Точигина, либо формула С.Н. Бузинова [5]. Такой подход приемлем для приближенных оценок работы КЛК, однако во многих практических случаях он может приводить к существенным ошибкам, поскольку не учитывает зависимости потерь давления от кинематических характеристик жидкой фазы, непосредственно определяющей распределение потоков обеих фаз между каналами.

Очевидно, возможны три варианта организации потоков, соответствующие трем типам КЛК:

¹ См. также: Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам: Р Газпром 2-3.3-556-2011.

Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовым колоннам: СТО Газпром 2-2.3-1017-2015 / А.А. Плосков, Д.В. Дикамов, Г.Ф. Харахашьян и др.; ПАО «Газпром»; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: ИРЦ Газпром, 2015. – 53 с.

1) основной канал – газожидкостный поток (ГЖП) в центральной лифтовой колонне (ЦЛК), вспомогательный канал – однофазный газовый поток (ОГП) в межтрубном кольцевом пространстве (МКП) [6];

2) основной канал – ГЖП в МКП, вспомогательный канал – ОГП в ЦЛК;

3) два основных канала – ГЖП и в ЦЛК, и в МКП.

В 2015 г. на основе результатов экспериментальных исследований течения газожидкостных смесей (ГЖС) в цилиндрических трубах разработана методика расчета КЛК [6], учитывающая влияние жидкой фазы на формирование градиента давления [7, 8]. Со времени опубликования модели ГЖП [7] накоплен значительный по объему и смысловой нагрузке дополнительный экспериментальный материал, который позволил уточнить гидродинамическую модель для цилиндрических труб и разработать модель² течения в трубах кольцевого сечения (КЛК 2-го типа) [9].

В данной статье приводятся описание универсальной гидродинамической модели ГЖП в трубах круглого и кольцевого сечений, методика расчета КЛК и пример ее использования для расчета режимов работы скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), оснащенной КЛК.

Универсальная гидродинамическая модель ГЖП

Разработанная модель оперирует рядом безразмерных параметров [9, 10]:

- модифицированным параметром Фруда (по газу)

$$Fr^* = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot \frac{U^2}{gD_h} \quad (1)$$

- градиентом давления

$$i = \frac{dp}{dL} \cdot \frac{1}{\rho_{ж}g} \quad (2)$$

- параметром Вебера

$$We = \frac{\rho_{ж}D_h v^2}{\sigma} \quad (3)$$

² См. также: Расчет технологических параметров двух- и трехфазных потоков в вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки: Р Газпром 2-2.4-1113-2017 / О.В. Николаев, В.А. Соколов, О.В. Бузинова и др.; ПАО «Газпром»; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром экспо, 2018. – 58 с.

- параметром Бузинова

$$Bu = Fr_{ж}^{1/3} Eo^{2/3} \left(\frac{D_0}{D_h} \right)^2 \quad (4)$$

- параметром Фруда по жидкости

$$Fr_{ж} = \frac{v^2}{gD_h} \quad (5)$$

- параметром Этвеша

$$Eo = \frac{\rho_{ж}gD_h^2}{\sigma} \quad (6)$$

где U – средняя по сечению трубы скорость газовой фазы; v – средняя по сечению трубы скорость жидкой фазы; p – давление; ρ – плотность флюида; σ – поверхностное натяжение на границе «жидкость-газ»; g – ускорение свободного падения; L – длина трубы; D_h – гидравлический диаметр; для канала кольцевого сечения $D_h = D_3 - D_2$ и эффективный диаметр $D_{ef} = (D_3^2 - D_2^2)^{1/2}$, для канала круглого сечения (ЦЛК) $D_h = D_{ef} = D_1$, где D_1 – внутренний диаметр ЦЛК; D_2 – внешний диаметр ЦЛК; D_3 – внутренний диаметр ОЛК (рис. 1); D_0 – характерный размер элементарной структуры турбулентного ГЖП (для водогазовой смеси $D_0 = 0,055$ м) [9–11]; нижние индексы «ж» и «г» относят параметр соответственно к жидкости или газу.

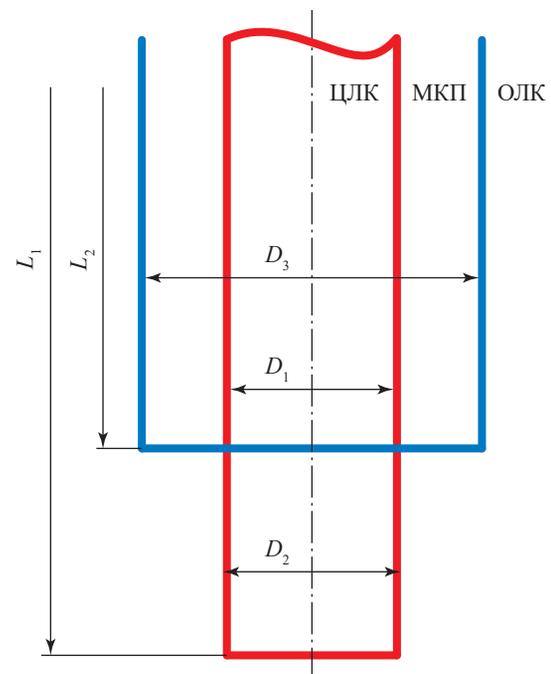


Рис. 1. Схема взаимного расположения каналов в КЛК: ОЛК – основная лифтовая колонна

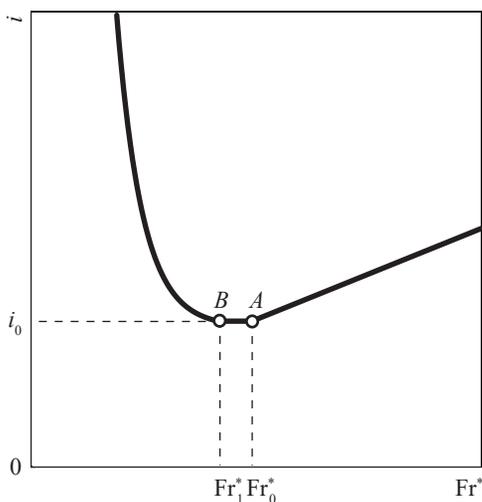


Рис. 2. Характерный вид зависимости потерь давления в вертикальном ГЖП в трубах круглого и кольцевого сечений

Зависимость градиента давления i в вертикальных каналах круглого и кольцевого сечений от расходной характеристики газа Fr^* при фиксированном расходе жидкости (т.е. при $Bu = \text{const}$) имеет вид, представленный на рис. 2, где выделены точки с координатами $A(Fr_0^*, i_0)$ и $B(Fr_1^*, i_0)$, которые разделяют три характерных участка кривой:

1) $Fr^* > Fr_0^*$ – правая ветвь (аппроксимируется полиномом 1-й степени);

2) $Fr_1^* > Fr^* > Fr_0^*$ – участок минимума потерь давления (аппроксимируется полиномом 0-й степени);

3) $Fr^* < Fr_1^*$ – левая ветвь (аппроксимируется гиперболой).

Расчетная модель определяет координаты точек A и B , а также функциональные зависимости $\frac{dp}{dL} = f(Q_g, q_j, D, p)$, где Q_g и q_j – дебит газа и расход жидкости соответственно, на каждом из трех участков кривой.

Параметр Fr_0^* определяется из соотношения

$$Fr_0^* = 1,15 - 1,15 \left(1 - \frac{1}{\bar{d}}\right) e^{-4,6We^{0,5}}, \quad (7)$$

где $\bar{d} = \frac{D_h}{D_0}$.

Параметр i_0 определяется из соотношения

$$i_0 = \frac{\lambda}{2} Fr_0^* + \xi Bu - 0,0012, \quad (8)$$

где λ – гидродинамическое сопротивление канала для газовой фазы; ξ – аналог гидродинамического сопротивления для жидкой фазы в составе ГЖС: для трубы круглого сечения $\xi = 0,00667$, для трубы кольцевого сечения $\xi = 0,00785$. Необходимо отметить, что экспериментально полученные для газовых потоков в трубах кольцевого сечения значения λ существенно превышают расчетные значения, полученные по существующим методикам³ [12, 13]. Этому вопросу авторы планируют посвятить отдельную работу, а для практического применения рекомендуется при коэффициенте гидродинамического сопротивления ОЛК использовать числовой множитель 1,7, т.е.: $\lambda_{\text{МКП}} = 1,7\lambda_{\text{ОЛК}}$.

Первый (правый) участок характеристики вертикального ГЖП соответствует высоким скоростям газа и описывается уравнением

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + \xi Bu - 0,0012. \quad (9)$$

Граница между 2-м и 3-м участками фиксируется по абсциссе:

$$Fr_1^* = Fr_0^* - \frac{9,48 \cdot 10^{-2}}{\bar{d}} - 0,0659. \quad (10)$$

На 2-м участке характеристики ГЖП потери давления минимальны:

$$i = i_0 = i_{\text{min}} = \text{const}. \quad (11)$$

На 3-м (левом) участке потери давления в потоке определяются следующими соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} i &= \frac{G_b}{G_b + 1,5}, \\ G_b &= C_b \left(\frac{Fr_1^* - Fr^*}{Fr^* + 0,001} \right)^{D_b} + \frac{1,5i_0}{1 - i_0}, \\ C_b &= \frac{0,0248}{\bar{d}} + \frac{7,27 \cdot 10^{-5}}{\bar{d}^2}, \\ D_b &= 0,996 + \frac{0,75}{\bar{d}} + \frac{0,397}{\bar{d}^2}, \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

где C_b, D_b, G_b – вспомогательные параметры.

³ См. также: Расчетные соотношения и методики расчета гидродинамических и тепловых характеристик элементов и оборудования водоохлаждаемых ядерных энергетических установок: РБ-040-09. – М.: Ростехнадзор, 2009. – 252 с.

Перепад давления в размерном виде вычисляется по формуле

$$dp = \left(i + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \right) g \rho_{ж} dL. \quad (13)$$

Соотношения (7)–(13) отражают зависимость потерь давления в ГЖП от геометрии канала, давления, скоростей и свойств газовой и жидкой фаз. Эта зависимость экспериментально обоснована и справедлива в диапазоне расходов жидкости, ограниченных неравенством $Bu < 19$, которое в условиях газовых промыслов выполняется всегда [9].

Представленная модель (1)–(13) является универсальной для лифтовых и концентрических колонн скважин газовых и газоконденсатных месторождений.

Методика расчета КЛК 1-го и 2-го типов

Методика расчета КЛК 1-го типа описана авторами ранее [6] и в Р Газпром 2-2.4-1113-2017; она же применяется и для расчета КЛК 2-го типа [9, 10]. Принцип расчета, заложенный в методике, иллюстрируется рис. 3, где представлена гидродинамическая обстановка на забое скважины, оснащенной КЛК (использованы данные одной из скважин Уренгойского НГКМ). Пересечение характеристики основного канала с ГЖП и кривой притока газа из пласта в точке *A* соответствует рабочим параметрам на забое: $Q_{гА} = 35$ тыс. м³/сут, забойному давлению $P_{забА} = 1,905$ МПа и $q_{жА} = 0,3$ м³/сут при водогазовом факторе $W = 8,5$ см³/м³. При создании

во вспомогательном канале ОГП с дебитом $Q_{огп} = 65$ тыс. м³/сут совместная суммарная характеристика двух каналов сместится влево до точки *B*, параметры рабочего режима станут соответствовать $Q_{гВ} = 89$ тыс. м³/сут, $P_{забВ} = 1,764$ МПа и $q_{жВ} = 0,76$ м³/сут. При выборе дебита ОГП во вспомогательном канале необходимо обеспечить выполнение трех условий: 1) жидкость не должна поступать во вспомогательный канал, что обеспечивается выполнением неравенства $Fr^* < Fr_0^*$ для вспомогательного канала; 2) давление на устье вспомогательного канала с ОГП не может быть меньше заданного рабочего устьевого давления; 3) давление на забое не должно быть меньше значения, обеспечивающего устойчивую работу основного канала с ГЖП. Третье условие можно сформулировать по-другому, аналогично по смыслу: максимальное давление на устье основного канала с ГЖП не может быть меньше заданного рабочего устьевого давления. Все три условия требуют ограничения дебита ОГП во вспомогательном канале некоторым максимальным значением; актуальным является наименьшее значение из трех, определяемых для каждого из условий.

Методика расчета КЛК 3-го типа

Расчет варианта ГЖП, когда течение обеих фаз реализуется в двух параллельных трубах, характеризуемых в общем случае разными сопротивлениями и геометрическими размерами, несколько сложнее, чем предыдущие два. Проведем анализ одновременного течения ГЖП по двум каналам. Для этого в начале рассмотрим характеристики ОГП и ГЖП, изображенные на рис. 4. Очевидно, рабочий градиент давления ($i_{раб}$) может поддерживаться на определенном уровне при различных соотношениях расходов газа и жидкости в пределах диапазонов расхода газа $Fr_{мин}^* < Fr^* < Fr_{макс}^*$ и расхода жидкости $0 < \Delta i_{ж} < \xi Bu$. Таким образом, в случае ГЖП, в отличие от однофазных потоков, уравнение движения (9) не имеет однозначных решений относительно скоростей движущихся фаз. При этом для обоих потоков должно выполняться равенство

$$i_{раб1} = i_{раб2}. \quad (14)$$

Обозначим дебит газа и расход жидкости в 1-м и 2-м каналах соответственно через $Q_{г1}$, $Q_{г2}$, $q_{ж1}$, $q_{ж2}$. При этом суммарный дебит газа

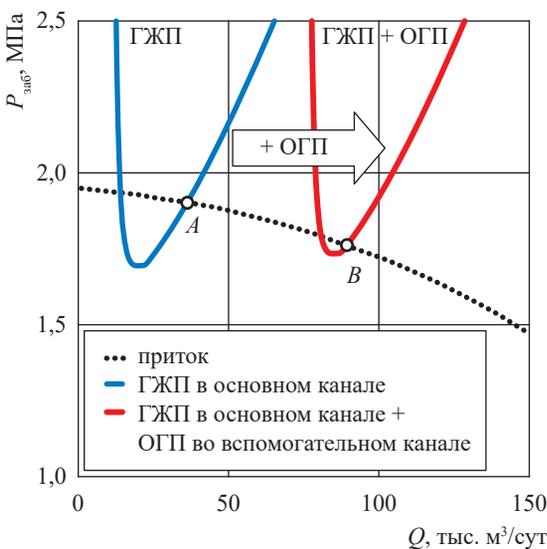


Рис. 3. Иллюстрация методики расчета КЛК 1-го и 2-го типов

$$Q_r = Q_{r_1} + Q_{r_2}, \quad (15)$$

а суммарный расход жидкости

$$q_{ж} = q_{ж_1} + q_{ж_2}. \quad (16)$$

Введем также соотношения

$$X = \frac{Q_{r_1}}{Q}; \quad (17)$$

$$Y = \frac{q_{ж_1}}{q_{ж}}.$$

Вначале рассмотрим простейший случай ГЖП в двух параллельных цилиндрических трубах одного размера и одинаковых сопротивлений. Анализ такого варианта ГЖП позволит проверить адекватность предлагаемой расчетной схемы и ее применимость для дальнейших расчетов КЛК.

На рис. 5 представлены расчетные зависимости $i(X)$ и $Y(X)$ для ГЖП в трубах диаметром $D = 0,062$ м с сопротивлением для газа $\lambda = 0,015$ и для жидкости $\xi = 0,00667$ при $p = 3,0$ МПа, $Q_r = 230$ тыс. м³/сут и $W = 10$ см³/м³, что соответствует $q_{ж} = 96$ л/ч.

Рис. 5 отражает следующие особенности рассматриваемого ГЖП в двух параллельных трубах:

1) зависимость потерь давления в совместном потоке от дебита газа в одной трубе $i(X)$ имеет форму симметричной параболообразной кривой, ограниченной предельными значениями $0,462 < X < 0,538$;

2) при дебитах газа в одной трубе, выходящих за предельные значения, т.е. при $X < 0,462$ или $X > 0,538$, потери давления в двух потоках не могут быть одинаковы ни при каких распределениях жидкой фазы между трубами. Это означает, что в рассматриваемых условиях ГЖП одновременно в двух каналах существует только в диапазоне дебита газа в первой трубе $Q_{r_1}^{\text{мин}} = 106$ тыс. м³/сут $< Q_{r_1} < Q_{r_1}^{\text{макс}} = 124$ тыс. м³/сут и соответствующем ему диапазоне дебита газа во второй трубе $Q_{r_2}^{\text{макс}} = 124$ тыс. м³/сут $> Q_{r_2} > Q_{r_2}^{\text{мин}} = 106$ тыс. м³/сут. В этом диапазоне дебитов газа расход жидкости в каждой трубе варьирует от нуля до максимального $q_{ж}$;

3) при фиксированном давлении на выходе обеих труб, соответствующем градиенту давления в диапазоне $0,0626 < i < 0,0643$, могут существовать два различных режима потоков. Например, при $i = 0,0635$ расходы газа и жидкости могут быть равны в обоих вариантах: $Q_{r_1} = 110$ тыс. м³/сут, $Q_{r_2} = 120$ тыс. м³/сут, $q_{ж_1} = 86$ л/ч, $q_{ж_2} = 10$ л/ч (режим А); $Q_{r_1} = 120$ тыс. м³/сут, $Q_{r_2} = 110$ тыс. м³/сут, $q_{ж_1} = 10$ л/ч; $q_{ж_2} = 86$ л/ч (режим В). При градиенте давления $i = 0,0643$ может существовать только один режим с одинаковыми расходами газа и жидкости в двух трубах (режим С). Таким образом, в двух одинаковых трубах можно наблюдать полную симметрию гидродинамических условий существования ГЖП, что свидетельствует о непротиворечивости рассматриваемой расчетной методики.

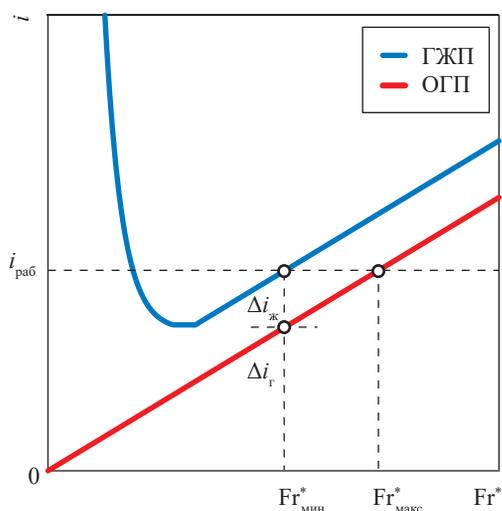


Рис. 4. Иллюстрация алгоритма расчета КЛК 3-го типа

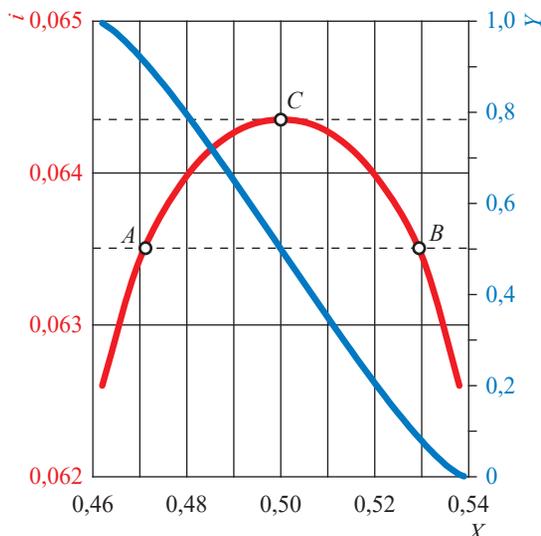


Рис. 5. Иллюстрация особенностей течения двух параллельных ГЖП

Если значение выходного давления не фиксировать, в обеих трубах самопроизвольно установится режим *C* с градиентом давления $i = 0,0643$ и одинаковыми расходами газа и жидкости $Q_{г1} = Q_{г2} = 115$ тыс. м³/сут; $q_{ж1} = q_{ж2} = 49$ л/ч. Это произойдет по следующей причине. Предположим, исходный режим наблюдается при $X < 0,5$, например $X = 0,48$, что отвечает скоростям газа соответственно в 1-й и 2-й трубах $U_1 = 14,19$ м/с и $U_2 = 15,37$ м/с и расходам жидкости $q_{ж1} = 76$ л/ч и $q_{ж2} = 20$ л/ч. Очевидно, такое соотношение скоростей газа и расходов

жидкости ($\frac{U_1}{q_{ж1}} = 0,187$ и $\frac{U_2}{q_{ж2}} = 0,768$) устойчивым быть не может, поскольку при большей скорости поступающего в трубу газа в эту же трубу должно поступать и большее количество жидкости. На рис. 6 представлены

соотношения $\alpha_1 = \frac{Q_{г1}}{q_{ж1}}$ и $\alpha_2 = \frac{Q_{г2}}{q_{ж2}}$ для обеих

труб в зависимости от X , из которых следует, что гидродинамически равновесное состояние в этом случае реализуется при $X = 0,5$ и $Y = 0,5$, что соответствует логике анализируемого процесса. Таким образом, дополнительно к условиям (15) и (16) должно соблюдаться условие

$$\alpha = \alpha_1 = \alpha_2 = 1,$$

$$\text{где } \alpha_1 = \frac{X_1}{Y_1}; \alpha_2 = \frac{X_2}{Y_2}. \quad (18)$$

Однако гидродинамическая симметрия, аналогичная только что рассмотренной, может проявляться не всегда. Рассмотрим работу КЛК.

Сначала проведем анализ для конфигурации труб $D_1 = 0,052$ м; $D_2 = 0,06$ м; $D_3 = 0,1$ м; $\lambda_1 = 0,015$; $\xi_1 = 0,00667$; $\lambda_2 = 0,027$; $\xi_2 = 0,074$ при условиях $Q_{г1} = 110$ тыс. м³/сут, $p = 3,0$ МПа, $W = 8,9$ см³/м³. На рис. 7 пред-

ставлены зависимости $\frac{dp}{dL}(X)$ и $Y(X)$ для

этого случая. Диапазон дебитов в ЦЛК составляет $Q_{г1}^{\text{мин}} = 31,6$ тыс. м³/сут $< Q_{г1} < Q_{г1}^{\text{макс}} = 45,4$ тыс. м³/сут, диапазон дебитов в МКП составляет $Q_{г2}^{\text{макс}} = 78,4$ тыс. м³/сут $> Q_{г2} > Q_{г2}^{\text{мин}} = 64,6$ тыс. м³/сут. При $X > 0,403$, что соответствует дебитам $Q_{г1} > 44,3$ тыс. м³/сут и $Q_{г2} < 65,7$ тыс. м³/сут, на графиках наблюдается перелом, обусловленный изменением

режима потока в МКП и установлением переходного режима 2 (см. пояснения к рис. 2) и соответствующим изменением механизма формирования потерь давления. Отметим, что равенство $\alpha = 1$ выполняется при $X = Y = 0,356$ (точка *C*), т.е. в отсутствие фиксации давления на выходе из трубы самопроизвольно установится режим $Q_{г1} = 39$ тыс. м³/сут; $Q_{г2} = 71$ тыс. м³/сут; $q_{ж1} = 14,5$ л/ч; $q_{ж2} = 26,3$ л/ч.

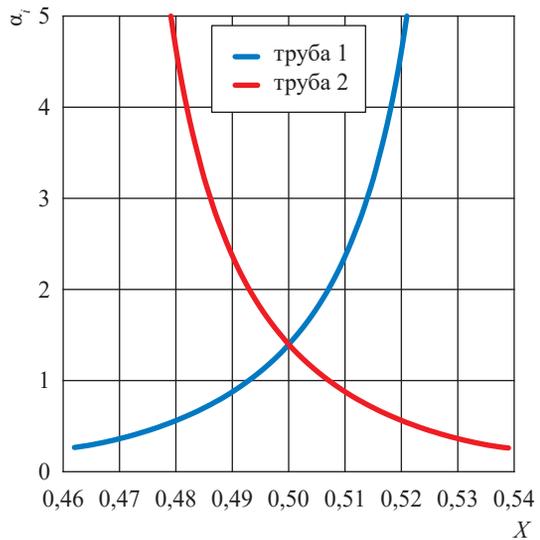


Рис. 6. Зависимость $\alpha(X)$ для каждой трубы от дебита газа в одной трубе

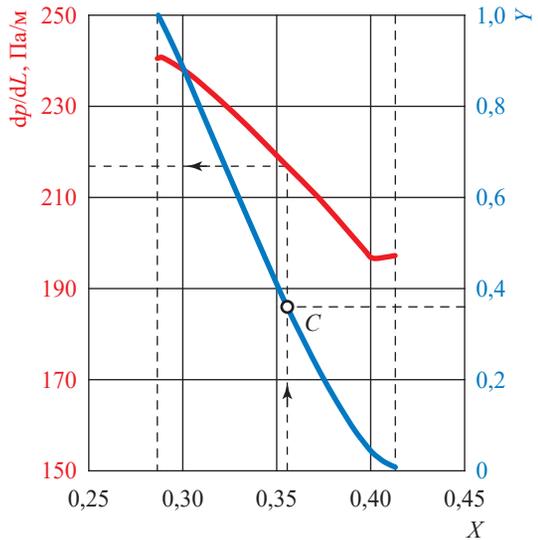


Рис. 7. Диапазон режимов работы КЛК, состоящей из сталеполимерной трубы внутренним диаметром $D_1 = 52$ мм, расположенной внутри лифтовой трубы условным диаметром 114 мм

При фиксации градиента давления в диапазоне $197 \text{ Па/м} < dp/dL < 240 \text{ Па/м}$ установится соответствующий режим, который может быть определен по графику на рис. 7. Отметим, что в рассматриваемом случае решение задачи однозначно, поскольку проявляющаяся в предыдущем примере двойственность исчезает вместе с упомянутой симметрией гидродинамических условий.

Теперь рассмотрим работу КЛК в тех же условиях для ОЛК с внутренним диаметром $D_3 = 0,153 \text{ м}$. Этим же расчетным методом легко получить, что одновременное движение ГЖС по ЦЛК и МКП в такой системе невозможно. Минимальный суммарный дебит, при котором возможно равенство градиентов давлений в двух параллельных каналах, составляет $219 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Очевидно, что это чрезмерно большая величина; если скважина может работать с таким дебитом, оснащать ее концентрическим лифтом нецелесообразно.

Таким образом, движение ГЖС по двум параллельным каналам представляет собой сложный гидродинамический процесс, реализуемый в узких диапазонах термодинамических и гидродинамических условий и характеризующийся различными сочетаниями режимов ГЖП в обеих трубах.

Анализ работы скважины, оснащенной КЛК

Теперь рассмотрим работу КЛК в промысловых условиях на примере скважины Уренгойского НГКМ (таблица). Скважина до оснащения КЛК задавливалась.

На рис. 8 представлены характеристики скважины при эксплуатации по ЦЛК, МКП и ОЛК в виде зависимостей $P_{\text{уст}}(Q_r)$, рассчитанные по изложенной выше методике. Изображена также характеристика притока газа к забою – индикаторная линия пласта. Из рисунка следует, что при заданном $P_{\text{уст}}$:

1) скважина до оснащения КЛК начала задавливаться; перед задавливанием ее дебит составлял около $113 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$;

2) эксплуатация скважины по КЛК 2-го и 3-го типов невозможна, поскольку максимальное давление в МКП не превышает устьевого рабочего давления;

3) целесообразна эксплуатация скважины по КЛК 1-го типа. Регулированием штуцера на устье МКП можно получить суммарный дебит газа до $92 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, при этом

Параметры скважины и пласта:

a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта; $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{уст}}$ – пластовое и устьевого давление

$L_1, \text{ м}$	1052
$L_2, \text{ м}$	1050
$D_1, \text{ мм}$	52
$D_2, \text{ мм}$	60
$D_3, \text{ мм}$	153
$a, 10^{-2} \cdot \text{МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3$	0,312
$b, 10^{-2} (\text{МПа} \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3)^2$	0,0052
$W, \text{ см}^3/\text{м}^3$	8,5
$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$	1,95
$P_{\text{уст}}, \text{ МПа}$	1,44

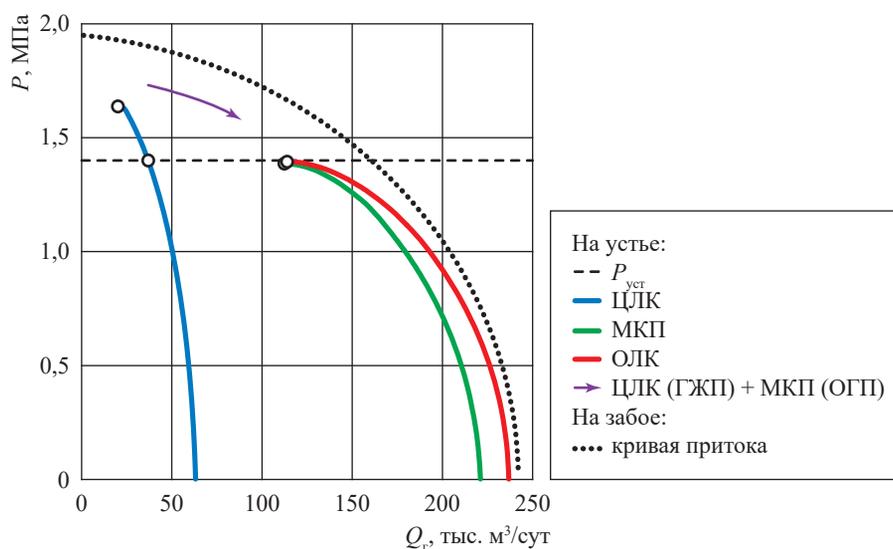


Рис. 8. Иллюстрация работы КЛК скважины 1

активизируется ограничивающее условие 3 по дебиту ОГП в МКП (см. выше раздел «Методика расчета КЛК 1-го и 2-го типов»).

Таким образом, разработанная методика позволяет проводить подробный анализ режимов работы обводненных скважин, в том числе с применением технологии КЛК. Отметим, что в дальнейшем необходимо рассмотреть важный аспект влияния на работу КЛК гидродинамических процессов на забое, поскольку наличие жидкости в движущейся смеси может существенно изменять поле давлений в интервале ниже башмака насосно-компрессорных труб, особенно в скважинах с протяженными интервалами вскрытия, и, соответственно, их учет может существенно повлиять на выбор решений относительно способа эксплуатации обводняющейся скважины.

Выводы

1. Технология КЛК может быть эффективно использована для компенсации снижения дебитов после замены лифтовых труб.

2. Технология КЛК является высоко интеллектуальной, требующей как предварительного анализа целесообразности ее использования

в каждом конкретном случае, так и формулирования внятного алгоритма оперативного регулирования работы скважины до момента окончания ее эксплуатации. Принципы и методики такого регулирования должны разрабатываться на основе знаний о закономерностях поведения ГЖП в широком диапазоне физических параметров, которые в настоящее время могут быть получены только на основе физического моделирования.

3. Разработанные на основе экспериментальных исследований в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» гидродинамические модели и расчетные методики формируют основу новой методологии газожидкостной гидродинамики в газодобывающей отрасли и являются эффективным инструментом моделирования работы скважин, в продукции которых содержится жидкая фаза.

4. Приведенные в статье гидродинамические модели и методики расчета рекомендуются к использованию в процессах проектирования обустройства и реконструкции газопромысловых систем, а также в алгоритмах автоматического управления работой промысловых систем.

Список литературы

1. Шулятиков В.И. Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам: опыт и перспективы / В.И. Шулятиков, Д.В. Дикамов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. – № 4. – С. 11–19.
2. Епрынцева А.С. Методика расчета градиента давления многофазного потока газа и смеси конденсационной и пластовой вод по концентрическим лифтовым колоннам / А.С. Епрынцева, А.Н. Лапердин, И.Е. Якимов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 4. – С. 27–31.
3. Пономарев А.И. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами / А.И. Пономарев, Т.Т. Рагимов, О.А. Шигидин // Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – № 4. – С. 19–32.
4. Ибрагимова Д.Р. Моделирование технологий ПАВ и КЛК на примере маломощных газовых залежей с подстилающей водой / Д.Р. Ибрагимова, А.А. Горланов, А.Ю. Юшков и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. – № 2(21). – С. 26–30.
5. Николаев О.В. Современные методы расчета технологического режима работы газовых скважин с водопроявлениями / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 1. – С. 44–59.
6. Николаев О.В. Использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений / О.В. Николаев, А.Н. Харитонов, И.В. Стоноженко // Газовая промышленность. – 2015. – № 11 (730). – С. 31–35.
7. Кирсанов С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 50–55.

8. Рагимов Т.Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей: дис. ... канд. тех. наук / Т.Т. Рагимов. – Уфа: УГНТУ, 2022. – 202 с.
9. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дис. ... д-ра тех. наук / О.В. Николаев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – 328 с.
10. Николаев О.В. Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 4(40). – С. 18–23.
11. Taitel Y. Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes / Y. Taitel, D. Bornea, A. Dukler // *AICHE Journal*. – 1980. – Т. 26. – № 3. – С. 345–354.
12. Caetano E.F. Upward vertical two-phase flow through an annulus. Pt. I: Single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction / E.F. Caetano // *Journal of Energy Resources Technology*. – 1992. – Т. 114. – С. 1–13.
13. Лобанов И.Е. Моделирование гидравлического сопротивления в кольцевых (плоских) каналах в условиях интенсификации теплообмена с помощью поверхностных турбулизаторов / И.Е. Лобанов // *SCI-Article.ru*. – 2018. – № 57 (май). – <https://sci-article.ru/stat.php?i=1526131725&ysclid=lqf67kyvog354144522>

Procedure for predicting behavior of wet wells equipped with concentric tubing

O.V. Nikolayev^{1*}, A.A. Ploskov¹, I.V. Stonozhenko¹, V.G. Vasilyev², A.V. Solomakhin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

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

Abstract. A later stage of gas field development is commonly accompanied with the intensive flooding of the wells considerably decreasing the current performance of the field facility and the resulting gas recovery factor. There are several techniques to reduce the negative aftereffects of flooding; the most popular among them is fitting of wells with the concentric tubing. Nevertheless, nowadays there is no any valid scientific theory enabling assessment of performance for such wells.

To compensate this lacuna, the Gazprom VNIIGAZ scientists have worked out a method for calculating operation of wells equipped with the concentric tubing. This technique uses an original hydrodynamic simulator on the grounds of experimental testing of the gas-liquid flows in conditions alike to the field ones. The article describes the predictive model, gives instructions and illustrates its practical application.

The designed simulator is efficient both for evaluating expediency of concentric tubing in particular situation and for predicting wells and field performance during project and post-project works. Besides, it could be used within the algorithms of the systems for automated control of wells, well clusters and field operation.

The suggested procedure for modelling behavior of the wells with concentric tubing is recommended for application in course of engineering and reconstruction of the gas production facilities.

Keywords: operational technique, later stage of operation, concentric tubing, hydrodynamic modelling, experimental studies, gas-liquid flows, pressure losses, bottom-hole pressure, wellhead pressure, gas yield.

References

1. SHULYATIKOV, V.I., D.V. DIKAMOV. Well operation through concentric tubing: background and prospects [Ekspluatatsiya skvazhin po kontsentricheskim liftovym kolonnam: opyt i perspektivy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2008, no. 4, pp. 11–19, ISSN 2070-6820. (Russ.).
2. YEPRYNTSEV, A.S., A.N. LAPERDIN, I.Ye., YAKIMOV, et al. Some method of pressure gradient calculation of gas multiphase flow and mixture of condensate and formation water on the basis of concentric tubing [Metodika rascheta gradiyenta davleniya mnogofaznogo potoka gaza i smesi kondensatsionnoy i plastovoy vod po kontsentricheskim liftovym kolonnam]. *Stroitelstvo Neftnyaykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe in a More*, 2012, no. 4, pp. 27–31, ISSN 0130-3872. (Russ.).
3. PONOMAREV, A.I., T.T. RAGIMOV, O.A. SHIGIDIN. Practice of operating a gas well with concentric string tubing [Opyt ekspluatatsii gazovoy skvazhiny s kontsentricheskim liftovymi kolonnami]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2019, no. 4, pp. 19–32, ISSN 2308-4758. (Russ.).

4. IBRAGIMOVA, D.R., A.A. GORLANOV, A.Yu. YUSHKOV et al. Modelling of foamers and concentric tubing in gas wells on low-pressure thin bottom water-drive deposits [Modelirovaniye tekhnologiy PAV i KKL na primere malomoshchnykh gazovykh zalezhey s podstilayushchey vodoy]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2019, no. 2(21), pp. 26–30, ISSN 2412-6497. (Russ.).
5. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. Modern methods for calculating process regime of a gas well with water seepage [Sovremennyye metody rascheta tekhnologicheskogo regima raboty gazovykh skvazhin s vodoproyavleniyami]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2023, no. 1, pp. 44–59, ISSN 2070-6820. (Russ.).
6. NIKOLAYEV, O.V., A.N. KHARITONOV, I.V. STONozHENKO. Engagement of concentric tubing while operating gas wells at late stage of field development [Ispolzovaniye kontsentricheskogo lifta pri ekspluatatsii gazovykh skvazhin na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 11 (730), pp. 31–35, ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. KIRSANOV, S.A., V.N. GORDEYEV, O.V. NIKOLAYEV et al. Empirical hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows in gas wells at a later stage of field development [Empiricheskaya gidrodinamicheskaya model vertikalnykh gazozhidkostnykh potokov v gazovykh skvazhinakh na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2017, no. 4 (751), pp. 50–55, ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. RAGIMOV, T.T. *Application of concentric tubing for process control of wells being water-flooded at later stage of gas deposits development* [Upravleniye tekhnologicheskimi regimami raboty obvodnyayushchikhsya skvazhin po kontsentricheskim liftovym kolonnam na pozdney stadia razrabotki gazovykh zalezhey]. Candidate's thesis (engineering). Ufa State Petroleum Technological University. Ufa, 2022. (Russ.).
9. NIKOLAYEV, O.V. *Perfection of methods for hydrodynamic simulation of gas production processes according to results of testing gas-liquid flows* [Sovershenstvovaniye metodov gidrodinamicheskogo modelirovaniya protsessov dobychi gaza po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov]. Doctor's thesis (engineering). Gazprom VNIIGAZ LLC. Moscow, 2022. (Russ.).
10. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. New methodology for hydrodynamic simulation of water-flooded gas wells [Novaya metodologiya gidrodinamicheskogo modelirovaniya obvodnennykh gazovykh skvazhin]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2023, no. 4(40), pp. 18–23, ISSN 2412-6497. (Russ.).
11. TAITEL, Y., D. BORNEA, A. DUKLER. Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. *AIChE Journal*, 1980, vol. 26, no. 3, pp. 345–354, ISSN 0001-1541.
12. CAETANO, E.F. Upward vertical two-phase flow through an annulus. Pt. I: Single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, vol. 114, pp. 1–13, ISSN 0195-0738.
13. LOBANOV, I.Ye. Modelling hydraulic resistance in circular (flat) channels against heat exchange intensification by means of surface turbulizers [Modelirovaniye gidravlicheskogo soprotivleniya v koltsevykh (ploskikh) kanalakh v usloviyakh intensivatsii teploobmena s pomoshchyu poverkhnostnykh turbulizatorov]. *SCI-Article.ru* [online], 2018, no. 57. Available from: <https://sci-article.ru/stat.php?i=1526131725&ysclid=lqf67kyvog354144522>. (Russ.).

УДК 622.691.4:622.279

Актуальные вопросы проектирования и эксплуатации промышленных газосборных сетей на новых месторождениях

А.А. Ротов^{1*}, В.А. Истомина¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

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

Ключевые слова: газосборная сеть, трубопровод, конденсат, вода, накопление жидкости, проектирование, эксплуатация, моделирование.

Тезисы. В статье проанализированы характерные особенности газосборных сетей новых газоконденсатных месторождений. Отмечено, что в обустройстве новых объектов добычи используются преимущественно коллекторные схемы газосборных сетей, сформированные из трубопроводов сложного профиля и высокой протяженности. Увеличение масштабов и усложнение рельефа газосборных сетей создают условия для возникновения эксплуатационных осложнений, не наблюдавшихся ранее или не оказывавших заметного влияния на работу промышленных систем добычи газа. Наиболее существенные осложнения связаны с накоплением жидкости в условиях недостаточной загрузки трубопроводов. Данные обстоятельства определяют необходимость создания новых подходов к проектированию систем сбора газа, прогнозированию и оптимизации их работы.

Проанализирован ряд технических и технологических решений, которые могут быть использованы для обеспечения эффективной работы промышленных систем сбора газа на новых месторождениях. Сформулированы актуальные направления развития средств гидродинамического моделирования трубопроводов новых месторождений.

В настоящее время крупнейшие газовые месторождения Надым-Пур-Тазовского региона России (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье) находятся на завершающих стадиях разработки. Новые месторождения, вводимые для компенсации снижения добычи на месторождениях-гигантах, существенно уступают им как по величине запасов газа, так и по распределению этих запасов по площади месторождения. Как следствие, в обустройстве новых объектов добычи используются более редкая сеть добывающих скважин и более протяженные газопроводы-шлейфы, транспортирующие сырой газ. Так, если на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона 90 % газосборных сетей было представлено трубопроводами протяженностью до 8 км, а их максимальная длина редко превышала 15 км (рис. 1), то на вводимых в настоящее время месторождениях часто используются шлейфы протяженностью несколько десятков километров, а длина самых протяженных трубопроводов достигает 45 км. Более того, в проектах обустройства новых месторождений рассматриваются варианты газосборных сетей, транспортирующих продукцию добывающих скважин на расстояния до 80 км.

Помимо увеличения протяженности трубопроводов также следует отметить тенденцию к усложнению профиля их трассы. В качестве примера на рис. 2 сравниваются характерные профили газосборных шлейфов и коллекторов различных месторождений. Основные объекты добычи газа, действующие в Надым-Пур-Тазовском регионе (Уренгойское, Ямбургское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ)) и на п-ове Ямал (Бованенковское НГКМ), расположены преимущественно в равнинной местности, характеризующейся незначительными (в основном до 5 м/км) перепадами высот. Тогда как на новых месторождениях, расположенных в Восточной Сибири (Чаяндинское НГКМ, Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ)) и на Дальнем Востоке (Кириновское ГКМ), перепады высот вдоль трасс трубопроводов варьируются в диапазоне 100...400 м.

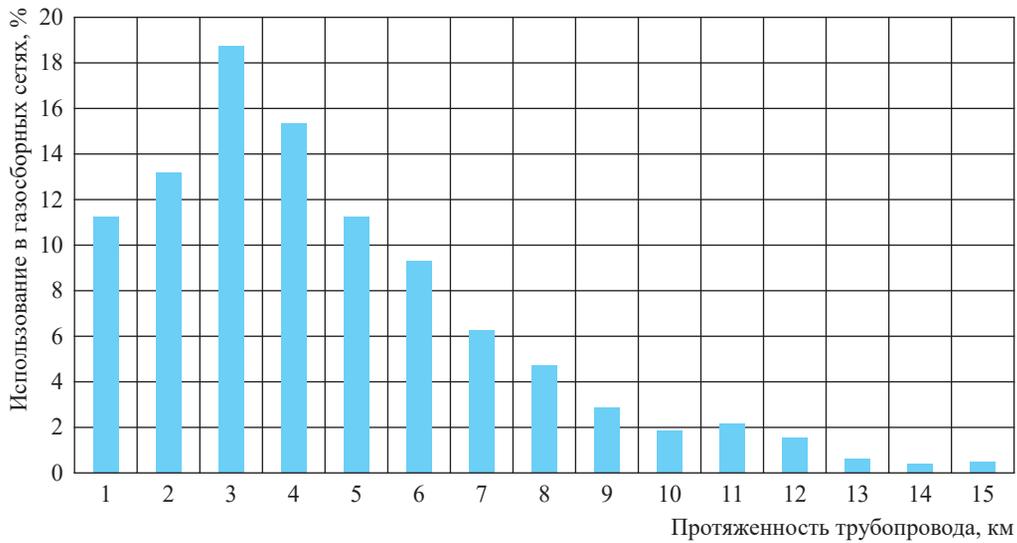


Рис. 1. Длины трубопроводов в газосборных сетях месторождений Надым-Пур-Тазовского региона

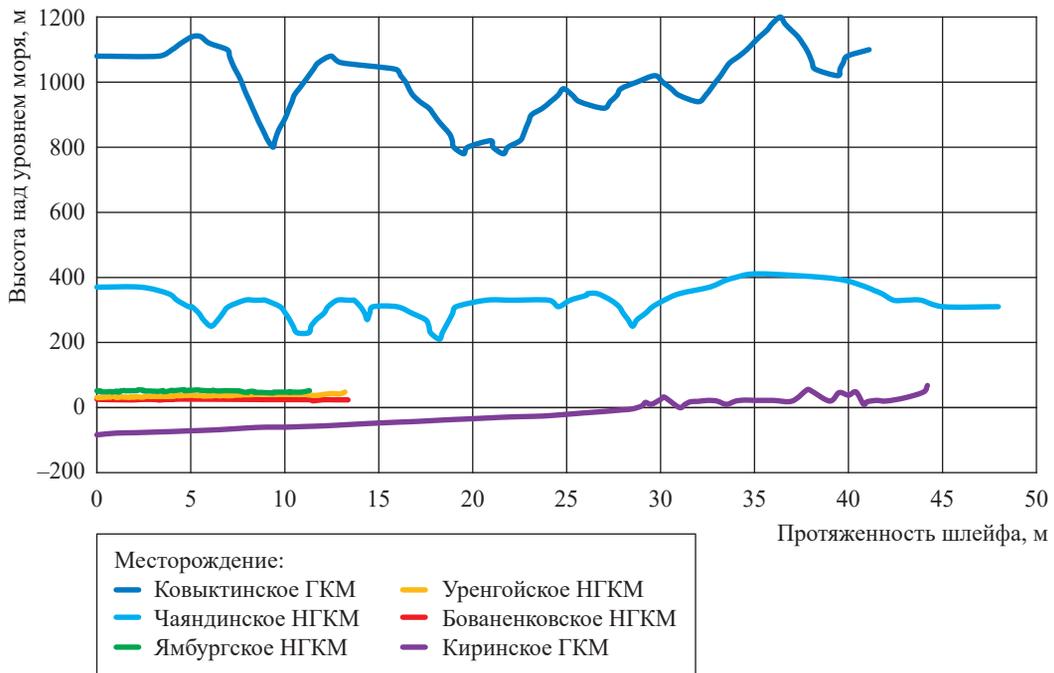


Рис. 2. Сравнение характерных профилей промысловых трубопроводов месторождений

Для определения влияния протяженности и сложности рельефа трубопроводов на работу газосборных сетей выполнено сравнительное гидродинамическое моделирование шлейфов Уренгойского и Ковыктинского месторождений при идентичных условиях эксплуатации. При выполнении расчетов профили шлейфов приняты согласно данным, представленным на рис. 2, внутренний диаметр принят равным 500 мм. Транспортируемая продукция представляет собой газожидкостную смесь, жидкая

фаза которой представлена углеводородным конденсатом и водой. Расходное содержание конденсата в составе продукции составляет 50 г/м³, воды – 3 г/м³. Давление на выходе трубопровода принято равным 5,0 МПа, что характерно для середины периода эксплуатации месторождений.

На рис. 3 представлены потери давления и объемы накопленной жидкости для моделируемых трубопроводов в зависимости от расхода транспортируемой продукции. Согласно

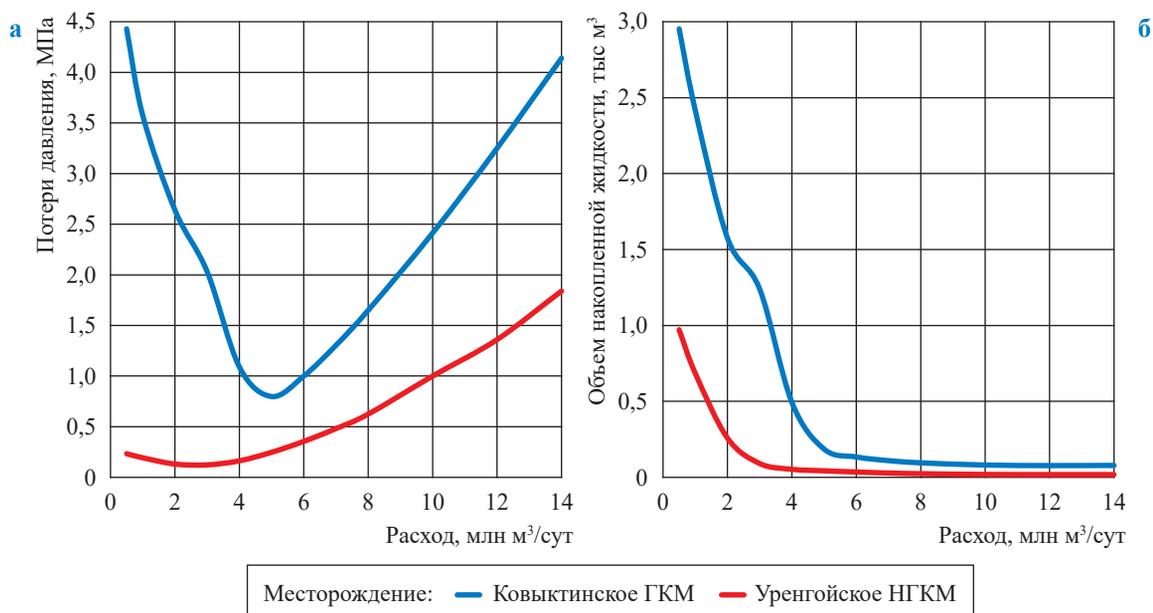


Рис. 3. Результаты сравнительного гидродинамического моделирования шлейфов Уренгойского и Ковыктинского месторождений: а – потери давления, б – объем накопленной жидкости

представленным расчетным данным, наблюдающееся в настоящее время усложнение газосборных систем приводит к существенному ухудшению их гидравлических характеристик (см. рис. 3а).

Прежде всего следует отметить, что увеличение протяженности трубопровода увеличивает гидравлические потери на трение, доминирующие при высоких расходах газа. В рассматриваемом примере потери давления в характерном шлейфе Ковыктинского месторождения в два-три раза превышают потери давления в шлейфе Уренгойского месторождения, что сокращает период бескомпрессорной эксплуатации и требует соответствующего увеличения энергетических затрат на компримирование газа. Однако наиболее существенная разница наблюдается при низких расходах газа, когда доминирующую роль играют гидростатические потери.

Сложный рельеф местности Ковыктинского месторождения увеличивает гидростатические потери, обусловленные весом накопленной на подъемных участках жидкости, приблизительно в 20 раз. Также следует отметить влияние рельефа на границу перехода в режим накопления: для Уренгойского месторождения накопление жидкости начинается при расходах менее 4 млн м³/сут, а для Ковыктинского месторождения при тех же условиях эксплуатации накопление начинается уже при расходе 6 млн м³/сут.

Более ранний переход в режим накопления жидкости и возникающие при этом гидростатические потери в системах сбора требуют поддержания более высоких устьевых давлений скважин, ограничивают их возможности по добыче газа. Если для условий Уренгойского месторождения минимальный перепад давления, необходимый для транспортировки продукции скважин по шлейфу, составляет 0,15...0,25 МПа, то в условиях Ковыктинского ГКМ эта величина возрастает до 0,9 МПа, а при недостаточной нагрузке трубопроводов она достигает 4,5 МПа. Как следствие, наиболее удаленные кусты добывающих скважин Ковыктинского ГКМ могут прекратить свою работу уже при устьевом давлении 4,5 МПа из-за высоких гидравлических потерь в газосборной сети.

Помимо увеличения потерь давления накопление жидкости в трубопроводах создает ряд дополнительных эксплуатационных проблем, обусловленных особенностями течения газожидкостных смесей. Заполнение жидкостью пониженных участков провоцирует возникновение пробкового режима течения газожидкостной смеси, сопровождающегося заметными пульсациями давления и периодическими выбросами жидкости даже при стабильном режиме эксплуатации трубопровода. Изменения же режима его работы способны спровоцировать вынос огромного количества жидкости, в десятки раз превышающего пропускную

способность пробкоуловителей и сепарационного оборудования газового промысла. Так, в рассматриваемом примере увеличение расхода по трубопроводу Ковыктинского месторождения с 2 до 4 млн м³/сут приведет к выносу жидкости в объеме 1000 м³ (см. рис. 3б).

Как правило, подобные осложнения связаны с недостаточной загрузкой трубопроводов и наблюдаются в пусковой период работы месторождений, а также на стадии падающей добычи. В отдельных случаях пробковые режимы течения газожидкостных смесей могут возникать и на стадии постоянной добычи вследствие переоценки добычных возможностей скважин на стадии проектирования или использования избыточных диаметров трубопроводов при формировании систем сбора газа.

Таким образом, можно сделать вывод, что наблюдающиеся на новых месторождениях тенденции изменения масштабов и рельефа газосборных сетей приводят к ряду эксплуатационных осложнений, не наблюдавшихся ранее или не оказывавших столь заметного влияния на работу промысловых систем добычи газа. Наиболее существенные проблемы связаны с накоплением жидкости в трубопроводах в условиях их недостаточной загрузки. Высокие гидравлические потери в системах сбора газа приводят к увеличению энергетических затрат на компримирование газа, ограничивают дебиты добывающих скважин. Залповые выбросы жидкости из трубопроводов снижают эффективность работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ), создают риски повреждения оборудования технологических линий.

Традиционными способами борьбы с накоплением жидкости являются периодические продувки трубопроводов и прогон очищающих поршней [1]. Прогон очищающих поршней предусматриваются заранее – на этапе проектирования систем наземного обустройства, для чего трубопроводы системы сбора оборудуются камерами для их запуска и приема. Продувки трубопроводов для удаления накопленной жидкости могут применяться на любой стадии эксплуатации и не требуют предварительной проектной проработки. Однако в условиях новых месторождений эффективность этих мероприятий существенно снижается.

Современные газосборные сети формируются преимущественно по коллекторной схеме, при которой продукция от отдельных кустов добывающих скважин транспортируется

по трубопроводам малого диаметра (Ду 250, Ду 300), а затем объединяется в общий газосборный коллектор большего диаметра (Ду 400, Ду 500, Ду 700) для транспортировки на УКПГ. При объединении большого количества кустов скважин газосборные коллекторы часто имеют телескопическую конструкцию: диаметр коллектора увеличивается по мере роста объемов транспортируемой продукции. Так, например, на Чаяндинском НГКМ один из коллекторов сформирован из трубопроводов четырех типоразмеров: Ду 300, Ду 400, Ду 500 и Ду 700. Использование подобных конструкций переменного диаметра не позволяет осуществить прогон очищающего поршня по всей длине коллектора для обеспечения его полноценной очистки.

Другим фактором, ограничивающим применение общепринятых методов, является увеличение содержания жидкой фазы в продукции месторождений. Ранее продувки и прогоны поршней в основном применялись в газосборных сетях сеноманских месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, в продукции которых жидкая фаза была представлена только водой с удельным содержанием на уровне 1...4 г на метр кубический газа. При таких удельных содержаниях жидкости ее накопление в трубопроводах после продувки проходило достаточно медленно, и разовое проведение мероприятий по очистке шлейфов позволяло обеспечить эффективную работу трубопроводов на достаточно длительный (от месяца до полугода) период.

На новых объектах газодобычи эксплуатируются преимущественно газоконденсатные залежи [2–4]. Наличие конденсата увеличивает удельное содержание жидкости в составе добываемой продукции в десятки раз по отношению к объектам добычи сеноманского газа (рис. 4). Увеличение удельного содержания жидкости заставляет пропорционально повышать частоту продувок или прогонов поршней, что делает эти мероприятия малоэффективными. Кроме того, продувки трубопроводов, как правило, проводятся на факел, и их применение в условиях новых месторождений повлечет за собой существенные потери не только газа, но и такого ценного сырья, как углеводородный конденсат.

Отмеченные выше обстоятельства определяют необходимость изменения подходов к проектированию систем сбора газа, а также

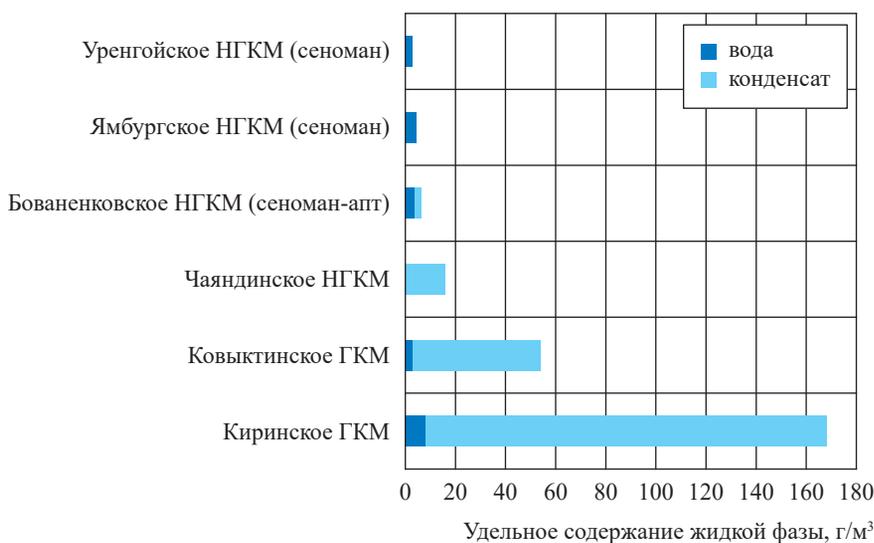


Рис. 4. Сравнение удельных содержаний жидкости в продукции месторождений

к прогнозированию и оптимизации их работы. Одно из направлений развития – разработка и внедрение новых проектных решений по обустройству газовых промыслов. Примерами таких решений служат системы распределенного компримирования, прокладка шлейфов в одном технологическом коридоре или использование двухтрубных схем транспортировки сырого газа с кустов скважин, а также технические решения по обеспечению равномерной загрузки пробкоуловителей жидкостью.

Системы распределенного компримирования представляют собой сеть мобильных компрессорных установок (МКУ), встроенных в промысловую систему сбора газа [5]. Размещение МКУ в непосредственной близости от кустов добывающих скважин позволяет компенсировать гидравлические потери в газосборной сети и обеспечить транспортировку добываемой продукции на пункт сбора даже при экстремально низких (до 0,1 МПа) устьевых давлениях. Отсутствие ограничений по минимальному устьевому давлению позволяет наиболее полно реализовать добычные возможности скважин и улучшить условия выноса жидкости из сопряженных трубопроводов газосборных сетей.

Прокладка газопроводов-шлейфов в общем технологическом коридоре является еще одним проектным техническим решением, позволяющим достаточно эффективно управлять режимами течения газожидкостных потоков в трубопроводах. Это обеспечивает возможность при необходимости объединять потоки

газа, идущие по отдельным шлейфам, в один общий поток за счет строительства перемычек и крановых узлов. Объединение потоков увеличивает скорость движения газа и улучшает условия выноса жидкости. Наряду со снижением гидростатических потерь давления, уменьшением образования жидкостных пробок данное техническое решение также позволяет повысить температуру продукции в шлейфах в холодные периоды эксплуатации и, как следствие, уменьшить потребности в ингибиторах гидратообразования. Положительный опыт объединения шлейфов, идущих в одном технологическом коридоре, был получен в ходе их эксплуатации в период падающей добычи на Уренгойском месторождении [1]. Аналогичный эффект достигается и при использовании двухтрубных схем транспортировки газожидкостных потоков. В этом случае увеличение скорости потока обеспечивается за счет отключения одной из ниток. Такая схема, в частности, была предусмотрена для транспортировки продукции с подводного добычного комплекса Киринского месторождения к береговым сооружениям и хорошо зарекомендовала себя в процессе эксплуатации. В условиях низкой загрузки системы сбора на начальном этапе разработки месторождения двухтрубная схема позволила обеспечить скорости потоков, достаточные для выноса жидкости, за счет использования только одной из двух предусмотренных проектом обустройства ниток.

Для защиты оборудования УКПГ от залповых выбросов жидкости, возникающих

в процессе эксплуатации газосборных сетей, в настоящее время широко применяются пробкоуловители. Существующие проектные решения, как правило, предусматривают последовательное расположение пробкоуловителей под прямым углом по отношению к направлению входящего потока (рис. 5).

В процессе эксплуатации такая компоновка приводит к тому, что скопления жидкости, обладающие значительной большей инерцией, чем газ, направляются преимущественно в последний по направлению входящего потока пробкоуловитель. Как следствие, возникает неравномерность загрузки технологических линий входных пробкоуловителей и сепараторов жидкостью, что снижает эффективность работы системы в целом. Подобные проблемы неравномерной загрузки технологических линий УКПГ жидкостью отмечались при эксплуатации газоконденсатных промыслов Уренгойского, Заполярного и Чаяндынского месторождений. При поступлении массивных жидкостных пробок с высокой скоростью, вероятность возникновения которых увеличивается на новых объектах добычи, используемая компоновка может привести к переполнению отдельных линий входного сепарационного оборудования УКПГ жидкостью и возникновению аварийной ситуации.

Для обеспечения более равномерной загрузки технологических линий УКПГ жидкостью на стадии проектирования обустройства целесообразно предусматривать такие технические решения, как направление входного коллектора сырого газа параллельно блоку пробкоуловителей, изменение геометрии входного коллектора. Так, на Ковыктинском ГКМ равномерность загрузки линий обеспечивается за счет входного коллектора в виде эстакадного

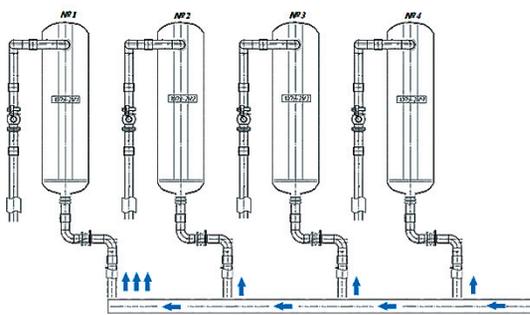


Рис. 5. Принципиальная схема компоновки системы пробкоуловителей и распределение входящего потока жидкости между ними

кольца, установленного вертикально [6]. Кроме того, эстакадное кольцо работает как дополнительная ступень сепарации, снижая нагрузку от залповых выбросов жидкости на пробкоуловители.

Другим, не менее важным, направлением является оптимизация технологических режимов работы промысла в процессе его эксплуатации. В качестве примера можно привести применение на Чаяндынском НГКМ средств гидродинамического моделирования для формирования сценария вывода межпромыслового коллектора из режима накопления жидкости за счет изменения режима его работы [7]. Данный трубопровод длительное время эксплуатировался с расходами продукции существенно ниже его проектной производительности, что создало условия для накопления большого количества жидкости и возникновения пробкового режима течения. Гидродинамические расчеты позволили установить, что объем накопленной жидкости составил около 9 тыс. м³, а непроизводительные гидростатические потери давления, обусловленные наличием жидкости, достигли 0,9 МПа. Также в ходе расчетов установлено, что дальнейшая эксплуатация трубопровода и вывод его на проектный режим работы сопряжены с риском залповых выбросов жидкости, которые могут нарушить работу промыслового оборудования. Далее были рассмотрены возможные сценарии вывода трубопровода на проектный режим, выполнено динамическое моделирование соответствующих переходных процессов, проведена оценка сопутствующих технологических рисков. На основе анализа полученных данных сформирован наиболее оптимальный сценарий, который затем был успешно реализован. В результате проведенных работ обеспечено безопасное изменение режима эксплуатации трубопровода, которое позволило исключить накопление жидкости и пробковые режимы течения газожидкостной смеси, а также снизить гидравлические потери с 0,9 до 0,18 МПа.

Следует отметить, что поиск оптимальных решений как для задач проектирования, так и для задач эксплуатации газосборных сетей подразумевает наличие инструментов для прогнозирования работы трубопроводов, транспортирующих газожидкостные потоки. При этом все большую роль начинают играть расчеты нестационарных гидродинамических

режимов. Проведение нестационарных гидродинамических расчетов позволяет прогнозировать динамику эксплуатационных параметров при плановых изменениях режимов работы трубопроводов, оптимизировать технологические операции по их обслуживанию (продувки, прогон очищающих поршней, ингибирование), избежать ошибок в подборе оборудования при проектировании обустройства промыслов, своевременно диагностировать риски возникновения аварийных ситуаций.

Наиболее передовой разработкой для моделирования нестационарных газожидкостных потоков в трубопроводах в настоящее время является программный комплекс OLGA компании Schlumberger. Это сложный, дорогостоящий коммерческий продукт с высокими требованиями к вычислительным ресурсам и подготовке пользователя. Данный программный комплекс позволяет решать широкий круг задач, связанных как со стационарными, так и с нестационарными расчетами газожидкостных потоков, и используется для решения задач в области транспортировки многофазных потоков такими крупными зарубежными компаниями, как ExxonMobil, Shell, StatoilHydro, ConocoPhillips, Total, Eni [8, 9]. В России программное обеспечение OLGA применяется в группах компаний «Газпром», «Лукойл». Отечественных разработок, сопоставимых с OLGA по функциональным возможностям, в настоящее время не имеется. С учетом необходимости импортозамещения разработка методов нестационарного расчета газожидкостных потоков и создание на их базе отечественных программных комплексов представляются крайне важной и актуальной задачей.

Основой для нестационарных моделей трубопроводов являются методики стационарного гидравлического расчета. Именно они позволяют определить начальное состояние моделируемой системы и его последующие изменения. В настоящее время существует нескольких десятков различных методик стационарного гидравлического расчета трубопроводов, созданных на различных этапах развития представлений о гидродинамике газожидкостных смесей. Однако практика применения этих методик показала, что ни одну из них нельзя считать универсальной [10, 11]. Кроме того, наиболее современные разработки в данной области являются закрытыми коммерческими проектами, что исключает возможность

их использования в качестве основы для создания нестационарных моделей. Поэтому для разработки современных отечественных средств моделирования трубопроводов прежде всего необходимо создание методики стационарного гидравлического расчета, которая позволит учесть характерные особенности новых месторождений. В качестве таких особенностей следует отметить:

- трехфазность транспортируемой среды (газ, вода, конденсат);
- значительные (до 90°) углы наклона трубопроводов;
- удельные содержания конденсата в потоке от 15 до 200 г/м^3 ;
- удельные содержания воды до 8 г/м^3 ;
- минерализация воды до 350 г/л .

В общем случае расчет газожидкостного потока, даже стационарного, представляет собой сложную, нетривиальную задачу. Наличие двух фаз в газожидкостном потоке приводит к необходимости поиска решения системы дифференциальных уравнений, описывающих гидродинамику совместного движения жидкости и газа, фазовые переходы газ-жидкость, теплообмен потока с окружающей средой. Расчет нестационарного движения газожидкостной смеси в трубопроводе существенно усложняет данную систему, вводя в указанные уравнения дополнительную переменную – время. В качестве одного из возможных решений поставленной задачи может быть использован квазистационарный подход к расчету, рассматривающий нестационарный процесс как последовательную смену стационарных состояний. Такой подход вполне оправдан, поскольку, по сути, является реализацией конечно-разностной схемы в уравнениях движения газожидкостной смеси в трубопроводе. В процессе решения указанных задач отдельное внимание целесообразно уделить поиску упрощенных инженерных методов определения основных параметров нестационарных газожидкостных потоков, позволяющих оперативно производить оценочные расчеты для решения производственных задач.

Таким образом, анализ показал, что в обустройстве новых объектов добычи используются преимущественно коллекторные схемы газосборных сетей, сформированных из трубопроводов сложного профиля и высокой

протяженности. Увеличение масштабов и усложнение рельефа газосборных сетей создают условия для возникновения эксплуатационных осложнений, не наблюдавшихся ранее или не оказывавших заметного влияния на работу промысловых систем добычи газа. Наиболее существенные осложнения связаны с накоплением жидкости в условиях недостаточной загрузки трубопроводов. Также установлено, что общепринятые технические решения по предотвращению накопления жидкости (продувки, прогон очищающих поршней) малоэффективны в условиях новых месторождений.

Данные обстоятельства определяют необходимость изменения подходов к проектированию систем сбора газа, а также к прогнозированию и оптимизации их работы. Одним

из перспективных направлений являются разработка и внедрение новых проектных решений по обустройству газовых промыслов: систем распределенного компримирования, прокладки шлейфов в одном технологическом коридоре или использования двухтрубных схем транспортировки сырого газа с кустов скважин, изменения схем обвязки пробкоуловителей. Другим, не менее важным, направлением является оптимизация технологических режимов работы промысла в процессе эксплуатации. Решение задач оптимизации требует создания современных отечественных средств динамического моделирования газожидкостных потоков в трубопроводах, позволяющих учитывать основные особенности новых месторождений.

Список литературы

1. Ротов А.А. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 109–115.
2. Парфёнова Н.М. Углеводородное сырьё Чайнинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 139–149.
3. Рыбьяков А.Н. Формирование и прогнозирование конденсатсодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах России. Проблемы ресурсов, разведки и добычи в XXI веке / А.Н. Рыбьяков, О.Г. Кананыхина // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 80–91.
4. Рыжов А.Е. Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырьё для нефтехимии / А.Е. Рыжов, Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 13–20.
5. Воронцов М.А. Перспективы применения распределенного компримирования в промысловых системах добычи газа / М.А. Воронцов, А.А. Ротов, И.В. Марушенко и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 164–173.
6. Пат. 2794267 Российская Федерация. Способ подготовки природного газа к транспорту: № 2021139558: заявл. 27.12.2021: опубл. 13.04.2023 / А.Р. Башаров, А.И. Кагарманов, заявитель ООО «Газпром добыча Иркутск».
7. Кононов А.В. Моделирование режимов эксплуатации протяженного рельефного трубопровода многофазного флюида на начальной стадии освоения газоконденсатного месторождения / А.В. Кононов, В.А. Маришкин, А.А. Ротов и др. // Газовая промышленность. – 2022. – № 2. – С. 20–25.
8. Крайнова Е.В. Применение средств моделирования для мониторинга и анализа работы трубопроводов при транспортировке многофазной продукции / Е.В. Крайнова // Инженерная практика. – 2018. – № 2. – С. 72–78. – https://digital.slb.ru/upload/iblock/625/kraynova_ip_2_2018_small.pdf
9. Лебский Д.С. Современный подход к проектированию трубопровода для транспорта газонасыщенной нефти на базе динамического моделирования потока / Д.С. Лебский // Socar Proceeding. – 2010. – № 2. – С. 70–74.

10. Сахаров В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках / В.А. Сахаров, М.А. Мохов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 398 с.
11. Ротов А.А. Совершенствование гидродинамического моделирования промысловых газосборных сетей, транспортирующих газожидкостные смеси: дисс. ... канд. тех. наук / А.А. Ротов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 117 с.

Topical challenges in design and operation of gas-collecting networks at new fields

A.A. Rotov^{1*}, V.A. Istomin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

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

Abstract. The article presents analysis of the unique characteristics of the gas-collecting nets at new gas-condensate fields. It is mentioned that construction of the new production facilities supposes preferential application of the gas-collecting systems composed from the long pipelines with complex profile. Increase of the scales and complication of the relief of these networks provoke operational troubles previously unobserved or unessential for work of the gas production systems. The most serious problems associate with liquid accumulation in situation of short charging of a pipeline. This context determines necessity to elaborate the new approaches to design of gas collectors, as well to prediction and optimization of their work.

Authors analyze a number and techniques and technologies which could be used to provide effective operation of the gas-collecting systems at the new fields. They list actual leads in hydrodynamic modelling of such pipeline networks.

Keywords: gas-collecting network, pipeline, condensate, water, liquid accumulation, designing, operation, simulation.

References

1. ROTOV, A.A., V.A. SULEYMANOV, V.A. ISTOMIN, et al. Main engineering decisions for prevention of liquid accumulation in gas-gathering networks [Osnovnyye tekhnicheskiye resheniya po predotvrashcheniyu nakopleniya zhidkosti v gazosbornykh setyakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 3 (23): Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation, pp. 109–115. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA, et al. Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil [Uglevodorodnoye serye Chayandinskogo NGKM: gaz, kondensat, nefl]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 139–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. RYBYAKOV, A.N., O.G. KANANYKHINA. Forming and forecasting condensate-incorporating fields and deposits in sedimentary basins of Russia. Challenges of resources, prospecting and production in 21st century [Formirovaniye i prognozirovaniye kondensatosoderzhashchikh mestorozhdeniy i zalezhey v osadochnykh basseynakh Rossii. Problemy resursov, razvedki i dabychi v XXI veke]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 80–91. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. RYZHOV, A.Ye., N.M. PARFENOVA, L.S. KOSYAKOVA, et al. Kirinskoe field gas condensates, a promising petrochemical feedstock [Gazokondensaty Kirinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya – perspektivnoye syrye dlya neftekhimii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 13–20. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. VORONTSOV, M.A., A.A. ROTOV, I.V. MARUSHCHENKO, et al. Prospects of use of distributed compression in field gas production systems [Perspektivy primeneniya raspredelennogo komprimirovaniya v promyslovykh sistemakh dovychi gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 164–173. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. GAZPROM DOBYCHA IRKUTSK LLC. *Method for preparing natural gas for transportation* [Sposob podgotovki prirodnogo gaza k transportu]. Inventors: A.R. BASHAROV, A.I. KAGARMANOV. 13 April 2023. Appl: no. 2021139558 dated 27 December 2021. RU 2794267.

7. KONONOV, A.V., V.A. MARISHKIN, A.A. ROTOV et al. Simulation of the operation modes for the extended hilly terrain multiphase fluid pipeline at the initial stage of the gas condensate field development [Modelirovaniye rezhimov ekspluatatsii protyazhennogo relyefnogo truboprovoda mnogofaznogo flyuida na nachalnoy stadia osvoyeniya gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. 2, pp. 20–25, ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. KRAYNOVA, Ye.V. Application of simulators for monitoring and analysis of pipeline work when transporting a multiphase product [Primeneniye sredst modelirovaniya dlya monitoring i analiza raboty truboprovodov pri transportirovke mnogofaznoy produktsii]. *Inzhenernaya Praktika*, 2018, no. 2, pp. 72–78. Available from: https://digital.slb.ru/upload/iblock/625/kraynova_-ip_2_2018_small.pdf. (Russ.).
9. LEBSKIY, D.S. Modern approach to designing a pipeline for transportation of gas-saturated oil on the backgrounds of dynamic simulation of flow [Sovremennyy podkhod k proyektirovaniyu truboprovoda dlya transporta gazonasyshchennoy nefti na baze dinamicheskogo modelirovaniya potoka]. *Socar Proceeding*, 2010, no. 2, pp. 70–74, ISSN 2218-6867. (Russ.).
10. SAKHAROV, V.A., M.A. MOKHOV. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in vertical pipes and field lifts* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v vertikalnykh trubakh i promyslovykh podyemnikakh]. Moscow: Gubkin University, 2004. (Russ.).
11. ROTOV, A.A. *Perfecting hydrodynamic modelling of field gas-collecting networks for transportation of gas-liquid mixtures* [Sovershenstvovaniye gidrodinamicheskogo modelirovaniya promyslovykh gazosbornykh setey, transportiruyushchikh gazozhidkostnyye smesi]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).

УДК 622.279.5.001.42

Влияние закачки «сухого» газа на фильтрационные свойства пласта с учетом жидкостных притоков

Т.Г. Ксёиз¹, К.Ю. Жданов^{1*}

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: исследования газоконденсатных скважин, закачка «сухого» газа, кривая восстановления давления, плотность флюидов, уровни жидкости в скважине, проницаемость, продуктивность скважины.

Тезисы. В настоящее время разработка основной залежи в карбонатных коллекторах Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения ведется с применением технологии доизвлечения жидких углеводородов путем воздействия «сухим» газом на пласт. Период разработки можно разделить на следующие этапы: истощение (активное обводнение и ретроградные процессы), рост объемов закачки газа (оттеснение воды и вынос конденсата) и снижение объемов закачки (вторичное обводнение).

На примере добывающей скважины полигона закачки «сухого» газа показано влияние объемов нагнетаемого газа на характер жидкостных притоков. Представлена динамика изменения формы кривой восстановления давления и фильтрационных свойств призабойной и удаленных зон скважины при смене характерных этапов процесса разработки.

По результатам анализа установлены технологические аспекты изменения продуктивной характеристики скважины под воздействием закачки «сухого» газа.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), открытое в 1964 г., по величине запасов является уникальным, по сложности строения – очень сложным. В разрезе месторождения выявлены девять залежей углеводородов (УВ), основная по запасам, разрабатываемая с 1968 г., пластовая залежь в карбонатно-терригенной толще пермокарбонатовых отложений выделяется в единый объект разработки.

Разрабатываемый объект представляет собой ассиметричную антиклиналь, осложненную тремя приподнятыми участками (Северный, Средний и Южный купола); восточное крыло структуры пологое, западное – крутое, осложненное региональным взбросонадвигом. Сложное геологическое строение залежи вместе с преимущественно карбонатным типом вмещающих пород предопределило неоднородность фильтрационно-емкостных свойств продуктивного разреза как по латерали, так и в вертикальном направлении.

Форсированное извлечение УВ, производившееся в годы наращивания добычи, привело к истощению упругого запаса залежи и потерям значительного объема тяжелых высокомолекулярных УВ (конденсат пластового газа) в порово-трещинном пространстве в результате ретроградных процессов. Помимо этого, несмотря на затрудненную связь основной газонасыщенной зоны с законтурной областью, истощение упругого запаса привело к внедрению пластовых вод по наиболее проницаемым участкам, относящимся преимущественно к трещинным разностям.

Начиная с 1993 г. на различных участках залежи вводится технология доизвлечения ретроградных УВ путем нагнетания в пласт неравновесного газообразного агента («сухого» тюменского газа) [1]. Применение данной технологии помимо повышения УВ-отдачи также позволило оттеснить пластовые воды и осуществлять поддержание продуктивности добывающих скважин.

Несмотря на высокую подвижность «сухого» газа, охват залежи нагнетаемым агентом происходит преимущественно по системе трещин, тогда как матричная зона остается в значительной степени невовлеченной в процесс фильтрации. По этой причине наметившаяся в последние годы тенденция к снижению объемов нагнетания неизбежно приводит к вторичному обводнению пермокарбонатовой залежи, что показано на примере Среднего купола (рис. 1), в пределах которого расположен полигон закачки в районе установки комплексной подготовки газа (УКПГ-4).

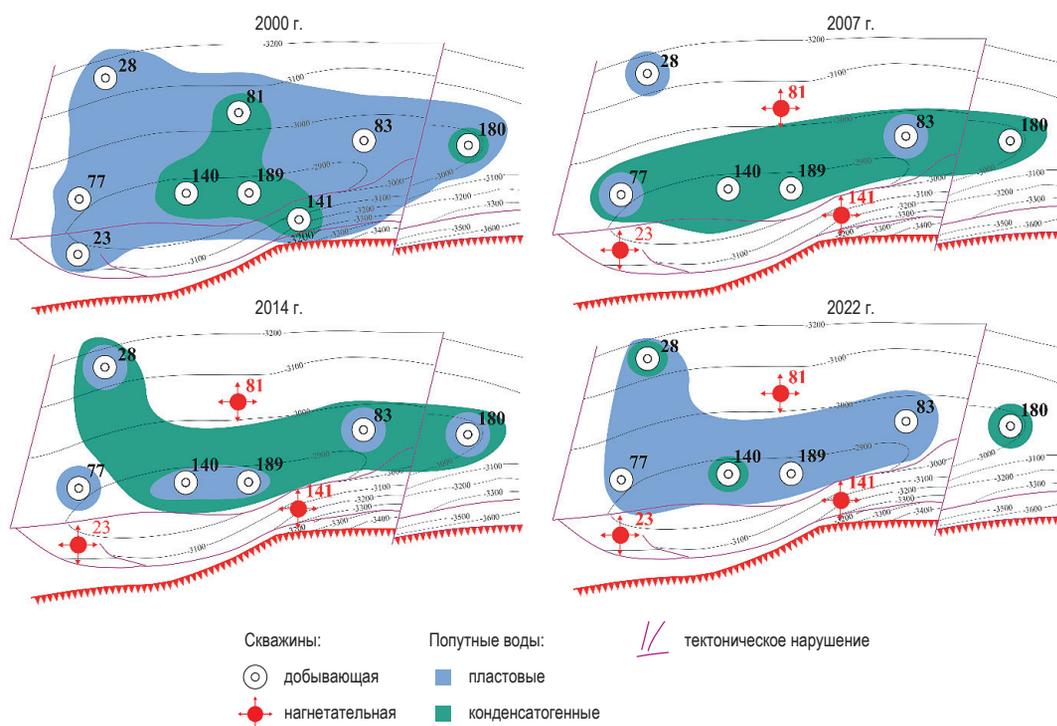


Рис. 1. Динамика водопроявлений в зоне Среднего купола Вуктыльского НГКМ

Нагнетание «сухого» газа в пределах УКПГ-4 началось в июле 2003 г. [2]. Как видно на рис. 1, в первые годы применения технологии, соответствующие наращиванию объемов нагнетания, удалось оттеснить поступление пластовых вод, однако последующая тенденция к сокращению объемов закачки газа привела к вторичному обводнению залежи.

В качестве примера рассмотрим скв. 189, расположенную в сводовой части Северного купола. Зона дренирования скважины представлена карбонатными отложениями московского яруса среднего карбона (C_2m) общей мощностью 167 м. Прорыв тюменского газа в скв. 189 установлен в первый месяц с начала нагнетания в скв. 81 и 141, расположенных в пониженной зоне на восточном и западном крыльях структуры. По материалам проводимого в 2005, 2014 и 2018 гг. по скв. 189 комплекса геофизических исследований, толщина газоотдающих интервалов по скважине остается практически неизменной и составляет в среднем 55 м, что говорит о прочной гидродинамической связи между ней и нагнетательными скважинами.

Благодаря удачному расположению нагнетательных скважин, чьи интервалы приемистости относятся к отложениям C_2m , после

прорыва «сухого» газа и роста его содержания в 2003–2004 гг. начиная с 2005 г. доля прорывного газа в продукции скв. 189 имеет стабильную динамику и составляет не менее 77 % (табл. 1). В период 2004–2020 гг. дебит газа сепарации (ГС) изменялся в диапазоне 111...179 тыс. $m^3/сут$, дебиты нестабильного конденсата (НК) и воды – в диапазонах 1,33...4,95 и 0,4...1,7 $m^3/сут$ соответственно.

Если тенденция к снижению дебита НК говорит о частичной осушке зоны дренирования от ранее выпавшего ретроградного конденсата, то зависимость дебитов ГС и воды от доли прорывного газа свидетельствует о влиянии объемов закачки на продуктивность скважины по газу и динамику ее обводнения.

На рис. 2 показано изменение плотности попутной воды в сопоставлении с долей прорывного газа в составе добываемой продукции скв. 189.

До начала закачки «сухого» газа плотность попутной воды по скв. 189 изменялась от 909 до 1129 kg/m^3 , что соответствует смеси конденсатогенных и пластовых вод в различных пропорциях. В период 2003–2013 гг. произошли снижение доли пластовых вод и стабилизация ее плотности на уровне 990 kg/m^3 . Начиная с 2014 г. наметилась тенденция к увеличению

Таблица 1

Технологические параметры работы скв. 189

Год	Дебит			Доля прорывного газа, %	Суммарный объем закачки газа за месяц, млн м ³		
	ГС, тыс. м ³ /сут	НК, м ³ /сут	воды, м ³ /сут		скв. 81	скв. 141	всего
2004	111,0	4,95	0,40	53	7,4	5,5	12,9
2005	153,0	2,71	0,40	93	7,9	Отс.	7,9
2006	161,4	3,72	0,40	96	3,2	10,6	13,8
2007	173,9	2,26	0,70	98	Отс.	8,6	8,6
2011	178,6	2,88	0,50	88	6,2	5,1	11,3
2014	165,0	1,88	1,20	85	4,3	2,4	6,6
2017	123,0	1,76	1,70	79	3,0	2,8	5,8
2018	113,8	1,97	1,60	84	3,9	2,9	6,8
2020	136,3	1,33	1,00	91	4,6	3,2	7,7
2022	133,1	0,88	1,90	92	4,7	2,4	7,1

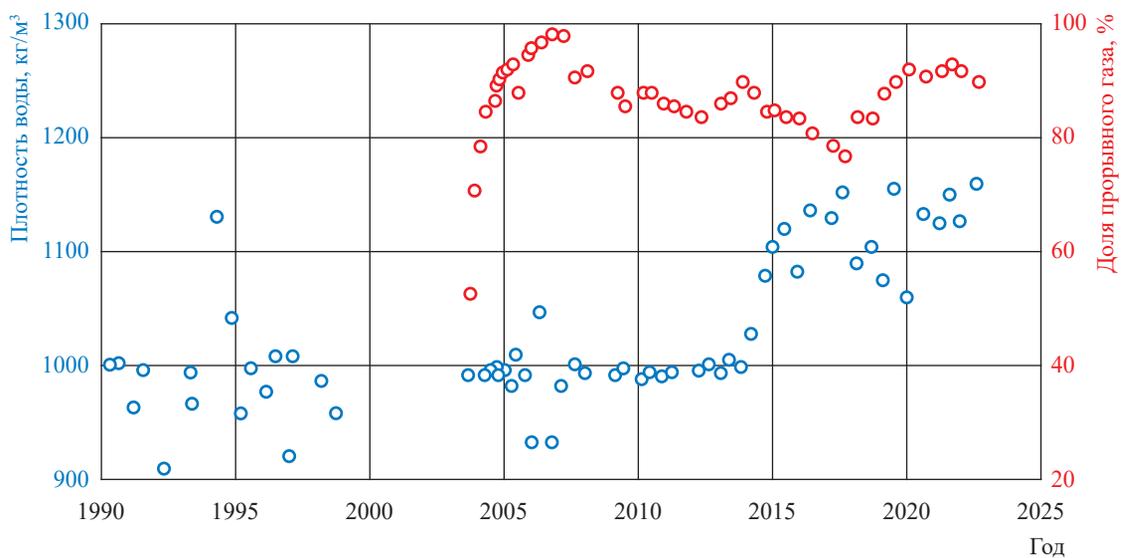


Рис. 2. Изменение плотности попутных вод и содержания прорывного газа в составе добываемой продукции скв. 189

плотности добываемой воды до 1160 кг/м³. На 2022 г. генетический тип воды, определенный по классификации В.А. Сулина [3], соответствует пластовым водам.

На рис. 3 показано изменение генетического типа попутной воды в период 2010–2022 гг. в сопоставлении с суммарными месячными объемами закачки газа по скв. 81 и 141. При объемах нагнетания по скв. 81 в районе 4...6 млн м³ в период 2013–2022 гг. снижение доли пластовых вод наблюдается только при увеличении закачки газа в скв. 141. Представленная динамика позволяет сделать следующий вывод: поступление пластовой воды в скв. 189 регулируется темпом закачки газа в скв. 141, при этом изменение объемов нагнетания газа в скв. 81 не оказывает

существенного влияния на степень обводнения скв. 189.

Для оценки зон продвижения нагнетаемого газа проведены газодинамические исследования (ГДИ) рассматриваемых скважин со снятием кривой восстановления давления (КВД) и ее последующей обработкой в бигарифмических координатах (рис. 4). На рис. 4а для КВД, снятой по скв. 189, выделяются следующие периоды, характерные для трещинно-пористой системы:

- ранний радиальный фильтрационный поток (РФП₁) – фильтрация газа по системе трещин;
- «провал» производной, характеризующий рост градиента давлений на границе матрицы пласта и трещины;

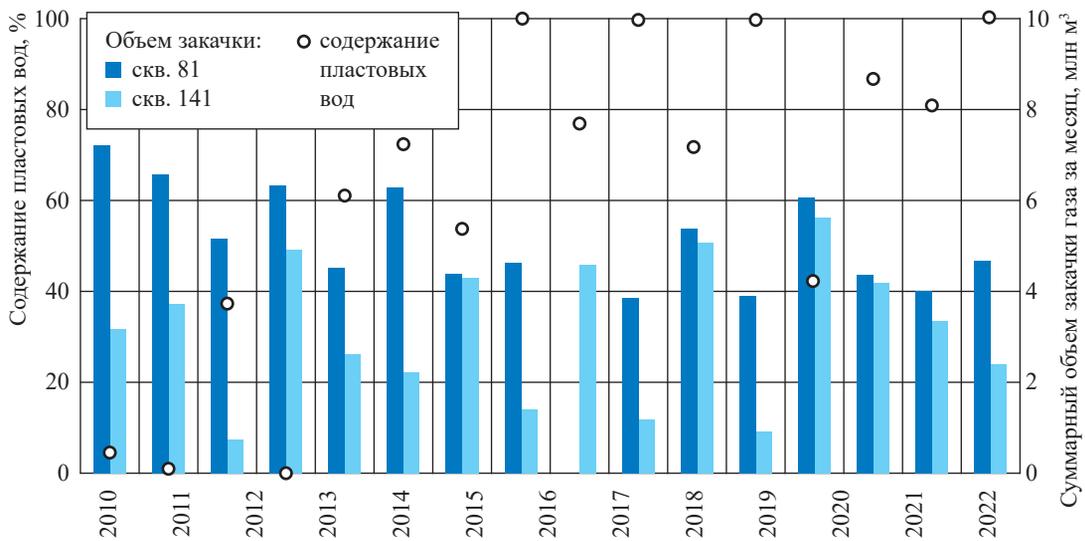


Рис. 3. Изменение содержания пластовых вод в продукции скв. 189 в сопоставлении с объемами нагнетания в скв. 81 и 141

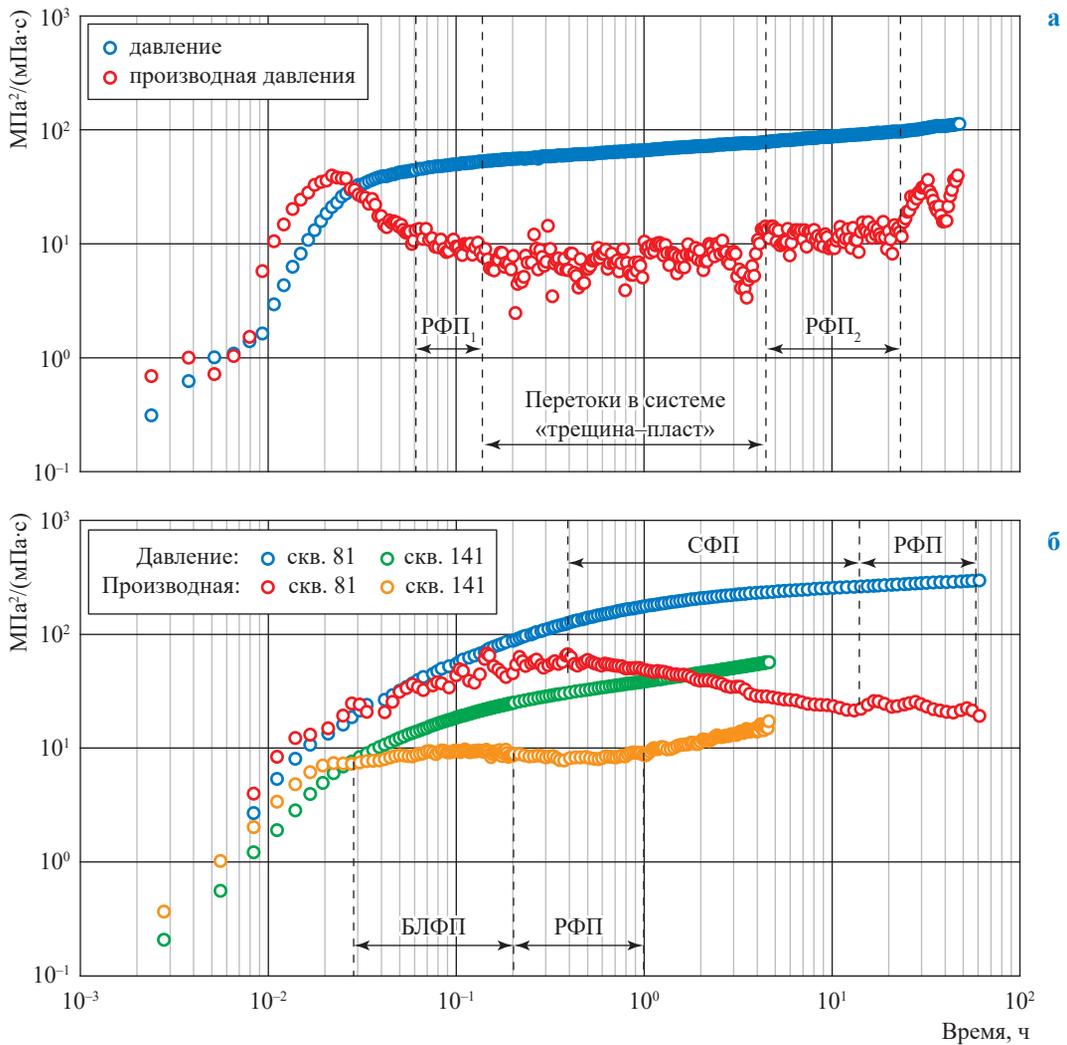


Рис. 4. КВД по скв. 189 (а), скв. 81 и 141 (б)

• поздний РФП₂ – совместная фильтрация по системе трещин и матрице.

На представленных КВД нагнетательных скважин для нестационарных процессов перераспределения давления характерны следующие периоды:

- сферического фильтрационного потока (СФП) и РФП по скв. 81;
- билинейного фильтрационного потока (БЛФП) и РФП по скв. 141.

Форма КВД на рис. 4б свидетельствует о наличии высокопроводящих трещин в призабойной зоне скв. 141 и фильтрации газа по матричной системе для скв. 81. Помимо этого, более длительный период выхода на участок РФП по скв. 81 говорит об ухудшенных

фильтрационных свойствах ее интервала приемистости в сравнении со скв. 141.

Фильтрационные свойства интервалов приемистости по скв. 81 и 141 сравниваются в табл. 2. Для интервала приемистости скв. 141 характерны сниженные значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений вязкостному (a) и инерционному (b) трению, а также более высокое значение проницаемости зоны дренирования. Анализ КВД подтверждает выводы о преобладающем влиянии объемов нагнетания газа в скв. 141 на снижение поступления пластовых вод в скв. 189 ввиду фильтрации «сухого» газа по системе высокопроницаемых трещин, также подверженных обводнению. Однако не стоит говорить о неэффективности

Таблица 2

Сравнение фильтрационных свойств интервалов приемистости по скв. 81 и 141, определенных по результатам ГДИ 2013 г.

Скважина	Рабочее пространство	Параметры режима закачки		Пластовое давление, МПа	Репрессия на пласт, МПа ²	Фильтрационные характеристики		
		забойное давление ($p_{\text{заб}}$), МПа	объем нагнетания, тыс. м ³ /сут			$a \cdot 10^{-2}$, МПа ² ·сут/тыс. м ³	$b \cdot 10^{-5}$, (МПа ² ·сут)/(тыс. м ³) ²	проницаемость, 10^{-2} мкм ²
81	Насосно-компрессорные	6,74	217,3	4,83	22,14	6,072	18,954	0,88
141	трубы + затрубное пространство	7,21	326,8	5,48	22,00	2,131	14,080	3,13

Таблица 3

Динамика изменения фильтрационных свойств зоны дренирования и продуктивности скв. 189: $\Delta p_{\text{заб}}^2$ – квадратичная депрессия на забое скважины

Год	Параметры технологического режима		Пластовое давление, МПа	Депрессия на пласт		Фильтрационные характеристики			Продуктивность (дебит ГС), тыс. м ³ /сут, при $\Delta p_{\text{заб}}^2 = \text{const} = 1,37 \text{ МПа}^2$
	$p_{\text{заб}}$, МПа	дебит ГС, тыс. м ³ /сут		МПа ²	%	$a \cdot 10^{-2}$, МПа ² ·сут/тыс. м ³	$b \cdot 10^{-5}$, (МПа ² ·сут)/(тыс. м ³) ²	параметр проводимости, мкм ² ·м/МПа·с	
2004	3,10	111,0	3,26	1,04	5,0	0,791	1,287	209,90	141,4
2006	3,72	161,4	3,89	1,25	4,2	0,298	0,903	895,44	258,8
2011	3,72	173,9	3,90	1,38	4,6	0,668	0,681	634,88	174,8
2014	3,84	178,6	4,03	1,55	4,9	0,769	0,439	367,02	173,4
2017	3,51	165,0	3,71	1,46	5,5	0,685	1,025	276,90	161,7
2018	3,66	113,8	3,78	0,88	3,2	0,482	2,439	241,03	158,4
2020	3,82	136,3	3,99	1,37	4,4	0,481	2,602	191,98	155,3

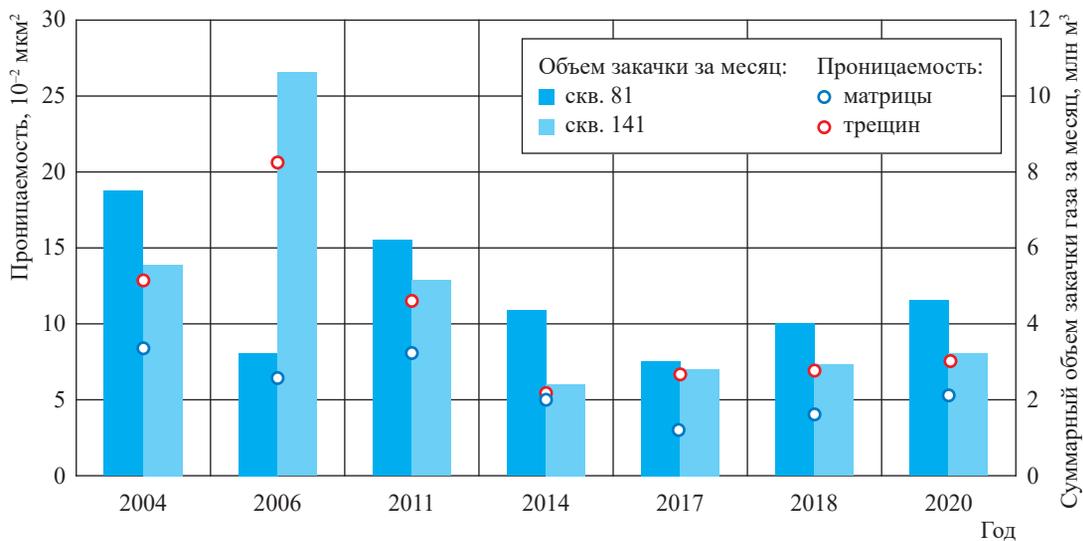


Рис. 5. Изменение проницаемости зоны дренирования скв. 189 в сопоставлении с объемами нагнетания в скв. 81 и 141

закачки газа в скв. 81. Отсутствие на графике КВД (см. рис. 46) характерных периодов, указывающих на развитие трещиноватости в интервале приемистости, позволяет сделать вывод об охвате процессом нагнетания газа матрицы пласта.

На рис. 5 представлена определенная по результатам обработки КВД динамика изменения проницаемости по газу в скв. 189 для матричной и трещинной составляющих в сопоставлении с объемами нагнетания в скв. 81 и 141. Отмечается, что зависимости изменения проницаемости трещины и матрицы коррелируются с темпами закачки газа в скв. 141 и 81.

По результатам интерпретации проведенных по скв. 189 ГДИ (табл. 3), динамика коэффициента a имеет нисходящую тенденцию, что говорит о частичной осушке зоны дренирования от ранее выпавшего конденсата. Для коэффициента b наблюдаются снижение в период 2004–2014 гг. и последующий рост. Представленная динамика является следствием изменения содержания воды в газоотдающем интервале отложений C_2m .

Параметр проводимости имеет тенденцию к снижению. Несмотря на стабильность толщины газоотдающих интервалов и практически неизменный состав пластового газа, снижение параметра проводимости говорит об уменьшении газонасыщенности в интервалах поступления газа, что подтверждается промысловыми геофизическими оценками профиля притока в призабойной зоне скважины.

Динамика продуктивности, оцененная для постоянной величины $\Delta p_{заб}^2$ (см. табл. 3), после роста в 2004–2011 гг. в дальнейшем имеет тенденцию к незначительному снижению, что характеризует эффективность закачки на данном участке залежи.

Таким образом, поддержание воздействия на пласт путем закачки «сухого» тюменского газа способствовало получению следующих эффектов:

- стабилизации толщины газоотдающего интервала в отложениях C_2m ;
- снижения фильтрационных сопротивлений на преодоление вязкостного трения;
- блокирования активного внедрения пластовой воды по наиболее проницаемым участкам московского яруса среднего карбона;
- поддержания продуктивности скв. 189 на высоком уровне, обеспечивающем вынос с забоя капельной жидкости;
- доизвлечения ретроградного конденсата.

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.
2. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2005. – 407 с.
3. Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений: в 2 ч. / В.А. Сулин. – М.: АН СССР, 1948. – Ч. 1. Образование и основы классификации природных вод. – 108 с.

Effect of dry gas injection on filtration properties of a bed with consideration of fluidic inflows

T.G. Ksenz¹, K.Yu. Zhdanov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Nowadays, a major deposit in the carbonated reservoirs of Vyktyl oil-gas-condensate field is being developed with afterextraction of the liquid hydrocarbons by stratum stimulation with a dry gas. A period of development could be divided into the following stages: depletion (the active water encroachment and the retrograde processes), increase of the flooded gas amounts (removal of water and carrying out of condensate), and decrease of the flooded gas amounts (the secondary water encroachment).

For a case of a producer well from a polygon for dry gas injection, authors show the influence of injected gas amounts on the behavior of the fluidal flows. The article highlights dynamics of a pressure buildup curve form and the filtration properties in the bottomhole and in the remote zones of the well at alteration of the named stages of the deposit development.

According to the results of analysis, authors uncovered the technological aspects of the well record changing after injection of the dry gas.

Keywords: testing gas-condensate wells, injection of dry gas, pressure buildup curve, density of fluids, levels of liquid in a well, permeability, well performance.

References

1. TER-SARKISOV, R.M. *Development of natural gas fields* [Razrabotka mestorozhdeniy prirodnykh gazov]. Moscow: Nedra, 1999. (Russ.).
2. TER-SARKISOV, R.M. *Development and recovery of difficult hydrocarbon reserves* [Razrabotka i dobycha trudnoizvlekayemykh zapasov uglevodorodov]. Moscow: Nedra, 2005. (Russ.).
3. SULIN, V.A. Generation and principal classification of natural waters [Obrazovaniye i osnovy klassifikatsii prirodnykh vod]. In: *Conditions of generation, basic classification and contents of natural waters, in particular waters of oil fields* [Usloviya obrazovaniya, osnovy klassifikatsii i sostav prirodnykh vod, v chastnosti vod neftyanykh mestorozhdeniy]: in 2 pts. Moscow: USSR Academy of Sciences, 1948, pt. 1. (Russ.).

УДК 621.6.029

Современные методы определения эффективности газовых сепараторов

А.Н. Кубанов¹, В.А. Истомин¹, А.В. Прокопов^{1*}, Г.Б. Атаманов¹, В.О. Юрасов²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ООО «Газпром добыча Уренгой», Российская Федерация, 629307, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Железнодорожная, д. 8

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

Тезисы. Основным показателем технологической эффективности работы сепарационного оборудования является унос жидкости с газом сепарации. В работе представлен краткий анализ инструментальных методов прямого определения содержания капельной жидкости в газожидкостном потоке, отмечены определенные сложности в проведении соответствующих экспериментальных определений, в связи с чем в настоящее время наибольшую актуальность представляет развитие косвенных методов оценки эффективности сепарационного оборудования. Авторами обобщена практика расчетного определения эффективности сепарационного оборудования и даны методические рекомендации для решения данной задачи, основанные на использовании значений точек росы газа сепарации по углеводородной и водной фазам, хроматографии газа сепарации и технологико-математическом моделировании процесса сепарации многокомпонентных трехфазных смесей и работы технологической установки подготовки газа в целом.

Ключевые слова: газовый сепаратор, унос жидкости, температура точки росы по углеводородам, температура точки росы по водной фазе, низкотемпературная сепарация, хроматография.

Газовый сепаратор (ГС) является важным элементом всех технологических установок промышленной подготовки газа. Эффективность их работы оценивается коэффициентом сепарации и величиной уноса жидкости с газом сепарации.

Коэффициент сепарации представляет собой отношение количества отсепарированной жидкости к массе жидкости, содержащейся во входном потоке ГС. Данный показатель является малоинформативным и не позволяет охарактеризовать влияние уносимой жидкости на качество газа, так как при одном и том же значении этого показателя количество уносимой жидкости может варьироваться в широком диапазоне – от 0,02 до 0,50 г/м³ – и по-разному влиять на качество газа сепарации. Кроме того, инструментальное определение содержания жидкости во входных (как правило трехфазных) потоках затруднительно. По этим причинам данный показатель не получил практического применения.

Показатель капельного уноса жидкости с газом сепарации определяется удельным содержанием жидкости в газе сепарации на выходе из ГС безотносительно ее содержания во входном потоке. Данная характеристика эффективности сепаратора является основной, так как позволяет оценить влияние уноса на качество подготовленного газа.

Важность достоверного определения уноса обусловлена негативным влиянием наличия жидкости в потоке газа на теплообменное, компрессорное и турбодетандерное оборудование. Капельный унос в значительной степени определяет качество газа сепарации, характеризующееся значениями точек росы по водной (ТТР_в) и углеводородной (ТТР_у) фазам.

Определение уноса жидкости из ГС может быть выполнено инструментальными (прямыми) и расчетными (косвенными) методами.

Инструментальные способы определения капельного уноса жидкости

Инструментальные способы определения капельного уноса жидкости основаны на пропускании части газа сепарации через исследовательский сепаратор, в котором

происходит улавливание унесенной жидкости. При этом замеряют расход газа. Данному направлению определения эффективности ГС посвящено множество публикаций [1–4], в том числе рекомендации¹ ПАО «Газпром». Основной проблемой инструментального измерения уносов является обеспечение изокINETического отбора газа в исследовательский сепаратор (равенства скоростей газового потока в сепараторе и пробоотборном устройстве) и поддержание термобарических параметров, соответствующих исследуемому сепаратору.

Для достоверного измерения капельного уноса методом зондирования требуется достичь изокINETичности при поступлении исследуемой среды в отверстия зонда и при ее дальнейшем движении по траектории от трубки зонда до исследовательской установки учесть неравномерное распределение капель по сечению прямолинейных участков трубы и конфигурацию трубопровода (повороты трубопровода приводят к возникновению центробежных сил и концентрации жидкости по внешней образующей трубы), обеспечить идентичность термобарических параметров на фильтре или в сборнике жидкости исследовательской установки и другие условия. Выполнить эти условия в полном объеме практически невозможно. Газ сепарации безотносительно наличия капельного уноса является неустойчивой термодинамической средой. Даже небольшие гидротери на участке от сепаратора до исследовательской установки смещают фазовое равновесие с выделением дополнительной жидкости, которая может значительно исказить результат замеров в сторону увеличения.

Одним из главных недостатков инструментального определения уносов ГС является эпизодичность. Разовые промысловые исследования не способны выявить реальную эффективность ГС, так как унос не является устойчивой характеристикой аппаратов: малейшее изменение расхода газа может значительно изменить унос.

В настоящее время отсутствует стандарт единого «эталонного» устройства измерителя уносов: результаты замеров разными измерителями уносов могут многократно различаться. По существу, инструментальным способом можно лишь засвидетельствовать наличие

жидкости в исследуемом газе, а полученный количественный результат подлежит дополнительному анализу с учетом других технологических показателей (в первую очередь, $TTP_{ув}$ и $TTP_{в}$) и с привлечением технологоматематических моделей.

Эти обстоятельства определяют нецелесообразность оценки эффективности ГС только по замеренным уносам. Измерение уносов, безусловно, необходимо проводить в процессе промысловых исследований, но они годятся как дополнительные по отношению к комплексным исследованиям уносов расчетными методами с учетом большого массива фактических данных о $TTP_{ув}$, $TTP_{в}$ и данных хроматографии, которые имеются на каждом промысле и обеспечиваются штатными средствами измерений.

Косвенные методы определения капельного уноса

В отличие от методов и способов инструментального определения уносов, расчетным методам определения показателей качества газов сепарации и косвенному определению величины капельного уноса посвящено мало публикаций [5–7] и методических документов². Объектом исследований являются в основном концевые ГС установок низкотемпературной сепарации (НТС).

Основой расчетных методов определения капельного уноса жидкости является адекватная технологоматематическая модель установки подготовки газа, построенная в специализированном программном комплексе с применением уравнения состояния, позволяющего рассчитывать фазовое равновесие смеси, содержащей углеводороды, воду, метанол и гликоли. Исходными данными для построения моделей являются состав исходного газа, режимы работы установки подготовки газа (как правило, низкотемпературной) и экспериментально замеренные значения $TTP_{в}$ и $TTP_{ув}$.

Ранее предложен [5] следующий метод определения уноса жидкости при использовании данных о $TTP_{ув}$ газа НТС:

- для пластового флюида известного состава проводят моделирование технологического процесса подготовки газа на фактические

¹ См.: Замер уноса капельной жидкости и механических примесей: Р Газпром 1-3.3-727-2013.

² Методология обследования, моделирования и мониторинга технологии промысловой подготовки углеводородного сырья газоконденсатных месторождений: СТО Уренгойгазпром 05751745-126-2007.

термобарические параметры газовых сепараторов и разделительного оборудования;

- в программном комплексе рассчитывают зависимости $TTR_{ув}$ от величины уноса жидкости в широком диапазоне значений;
- определяют значение $TTR_{ув}$ с использованием инструментальных средств измерений, например конденсационных гигрометров;
- по разнице между фактически замеренной $TTR_{ув}$ и температурой в концевом сепараторе НТС находят значение уноса жидкости.

Авторы отмечают, что для расчетов $TTR_{ув}$ целесообразно использовать компонентные составы до углеводородов C_{12} (н-додекана). Учет более высокомолекулярных компонентов нецелесообразен, поскольку очень малые количества тяжелых компонентов (менее 1 млн^{-1} мол.) могут повышать термодинамически рассчитываемую $TTR_{ув}$ до $70 \text{ }^\circ\text{C}$ и выше в связи с тем, что наиболее тяжелые компоненты при охлаждении конденсируются первыми уже при высоких температурах. Справедливо отмечается, что ни автоматизированные, ни визуальные анализаторы $TTR_{ув}$ такие малые количества углеводородов фиксировать не способны, и поэтому значения $TTR_{ув}$ на практике существенно ниже.

На точность расчета уноса влияют погрешность анализатора $TTR_{ув}$, погрешность определения компонентного состава газа и адекватность выбранной термодинамической модели при расчете процесса сепарации и $TTR_{ув}$ при заданном уносе. Описанный косвенный метод учитывает только $TTR_{ув}$, в то время как уносимая жидкость содержит еще и водную фазу, причем ее содержание может быть соизмеримо с содержанием углеводородной фазы. Совпадение расчетного и фактического значений $TTR_{ув}$ не гарантирует совпадения расчетного и фактического значений $TTR_{в}$: различия могут составлять 10 градусов и более.

Предложены два метода на основе хроматографии газов сепарации [6, 7]. По Б.Д. Донских и др. [6], состав входного потока низкотемпературного сепаратора принимают по результатам хроматографии газа промежуточной сепарации, а состав входного потока промежуточного ГС – по результатам хроматографии газа первичной сепарации. Расчет капельного уноса предлагается проводить следующим образом:

- в программном комплексе моделируют исследуемый ГС и рассчитывают равновесный компонентный состав газа сепарации;

- сравнивают рассчитанный программным способом и определенный хроматографически составы газа сепарации;

- в случае превышения измеренными значениями молярных долей компонентов расчетных делается вывод о наличии капельного уноса, и по разнице молярных долей при известных молярных массах компонентов рассчитывают его величину.

Данный метод не получил практического применения в силу наличия капельной жидкости на выходе всех ступеней сепарации установок НТС, что в значительной степени осложняет отбор представительной пробы газа с соблюдением условия изокINETИЧНОСТИ. В этой связи недостатки описанного хроматографического метода сопоставимы с недостатками инструментальных способов определения капельного уноса и являются определяющими.

И.В. Игнатовым и др. [7] рекомендовано определять компонентно-фракционный состав газа с учетом высокомолекулярных фракций, что позволяет увеличить точность определения уноса капельной жидкости. В специализированном программном комплексе моделируют измеритель уноса капельной жидкости, представляющий собой сепаратор. Компонентно-фракционный состав входящего в него потока задают по результатам хроматографического анализа газа сепарации. Проводят расчет фазового равновесия этого потока при фактических термобарических параметрах исследуемого сепаратора в момент отбора пробы газа на хроматографию. Фактический капельный унос жидкости с газом определяют как отношение расчетных количеств сконденсировавшейся жидкости и газа, выходящих из моделируемого сепаратора. Метод представляет интерес для оценки уносов только в низкотемпературном сепараторе, так как имеется возможность отобрать газ сепарации в однофазном состоянии: после нагрева в обязательном элементе схемы НТС – рекуперативном теплообменнике «газ – газ».

Данный метод описывает правила моделирования технологического процесса подготовки газа. Основой построения расчетной модели являются результаты обследования объекта моделирования, включающего хроматографию, физико-химический анализ углеводородных и водных смесей, количества промежуточных потоков и товарной продукции и другие исследования.

На основе расчетной модели определяются отклонения массового содержания компонентов и фракций промысловых продуктов и потоков, рассчитанных по модели и полученных экспериментально по результатам обследования. В случае больших различий (предельно допустимое значение отклонения в документе не указано) необходимо проанализировать причины несоответствия. Одной из наиболее распространенных причин рассогласования является наличие капельного уноса жидкости из сепараторов.

Оценку величины уноса осуществляют по компонентно-фракционному составу конденсата, отсепарированного из следующего по ходу потока газа сепаратора. Так, унос из сепаратора 1-й ступени можно идентифицировать по составу конденсата, отобранного из промежуточного сепаратора. При отклонении расчетных и экспериментально полученных составов конденсата рассматриваемого ГС корректируют расчетные параметры предыдущего ГС, подобрав в нем соответствующий капельный унос конденсата.

Данный способ косвенного определения уносов применим для оценки эффективности первичного и промежуточного сепараторов, где отсутствует возможность достоверного анализа газа сепарации из-за затруднений в достижении изокINETичности отбора пробы (двухфазного потока). Он требует выполнения большого объема промысловых исследований газовых и жидкостных потоков, комплексного анализа достоверности определения компонентно-фракционных составов промысловых потоков и продуктов с устранением компонентного разбаланса по всем аппаратам технологической схемы, а также адекватного технолого-математического моделирования в специализированных программных комплексах. Экспериментальные исследования включают газовую хроматографию, определение компонентно-фракционного состава и физико-химических характеристик узких (10-градусных) фракций с применением специализированных установок. По указанным причинам данный способ также не получил практического применения.

Таким образом, описанные косвенные методы позволяют проводить оценку уноса капельной жидкости с газом сепарации, однако нуждаются в большей систематизации и конкретизации.

Особенности расчета температуры точки росы газа сепарации по углеводородам

При выяснении причин различий расчетных и фактически измеряемых значений $T_{P_{ув}}$ отмечено, что при инструментальном определении $T_{P_{ув}}$ приборы фиксируют температуры, ниже которых происходит резкий рост содержания жидкости в исследуемом газе и которые на десятки градусов ниже теоретической (расчетной) температуры начала конденсации углеводородов, т.е. $T_{P_{ув}}$ [8]. Инструментальными способами невозможно «увидеть» те первые молекулы высокомолекулярных жидких углеводородов, которые определяются расчетными методами современного термодинамического аппарата. Более того, к этому и не следует стремиться, так как нарушится сложившаяся практика оценки качества газа³, подлежащего транспортированию по МГ.

В модели следует запрограммировать возможность коррекции состава газа: расчетное значение $T_{P_{ув}}$ рекомендовано определять не для газа сепарации, покидающего ГС, а для газа сепарации после фиктивного сепаратора, температура в котором определяет заданное количество жидкости в исходном газе сепарации. Данный параметр – температура точки росы по углеводородам с учетом «пороговой» чувствительности измерителей – далее будет обозначаться как $T_{P_{ув}}^*$.

Реализовать данную рекомендацию при моделировании технологии НТС не представляет сложности для любого грамотного технолога. В связи с тем что значения уносов жидкости из первичных и промежуточных сепараторов в существенной степени влияют на $T_{P_{ув}}$ газа НТС, их также необходимо учитывать при моделировании каждой конкретной установки НТС.

Определение расчетного значения «пороговой» чувствительности измерителей $T_{P_{ув}}^*$, т.е. $T_{P_{ув}}^*$, рекомендовано провести следующим образом:

1) рассчитать исследуемый режим работы установки комплексной подготовки газа (УКПГ), при этом добиться соответствия расчетных и фактических расходов материальных потоков УКПГ;

2) построить расчетную номограмму зависимости количества жидкости, образующейся

³ См.: Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия: СТО Газпром 089-2010.

при охлаждении газа сепарации при различных уносах жидкой фазы (рис. 1);

3) определить параметры области перегиба каждой кривой (например, по касательной линии под углом 45°) – количества жидкости в газе сепарации, которые при дальнейшем моделировании необходимо использовать для коррекции состава газа сепарации.

В качестве примера на рис. 1 приведена номограмма, рассчитанная для низкотемпературного сепаратора УКПГ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Показано [8], что на практике значения $TTR_{ув}^*$ достаточно хорошо согласуются с результатами инструментальных измерений.

Если указанные действия не проводить, то при построении математической модели допустимо назначать «пороговые» значения чувствительности исходя из следующих рекомендаций:

- 1,5 мг/м³ для месторождений природного газа с содержанием углеводородов C_{5+} менее 10 г/м³ (например, аптские залежи Бованенковского, Харасавэйского месторождений, а также газ подземных хранилищ газа);

- 1,0 мг/м³ для месторождений природного газа с содержанием углеводородов C_{5+} от 10 до 50 г/м³ (например, залежи Чаядинского, Ковыктинского и др. месторождений Восточной Сибири);

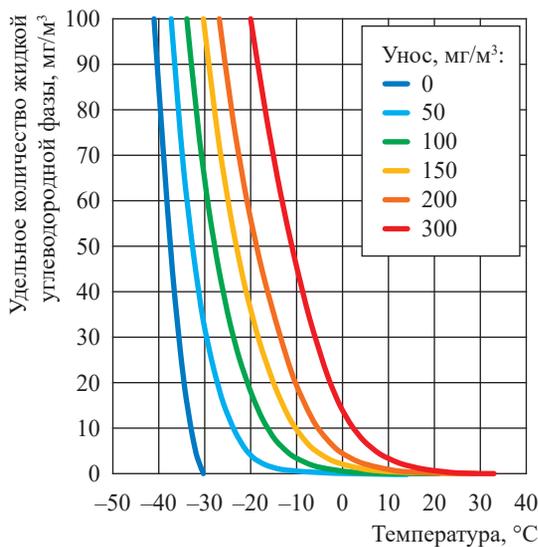


Рис. 1. Пример номограммы расчетного количества жидкости, образующейся при охлаждении газа НТС при различных величинах уноса жидкой фазы из низкотемпературного сепаратора

- 0,5 мг/м³ для месторождений природного газа с содержанием углеводородов C_{5+} более 50 г/м³ (например, валанжинские и ачимовские залежи Уренгойского месторождения, валанжинские залежи Ямбургского месторождения, неоком-юрские залежи месторождений п-ова Ямал и месторождения Дальнего Востока).

Соотношения углеводородной и водной фаз в жидкости, конденсирующейся в сепараторах, и в уносимой жидкости могут существенно различаться. Этот фактор, строго говоря, не позволяет принимать уносимую жидкость как часть кубовой смеси. Приведенный методический подход применим для сред с относительно малым содержанием водной фазы, когда замеренный инструментально унос формируется за счет углеводородов. Если содержание водной фазы соизмеримо с содержанием углеводородной, то в исследованиях необходимо использовать также замеренные значения $TTR_{в}$ и определять расчетные значения уносов водной и углеводородной жидкостей автономно, а затем сопоставлять сумму расчетных значений уносов водной и углеводородной жидкостей с замеренным значением уноса.

Дальнейшее развитие косвенных методов

Прошлые исследования расчетных методов определения эффективности ГС касались поиска связей результатов технологического математического моделирования и инструментального определения $TTR_{ув}$ или хроматографического определения состава газов сепарации. Целью моделирования должно стать определение взаимосвязи экспериментально полученных значений $TTR_{в}$ и $TTR_{ув}$, капельного уноса жидкости, содержания углеводородов C_{5+} и метанола в газе сепарации.

Определение уносов жидкости осуществимо на основе данных о $TTR_{ув}$ и $TTR_{в}$ для газов сепарации каждой ступени сепарации при давлении проведения процесса сепарации. Необходимым инструментом является упрощенная расчетная модель УКПГ, настроенная на фактические термобарические параметры работы. Упрощенная расчетная модель УКПГ должна включать в себя емкостное оборудование с заданием фактических термобарических условий сепарации, а также массообменные аппараты, например колонну-десорбер в системе рециркуляции водно-метанольного раствора (ВМР) (такая схема, в частности, реализована на ачимовских УКПГ Уренгойского

месторождения). В модели рекомендуется применить трехфазную сепарацию, так как требуется исследовать уносы по углеводородной и водной фазам независимо.

Модель должна быть адекватной по содержанию воды во входном потоке, количеству подачи метанола во все точки схемы и концентрации метанола (гликоля) в отделяемых водных средах. Дополнительным контролем математической модели является удельное содержание углеводородов C_{5+} и метанола в газе сепарации.

Номограммы оценки величины капельного уноса жидкости

Для оценки величины *уноса жидких углеводородов* в ГС под рабочим давлением рекомендуется построить номограмму зависимости $TTP_{ув}^*$ от уноса для различных значений температуры в исследуемом ГС. Такая номограмма в качестве примера для низкотемпературного ГС на УКПГ Ковыктинского газоконденсатного месторождения с пороговым значением чувствительности измерителя $TTP_{ув}$ 1,0 мг/м³ приведена на рис. 2.

Для определения *уноса водной фазы* в расчетной модели должны быть заданы содержание воды во входном потоке УКПГ и фактическая подача метанола в соответствующие точки схемы. Адекватность результатов расчетов определяется идентичностью с фактическими концентрациями метанола в ВМР, отделяемыми в сепараторах, и общим потреблением

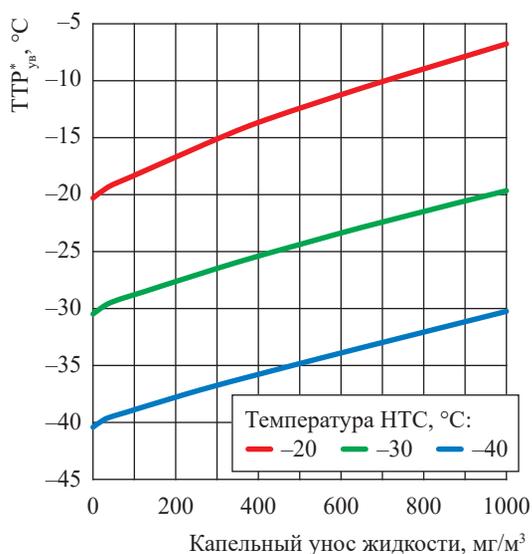


Рис. 2. Пример зависимости $TTP_{ув}^*$ от уноса углеводородной фазы для различных значений температуры НТС

метанола по УКПГ, включая поток, направляемый на установку регенерации метанола. Далее подбирают значение уноса водной фазы, которое определит инструментально замеренную $TTP_{в}$. Дополнительным контролем адекватности математической модели является содержание метанола в газе сепарации.

Определить указанные характеристики потока ВМР из промежуточного сепаратора не всегда возможно. Основной причиной тому является отсутствие трехфазного разделителя на потоке жидкости из ГС. Кроме этого, часто в технологических схемах жидкость из промежуточного сепаратора поступает на вход в первичный разделитель, где смешивается с жидкостью из первичного сепаратора. Это не позволяет экспериментально определить указанные характеристики потока жидкости, сконденсировавшейся и в первичном сепараторе. Недостающие данные могут быть получены из технолого-математической модели, адаптированной к исследуемому режиму. Располагая адекватной моделью УКПГ, можно построить расчетную номограмму зависимости $TTP_{в}$ от уноса водной фазы для различных значений концентрации метанола в водной фазе, например, в диапазоне от 70 до 85 % масс.

Вид такой номограммы применительно к УКПГ-22 Уренгойского месторождения приведен на рис. 3.

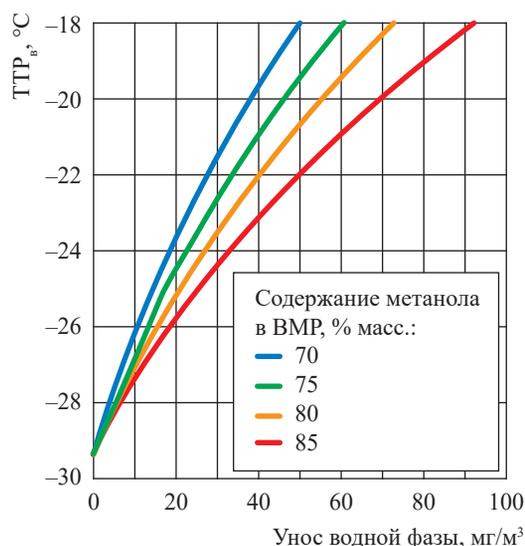


Рис. 3. Пример зависимости $TTP_{в}$ от уноса водной фазы и концентрации метанола в водной фазе применительно к УКПГ-22 Уренгойского месторождения

Независимый расчет уноса водной фазы по TTR_v целесообразен для сепараторов, в которых осуществляется подготовка газа с низким содержанием C_{5+} (аптские залежи Бованенковского НГКМ, газ, отбираемый из подземных хранилищ и др.). Для таких газов соотношение водной и углеводородной фаз в жидкости из сепараторов может составлять 1:1.

Рекомендуемые способы определения уносов жидкости

1. Определение уноса углеводородной жидкости на основе данных о $TTR_{ув}$. Определение уносов углеводородной жидкости с газом сепарации для конкретных (фактических) режимов работы УКПГ рекомендуется осуществлять следующим образом:

1) в модели УКПГ необходимо предусмотреть трехфазные разделители вместо имеющихся фактически двухфазных ГС и запрограммировать независимую подачу части углеводородной жидкости в газ сепарации, имитируя тем самым капельный унос;

2) в моделях ГС необходимо предусмотреть специальный расчетный блок поиска такой температуры газа сепарации ($TTR_{ув}^*$), при которой содержание углеводородной жидкости в этом потоке равно заданному значению, например $1,0 \text{ мг/м}^3$. Для этого предусмотреть трехфазный разделитель на потоке газа сепарации;

3) «настроить» модель на характерный режим работы УКПГ, для которого имеются достоверные значения $TTR_{ув}$;

4) подобрать такую величину уноса углеводородной жидкости исследуемого ГС с одновременной реализацией действия по п. 2, чтобы расчетное значение $TTR_{ув}^*$ совпало с инструментальным.

Рекомендуется провести серию подобных расчетов для наработки расчетных статистических данных, после чего выполнить построение номограмм (см. рис. 2) для оценки эффективности исследуемых ГС на различных режимах работы УКПГ. Такие номограммы позволят оперативно оценивать эффективность исследуемых ГС без привлечения компьютерной техники.

2. Определение уноса водной фазы на основе данных о TTR_v . Унос водной фазы важно определять для пластовых газов с низким содержанием C_{5+} (менее 10 г/м^3). Для таких газов содержание водной фазы

в конденсирующейся жидкости соизмеримо с углеводородной, а ее унос может составлять до 50 % от общего уноса.

Для расчета уноса водной фазы из сепаратора необходимо предварительно определить содержание метанола в газе сепарации, а также иметь фактические данные о количестве и содержании метанола в ВМР исследуемого сепаратора. При наличии этих данных моделируется процесс сепарации, где в известный состав углеводородной смеси (газа сепарации) добавляют воду и метанол в количествах, обеспечивающих фактический расход и содержание метанола в ВМР. При расчете процесса сепарации в газе сепарации образовавшегося потока содержание воды и метанола будет равновесным. Для достижения ранее определенных экспериментально значений TTR_v и содержания метанола в модели добавляют унос водно-метанольной фазы.

Определение уносов водной фазы с газом сепарации для конкретных (фактических) режимов работы УКПГ рекомендуется осуществлять следующим образом:

1) в модели УКПГ необходимо предусмотреть трехфазные разделители вместо имеющихся фактически двухфазных ГС и запрограммировать независимую подачу части водной фазы в газ сепарации, имитируя тем самым унос;

2) «настроить» модель на характерный режим работы УКПГ, для которого имеются достоверные значения TTR_v (под рабочим давлением);

3) подобрать такую величину уноса водной фазы для исследуемого ГС, чтобы расчетное значение TTR_v совпало с инструментальным.

Рекомендуется провести серию подобных расчетов для наработки расчетных статистических данных, после чего приступить к построению универсальных номограмм (см. рис. 3) для оценки эффективности исследуемых ГС на различных режимах работы УКПГ. Такие номограммы позволят оперативно оценить эффективность исследуемых ГС без привлечения компьютерной техники.

Необходимо иметь в виду, что более достоверную оценку эффективности ГС можно получить, если использовать значения $TTR_{ув}$ и TTR_v при рабочем давлении. Это позволит учитывать температуру НТС и расширить границы применимости методического подхода.

3. Определение уносов жидкости на основе результатов хроматографии газа сепарации. Величина уноса углеводородной жидкости из сепаратора рассчитывается моделированием фазового состояния газа, состав которого определен методом хроматографии, при соответствующих термобарических параметрах сепарации. Сконденсировавшаяся при моделировании жидкость принимается уносом углеводородной фазы.

Анализировать эффективность первичных и промежуточных ГС с привлечением хроматографических методов не рекомендуется по следующим причинам:

1) ограниченность перечня компонентов, которые позволяют определять имеющиеся технические средства, до углеводородов C_8 (в некоторых случаях до C_{12}), в то время как в газах первичной и промежуточной сепарации, в отличие от газа НТС, содержание углеводородов C_{12+} значительно и, по существу, именно они определяют качество газов сепарации как по ТТР, так и по количеству содержащейся жидкости;

2) эпизодичность проведения хроматографических исследований – их можно выполнить в рамках специальных работ или после организации систематических измерений с привлечением специального подразделения;

3) недостаточная представительность отбора газа в контейнер для исследований. В газе сепарации всегда будет содержаться жидкость, уносимая механически, а также обусловленная даже ничтожно малым снижением давления.

Оценку эффективности низкотемпературного ГС хроматографическим методом исследования с применением математических средств моделирования целесообразно осуществлять при условии, когда хроматография газа сепарации выполнена до углеводородов C_{12} . Следует отметить, что хроматография газа сепарации на основе штатных средств изменений, как правило, не позволяет определять углеводородный состав газа с водой, метанолом и гликолями, поэтому при моделировании фазового поведения такого потока будет рассчитан унос жидкости только по углеводородной фазе.

Хроматографическое определение метанола в газе требует наличия отдельного хроматографа и специальной колонки. Этот показатель также можно определить водной экстракцией с помощью поглотителя Рихтера

с последующей хроматографией⁴. Вода в газе прямым измерением не определяется. Для этого понадобится расчетная модель всей УКПГ.

Как правило, унос водной фазы значительно ниже уноса углеводородной. Особенно отчетливо это наблюдается для пластовых газов с повышенным и высоким содержанием C_{5+} (более 50 г/м³). Для таких объектов допустимо оценивать унос жидкости с газом сепарации методом хроматографии без учета уноса водной фазы и водорастворимых компонентов.

Как отмечалось выше, в специализированном программном комплексе создается математическая модель измерителя уноса капельной жидкости, представляющая собой сепаратор. Состав входного потока в сепаратор задается по результатам хроматографического анализа газа сепарации. Проводится расчет фазового равновесия исходного потока при фактических термобарических параметрах исследуемого сепаратора в момент отбора пробы. Соотношение количеств сконденсировавшейся жидкости и газа, выходящих из моделируемого сепаратора, будет представлять собой фактический капельный унос жидкости с газом.

Расчетные методы, основанные на технологическом-математическом моделировании всей технологической схемы УКПГ и процессов сепарации в частности, стали актуальными в результате развития проблемно ориентированных программных комплексов, обеспечивающих достаточно высокую точность расчетов фазового равновесия многокомпонентных и многофазных смесей, включая неуглеводородные компоненты – воду, метанол, гликоли.

Предложено регламентировать метод расчетного определения ТТР_{ув} с учетом чувствительности инструментальных средств измерений. Это позволяет адаптировать расчетные значения ТТР_{ув} к практике измерения данного показателя. Описана процедура реализации предложенного метода.

Предложено оценивать эффективность газовых сепараторов с учетом раздельного рассмотрения уносов по водной и углеводородной фазам.

⁴ См.: Газ сепарации. Методика определения химического состава: СТО Газпром 5.36-2011. Обеспечение единства измерений. Газ горючий природный. Определение молярной доли метанола хроматографическим методом: СТО Газпром 5.45-2013.

Предложено использовать следующие виды расчетных номограмм, которые позволят определять эффективность ГС на конкретном режиме работы:

- зависимость $TTP_{ув}$ от давления для различных значений уноса жидкости из концевой низкотемпературной сепаратора при фиксированных значениях термобарических параметров НТС и показателя чувствительности инструментальных средств измерений $TTP_{ув}$. Построение такого рода номограммы позволит не только оценить величину капельного уноса углеводородной жидкости, но и пересчитать значения $TTP_{ув}$ на другие давления [8];
- зависимость $TTP_{ув}$ от уноса для различных значений температуры в исследуемом ГС

при фиксированных значениях давления НТС и показателя чувствительности инструментальных средств измерений $TTP_{ув}$ (см. рис. 2). Построение такого рода номограммы позволит не только оценить величину капельного уноса углеводородной жидкости по $TTP_{ув}$, но и проводить прогнозные оценки значений $TTP_{ув}$ (т.е. качества газа сепарации) в широком диапазоне температур НТС для известных значений капельных уносов;

- зависимость $TTP_{в}$ от уноса водной фазы для различных значений концентрации метанола в водной фазе (см. рис. 3).

Описан также косвенный способ определения величины уноса капельной жидкости на основе результатов газовой хроматографии, т.е. без использования сведений о $TTP_{ув}$ и $TTP_{в}$.

Список литературы

1. Маслов В.Н. Анализ существующего положения измерения капельного уноса жидкости из технологического оборудования и рекомендации по его совершенствованию: сб. науч. тр. / В.Н. Маслов, М.С. Рогалев, Н.В. Саранчин и др. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013. – С. 203–212.
2. Толстов В.А. Определение содержания капельной жидкости и механических примесей в газовом потоке. Методика и средства измерения / В.А. Толстов, А.П. Ромашов, В.В. Панин // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 4(36). – С. 10–15.
3. Тимофеева А.А. Измерение расходов газожидкостного потока методом отбора части потока / А.А. Тимофеева. – Тюмень: Тюменский государственный университет, 2016.
4. Сираев Р.Р. Определение уноса капельной жидкости и механических примесей в газовом потоке / Р.Р. Сираев, М.Н. Ахлямов, С.В. Юшко // Вестник Технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 4. – С. 77–80.
5. Истомин В.А. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колинченко, А.М. Деревягин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 4. – С. 37–41.
6. Донских Б.Д. Перспективные методы определения капельного уноса углеводородов с установок низкотемпературной сепарации природного газа / Б.Д. Донских, В.А. Истомин, С.В. Крашеников и др. // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 265–281. – (Вести газовой науки).
7. Игнатов И.В. Обзор и сравнительный анализ методов определения уноса капельной жидкости с газом на технологическом оборудовании ООО «Газпром добыча Уренгой» / И.В. Игнатов, Р.Р. Шепитяк, И.Р. Хайруллин и др. // Основные направления развития Уренгойского добывающего комплекса: сб. науч.-тех. ст. – М.: Недра, 2023. – 360 с.: ил.
8. Кубанов А.Н. Новый методический подход к расчетному определению температуры точки росы газа сепарации по углеводородам / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, А.В. Сокерин и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 2. – С. 63–71.

Contemporary methods for estimating efficacy of gas separators

A.N. Kubanov¹, V.A. Istomin¹, A.V. Prokopov^{1*}, G.B. Atamanov¹, V.O. Yurasov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Bld. 8, Zheleznodorozhnaya street, Novyy Urengoy, 629307, Russian Federation

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

Abstract. The droplet entrainment of liquid by the separated gas is the main indicator of the process performance for separators. The paper presents a synopsis of the instrumental methods for direct measuring of the droplet liquid content in a gas-liquid flow. Authors highlight some bottlenecks in arrangement of the correspondent tests, which predetermine topicality of promoting the indirect methods for assessment of the separators efficacy. Authors summarize practice of calculating efficacy of the process separators and give related methodical recommendations on the grounds of application of the hydrocarbon and water dew points, chromatography of the separated gas and mathematical simulation of either separation of the triple multicomponent mixtures or operation of a gas treating plant as a whole.

Keywords: gas separator, droplet entrainment, hydrocarbon dew point, water dew point, low-temperature separation, chromatography.

References

1. MASLOV, V.N., M.S. ROGALEV, N.V. SARANCHIN et al. *Analysis of common measurement practice for droplet entrainment from process facilities and recommendations on its perfection* [Analiz sushchestvuyushchego polozheniya kapelnogo unosa zhidkosti iz tekhnologicheskogo oborudovaniya i rekomendatsii po yego sovershenstvovaniyu]: collected papers. Tyumen, Russia: TyumenNIIgiprogaz, 2013, pp. 203–212. (Russ.).
2. TOLSTOV, V.A., A.P. ROMASHOV, V.V. PANIN. Estimating content of dropping liquid and entrained solids within a gas flow. Measuring procedure and equipment [Opredeleniye sodержaniya kapelnoy zhidkosti i mekhanicheskikh primesey v gazovom potoke. Metodika i sredstva izmereniya]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2014, no. 4(36), pp. 10–15, ISSN 2076-6785. (Russ.).
3. TIMOFEYEVA, A.A. *Measuring discharge rate of gas-liquid stream by partial flow sampling* [Izmereniye raskhodov gazozhidkostnogo potoka metodom otbora chasti potoka]. Tyumen, Russia: Tyumen State University, 2016. (Russ.).
4. SIRAYEV, R.R., M.N. AKHLYAMOV, S.V. YUSHKO. Estimating carryover of dropping liquid and entrained solids within a gas flow [Opredeleniye unosa kapelnoy zhidkosti i mekhanicheskikh primesey v gazovom potoke]. *Vestnik Tekhnologicheskogo Universiteta*, 2016, vol. 19, no. 4, pp. 77–80, ISSN 1998-7072. (Russ.).
5. ISTOMIN, V.A., I.V. KOLINCHENKO, A.M. DEREVYAGIN. Dew point method for assessing carryover of dropping hydrocarbons during preparation of Valanginian gas [Metod tochki rosy dlya otsenki kapelnogo unosa uglevodorodov v protsesse podgotovki gaza valanzhinskikh zalezhey]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2006, no. 4, pp. 37–41, ISSN 2070-6820. (Russ.).
6. DONSKIKH, B.D., V.A. ISTOMIN, S.V. KRASHENNIKOV, et al. Advanced methods of determining carryover of hydrocarbon mist from low-temperature natural gas separators [Perspektivnyye metody opredeleniya kapelnogo unosa uglevodorodov s ustanovok nizkotemperaturnoy separatsii prirodnogo gaza]. In: *Vesti Gazovoy Nauki. Important to study hydrocarbon reservoir*: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, pp. 265–281. (Russ.).
7. IGNATOV, I.V., R.R. SHEPITYAK, I.R. KHAYRULLIN et al. Review and comparative analysis of methods for assessment of dropping liquid carryover by gas at process equipment of Gazprom Dobycha Urengoy LLC [Obzor i sravnitelnyy analiz metodov opredeleniya unosa kapelnoy zhidkosti s gazom na tekhnologicheskome oborudovanii OOO “Gazprom dobycha Urengoy”]. In: *Focus areas of the Urengoy production complex development* [Osnovnyye napravleniya razvitiya Urengoyского dobyvayushchego kompleksa]: collected scientific papers. Moscow: Nedra, 2023. (Russ.).
8. KUBANOV, A.N., D.M. FEDULOV, A.V. SOKERIN, et al. New methodical approach to calculating hydrocarbon dew point temperature for separator gas [Novyy metodicheskiy podkhod k raschetnomu opredeleniyu temperatury tochki rosy gaza separatsii po uglevodorodam]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2017, no. 2, pp. 63–71, ISSN 2070-6820. (Russ.).

УДК 622.692.4

Применение реагентно-мембранного метода очистки водно-метанольных растворов от солей жесткости на установках регенерации метанола

А.А. Маслов^{1*}, В.А. Вагарин², И.Г. Шпигель³, А.А. Свитцов⁴

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

² ООО «Газпром проектирование», Российская Федерация, 191036, г. Санкт-Петербург, Суворовский пр-т, д. 16/13, литер А, помещ. 19н

³ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

⁴ Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, Российская Федерация, 125047, г. Москва, пл. Миусская, д. 9

* E-mail: a.maslov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Восстановление высококонцентрированного метанола из водно-метанольного раствора (ВМР) осуществляется методом ректификации на установках регенерации метанола (УРМ). Концентрация метанола в растворе может варьироваться в широком диапазоне в зависимости от насыщения добываемого газа пластовой водой, основной характеристикой которой является показатель ее минерализации, в частности содержание солей жесткости.

При повышенном содержании в составе ВМР ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} (более 15 мг/л) в условиях высоких температур технологического процесса регенерация метанола сопровождается образованием накипи на конструктивных элементах ректификационных колонн, теплообменных аппаратов и насосных агрегатов. В результате снижения коэффициента теплопередачи происходит увеличение расхода топливного газа на печи, повышается риск прогорания жаровых труб, а также снижается интенсивность тепло-массообменных процессов в ректификационных колоннах. Осложнения такого рода приводят к повышенным потерям метанола в составе кубового продукта, сокращению срока службы технологического оборудования, а также влекут за собой необходимость периодической остановки УРМ для очистки от накипи, что значительно увеличивает эксплуатационные затраты.

Для борьбы с отложениями солей на УРМ применяют различные способы очистки оборудования, включая механический, термический, химический и др. Существующие недостатки данных способов на месторождениях с высокой минерализацией пластовой воды свидетельствуют о целесообразности внедрения комбинированного реагентно-мембранного метода очистки ВМР. Данный метод является гибридным, сочетающим в себе ввод реагента-осадителя и мембранное выделение частиц твердой фазы.

Реализация данного метода предполагает применение установок мембранной очистки, основным элементом которых является мембранный аппарат, в корпусе которого установлены керамические мембранные элементы трубчатого типа. В ходе исследований установлено, что оптимальным решением для мембранного разделения суспензии, образующейся при взаимодействии ВМР с реагентом, является применение керамических мембран с селективным слоем из карбида кремния. На основе экспериментальных данных о среднем размере частиц полученной суспензии модифицированного ВМР (4...7 мкм) принято, что для эффективного 100%-ного задержания частиц фосфатов солей жесткости необходимым и достаточным будет применение мембран микрофильтрационного класса со средним размером пор 0,5...1,0 мкм.

Метод мембранной очистки ВМР можно реализовать в двух вариантах: 3-ступенчатым умягчением с процессом диафильтрации на 2-й ступени и 2-ступенчатым умягчением с применением вакуум-выпарной установки (ВВУ), исключающей необходимость диафильтрации. Двухступенчатая установка в комбинации с ВВУ отличается повышенными капитальными затратами и более сложным оборудованием, но при этом обеспечивает минимальные потери метанола до 1,2 кг на метр кубический исходного ВМР, что почти в 30 раз ниже аналогичного показателя для варианта с диафильтрацией.

Внедрение рассматриваемой технологии на месторождениях с повышенной минерализацией пластовых вод позволит увеличить межремонтный период эксплуатации оборудования УРМ, а также сократить потери метанола. Помимо высокой энергоэффективности одним из основных преимуществ рассматриваемого метода является возможность реализации отходов производства (солевого шлама) в качестве простого минерального удобрения.

Ключевые слова: водно-метанольный раствор, регенерация метанола, соли жесткости, реагентно-мембранный метод очистки, мембранный аппарат.

Одной из главных проблем при добыче, подготовке и транспортировке газа является высокая вероятность образования газовых гидратов, вызывающих серьезные нарушения в работе технологического оборудования и трубопроводов и снижающих эффективность их эксплуатации. Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование ингибитора гидратообразования, в качестве которого чаще всего применяется метанол, характеризующийся низкой температурой замерзания и хорошей растворимостью в воде [1].

Для снижения потерь метанола осуществляется его регенерация из водно-метанольного раствора (ВМР), выделяемого в ходе подготовки газа и газового конденсата к транспортировке. Восстановление высококонцентрированного метанола из ВМР осуществляется методом ректификации на установках регенерации метанола (УРМ). Массовая доля метанола в растворе может варьироваться в диапазоне от 10 до 45 % в зависимости от насыщения добываемого газа пластовой водой. Таким образом, свойства и химический состав пластовой воды будут оказывать непосредственное влияние на эффективность процесса регенерации метанола¹.

Основной характеристикой пластовой воды является показатель ее минерализации, в частности содержание солей жесткости. При повышенном содержании в составе ВМР ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} (более 15 мг/л) в условиях высоких температур технологического процесса регенерация метанола сопровождается образованием накипи на поверхностях массообменных секций ректификационных колонн, теплообменных аппаратов и насосных агрегатов. В результате снижения теплопередачи увеличивается расход топливного газа и повышается риск прогорания жаровых труб в колоннах огневой регенерации, снижается эффективность массопереноса в массообменных секциях колонны, что влечет за собой повышенные потери метанола в составе кубового продукта (водной фазы). Все это приводит к снижению эффективности процесса регенерации, сокращает срок службы технологического оборудования, а также предопределяет необходимость периодической остановки УРМ и, как следствие, увеличивает затраты на эксплуатацию установки [2].

¹ См.: Реактивы. Метанол-яд. Технические условия: ГОСТ 6995-77.

Для борьбы с отложениями солей на УРМ применяют различные способы очистки оборудования, включая механический, химический и др. [3]. Механическая очистка предполагает остановку УРМ, слив технологических жидкостей в накопительные и аварийные емкости, пропарку, продувку и просушку всех аппаратов, демонтаж и разбор теплообменного и колонного оборудования с последующей его ручной механизированной чисткой. Очистка оборудования занимает в среднем от 15 до 30 сут. С учетом периодичности очистки не более одного раза в год, а также при наличии только одной технологической линии данный метод является наиболее экономичным [4].

Одним из наиболее распространенных в промышленности является химический способ очистки, а именно содово-кислотный метод. Он заключается в последовательном кипячении в аппаратах кальцинированной (или каустической) соды и соляной кислоты. Под действием содового раствора сначала происходит превращение плохо растворимых солей кальция (сульфатов, сульфитов и оксалатов) в легко растворимые в соляной кислоте карбонаты. Последующая обработка горячей соляной кислотой приводит к разложению карбонатов. Применение данного метода сопровождается высокими затратами на приобретение соляной кислоты и присадок, а также затратами на утилизацию отработанного хлорида водорода с привлечением специализированной организации. Соляно-кислотная обработка характеризуется повышенной коррозионной активностью раствора, что является серьезным недостатком данного метода, сокращающим межремонтный период эксплуатации объекта. Если в колоннах УРМ в качестве контактных устройств применяются неремонтпригодные регулярные насадки, при выходе их из строя потребуется полная замена элементов, что также повлечет за собой значительные расходы.

Недостатки использования данных способов на месторождениях с высокой минерализацией пластовой воды свидетельствуют о целесообразности внедрения комбинированного реагентно-мембранного метода очистки ВМР [5]. Рассмотрим гибридный метод, сочетающий ввод реагента-осадителя и мембранное выделение частиц твердой фазы. Механизм данного комплексного метода реализуется в три стадии (рис. 1). На первой

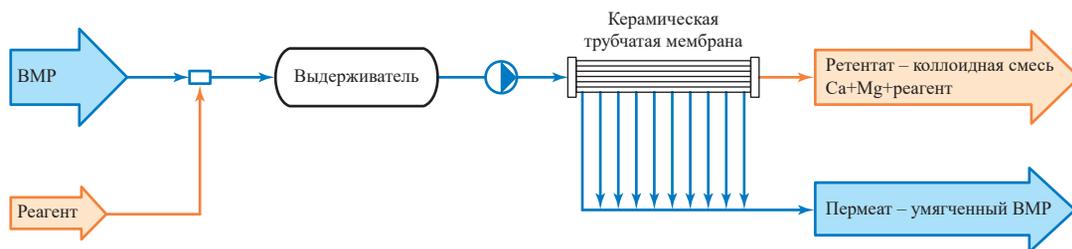


Рис. 1. Схема мембранной ультрафильтрации ВМР с применением реагента-осадителя

стадии происходит перевод целевых компонентов – катионов жесткости – в твердую фазу, т.е. образование коллоидных частиц. На второй стадии раствор выдерживается для реализации химической реакции. Третья стадия служит для удаления образовавшихся коллоидных частиц на микро- или ультрафильтрационных мембранах [6].

Для реализации метода реагентно-мембранного умягчения ВМР применяются установки мембранной очистки, основным элементом которых служит мембранный аппарат. Он представляет собой корпус (металлический либо пластиковый), внутри которого установлены керамические мембранные элементы трубчатого типа (рис. 2).

В ходе исследований установлено, что оптимальным решением для мембранного разделения суспензии, образующейся при взаимодействии ВМР с реагентом, является применение керамических мембран с селективным слоем из карбида кремния. Такой выбор обусловлен следующими характеристиками указанных мембран:

- высокой механической прочностью при воздействии повышенных скоростей потока и температур;
- высокой удельной производительностью;
- высокой химической и термической стойкостью, проявляющейся в способности противостоять агрессивному воздействию метанола, углеводородов, а также соляной кислоты (применяется в качестве одного из возможных реагентов при обработке призабойной зоны пласта);
- доступностью производства в условиях необходимости импортозамещения.

При выборе мембран для процесса фильтрации одним из основополагающих показателей является размер пор, который определяется на основании данных о среднем размере частиц получаемой суспензии модифицированного ВМР. Для определения этого показателя



а



б

Рис. 2. Мембранный аппарат (а) и керамические мембранные трубки (б)

в рамках экспериментальных исследований выполнено микроскопическое исследование системы с определением среднего размера частиц, результаты которого представлены на рис. 3 [7].

Основываясь на представленных данных о среднем размере частиц полученной суспензии модифицированного ВМР (4...7 мкм), можно сделать вывод, что для эффективного 100%-ного задержания частиц фосфатов солей жесткости достаточным будет применение мембран микрофильтрационного класса со средним размером пор 0,5...1,0 мкм [8].

По совокупности факторов (с учетом опыта промышленной эксплуатации и на основе

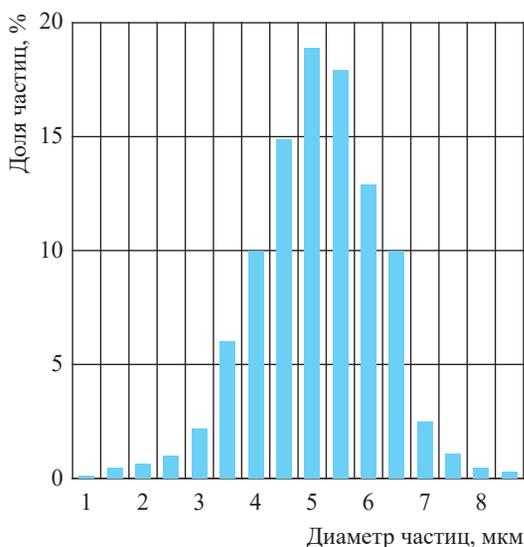


Рис. 3. Диаграмма распределения частиц осажденных солей жесткости модифицированного ВМР по размерам

анализа опубликованных результатов исследований схожих процессов и расчетов) принято, что предельное содержание ионов жесткости в составе ВМР, поступающего в колонну регенерации УРМ, не должно превышать 5 мг/л.

По итогам выполнения комплекса экспериментальных исследований сделаны следующие выводы:

1) с учетом минимального значения произведения растворимости целесообразно использовать фосфатные анионы, входящие в состав соли тринатрийфосфата ($\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$);

2) практически полный фазовый переход осуществляется уже при номинальном стехиометрическом количестве введенного реагента. Так, на 1 л ВМР с суммарным содержанием ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} 12,9 г/л необходимо 86,3 г сухой соли тринатрийфосфата, при этом образуется 67,2 г (в расчете на сухой вес) фосфатов кальция и магния. Дисперсия остается устойчивой (модифицированный ВМР не расслаивается) длительное время;

3) оптимальные гидродинамические параметры течения дисперсии: давление – 0,3 МПа, линейная скорость – 1,5 м/с (с учетом максимальной производительности мембраны), температура 35 °С;

4) предельная солевая концентрация при сгущении модифицированного ВМР составляет 230 кг/м³.

На базе разработанных расчетных моделей с учетом результатов экспериментальных

данных предлагаются два варианта процесса умягчения ВМР. Поточная функциональная схема установки мембранной фильтрации (УМФ) для умягчения ВМР по варианту 1 (рис. 4) имеет три ступени. *Первая ступень* предназначена для подачи реагента – $\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$. После выдержки модифицированный ВМР, содержащий образовавшиеся кристаллы солей $\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2 + 2\text{Mg}_3(\text{PO}_4)_2$, направляется в блок мембранной фильтрации (БМФ), где выводится основной поток очищенного ВМР (пермеата) в объеме, обеспечивающем концентрацию солей в оставшемся потоке концентрата (ретентата) на уровне до 430 кг/м³. Площадь фильтрации (площадь мембран) определяется исходя из требуемого объема пермеата. Полученный очищенный ВМР (пермеат) имеет остаточную жесткость на уровне 200 мг/л. *Вторая ступень* представляет собой процесс диафильтрации и служит для частичного выведения из ретентата метанола с целью снижения его итоговых потерь. Данная ступень предполагает подачу дополнительного объема воды, источником которой служит кубовый продукт ректификационной колонны УРМ [9]. *Третья ступень* предназначена для доведения остаточной жесткости ВМР до значения 5 мг/л. Для этого повторно вводится реагент, и процесс повторяется аналогично первой ступени. Потоки пермеата с БМФ 3-й ступени объединяются и поступают на УРМ. Поток солевого концентрата поступает на смешение с аналогичным потоком 2-й ступени, после чего направляется на утилизацию.

Принципиальная схема умягчения ВМР по варианту 2 (рис. 5) имеет всего две ступени. *Первая ступень* мембранной фильтрации полностью аналогична таковой по варианту 1. Потоки пермеата (очищенный ВМР) со всех БМФ 1-й ступени объединяются и поступают на *вторую ступень*, предназначенную для доочистки ВМР до требуемого значения 5 мг/л. Потоки пермеата со всех БМФ 2-й ступени объединяются и поступают на УРМ. Поток солевого концентрата объединяется с аналогичным потоком 1-й ступени и направляется на вакуумно-выпарную установку (ВВУ) для выделения солей из метанола, что исключает необходимость ступени диафильтрации. Задача ВВУ – концентрирование солеосодержащих растворов с получением выпаренного концентрата в виде 40...50%-ной солевой суспензии. В результате большая часть метанола выходит

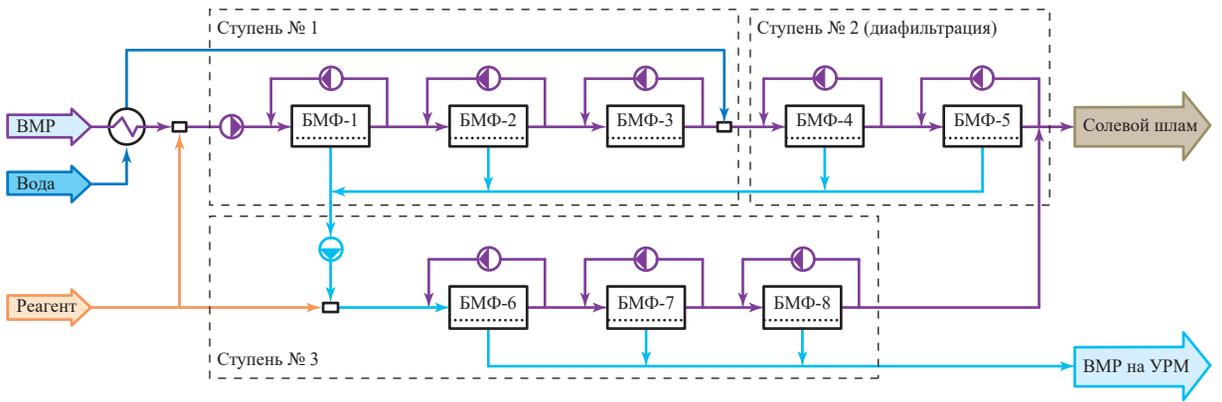


Рис. 4. Поточная функциональная схема УМФ по варианту 1

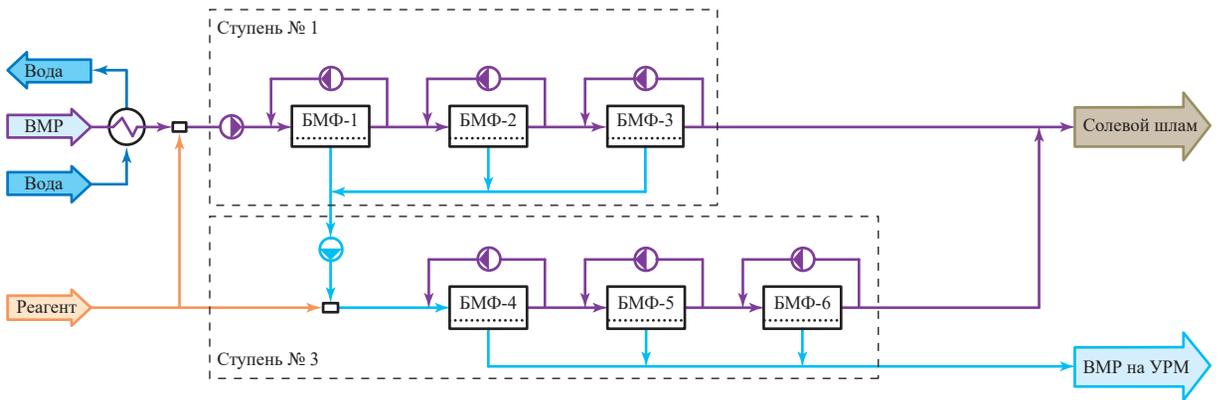


Рис. 5. Поточная функциональная схема УМФ по варианту 2

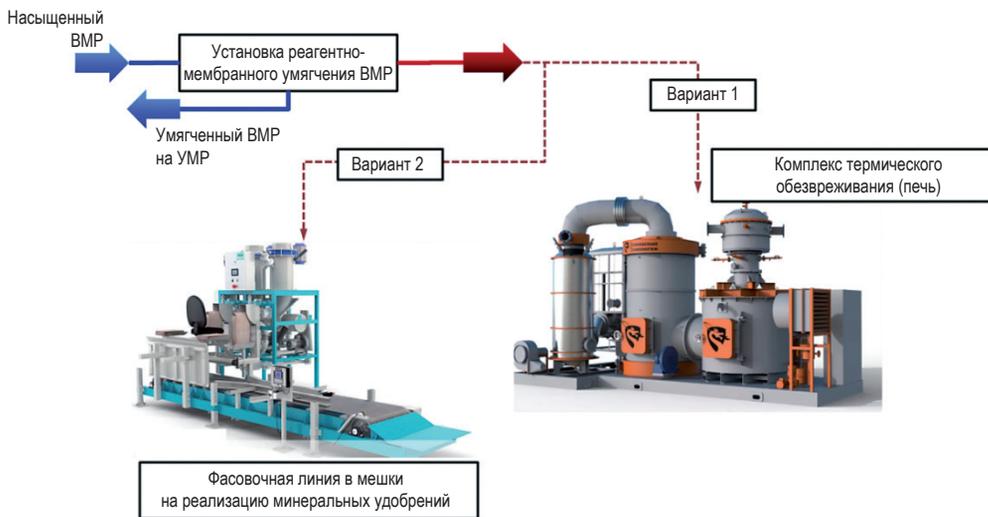


Рис. 6. Варианты утилизации солевого шлама

с установки в составе пара (дистиллята), который возвращается на УРМ путем смешения с очищенным ВМР.

В ходе оценки экономической эффективности рассмотренных решений определено, что двухступенчатая установка очистки ВМР в комбинации с ВВУ в отличие от трехступенчатой установки характеризуется повышенными

капитальными затратами и более сложным оборудованием, но при этом обеспечивает минимальные потери метанола – до 1,2 кг на метр кубический исходного ВМР, что почти в 30 раз ниже аналогичного показателя по варианту 1.

Особенностью реагентного-мембранного метода очистки ВМР является образование большого количества солевого шлама. Одним

из решений по утилизации шлама является его подача на комплекс термического обезвреживания (КТО), предназначенный для утилизации различных типов отходов путем высокотемпературного контролируемого обезвреживания с последующей очисткой отходящих газов. Недостаток такого решения в том, что соли, входящие в состав шлама, могут откладываться в сажевой системе КТО. С учетом высокого содержания ионов кальция в составе ВМР образование отложений будет происходить в значительных объемах, что потребует проведения периодических работ по очистке сажевой системы КТО.

В то же время, солевой шлам – это ценный продукт, востребованный на внутреннем рынке химических удобрений, что может представлять интерес для газодобывающих предприятий. Реализация удобрений возможна в твердом увлажненном состоянии с их упаковкой в мешки.

Варианты утилизации солевого шлама представлены на рис. 6.

Подводя итог вышесказанному, следует отметить перспективы использования реагентно-мембранного метода очистки ВМР на месторождениях с повышенной минерализацией пластовых вод. К основным факторам целесообразности и возможности использования данного метода очистки ВМР от солей относятся поддержание эффективности работы и продление периода эксплуатации УРМ, сокращение потерь метанола, а также сокращение затрат на ремонт технологического оборудования УРМ. Помимо высокой энергоэффективности одним из основных преимуществ рассматриваемого метода является возможность реализации отходов производства (солевого шлама) в качестве простого минерального удобрения.

Список литературы

1. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. / А.В. Грунвальд // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – Статья № 29.
2. Делягин Г.Н. Теплогенерирующие установки / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков и др. – М.: Бастет, 2010. – 622 с.
3. Колчин А.В. Оптимизация ингибирования метанолом в магистральной системе транспорта газа на этапе подготовки / А.В. Колчин, А.В. Курочкин, Г.Е. Коробков // Транспорт. – 2016. – № 4. – С. 47–53.
4. Сагань И.И. Борьба с накипеобразованием в теплообменниках / И.И. Сагань, Ю.С. Разладин. – Киев: Техника, 1986. – 132 с.
5. Исева О.И. Комбинированный реагентно-мембранный метод очистки вод от минеральных солей / О.И. Исева, Н.В. Голованова // Успехи в химии и химической технологии. – 2015. – № 2. – С. 68–70.
6. Волчек К.А. Комбинированные мембранные процессы очистки и переработки воды / К.А. Волчек, Г.Г. Каграманов, Е.Н. Фарносова // Химическая промышленность сегодня. – 2010. – № 7. – С. 43–50.
7. Свитцов А.А. Мицеллярно-усиленная (реагентная) ультрафильтрация / А.А. Свитцов, Т.Ж. Абылгазиев // Успехи химии. – 1991. – № 11. – С. 1280–1283.
8. Гриценко В.О. Применение микрофильтрации для регенерации отработанных моторных масел / В.О. Гриценко, Н.С. Орлов // Мембраны. – 2002. – № 16. – С. 10–16. – (Критические технологии).
9. Садовский Л.И. Обзор современных технологий водоподготовки и водоочистки на примере внедрения мембранных систем и реагентных программ / Л.И. Садовский, А.И. Аликьярова // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 9. – С. 328–333.

Application of reactant-membrane method for purifying water-methanol solutions from hardness salts at methanol regeneration plants

A.A. Maslov^{1*}, V.A. Vagarin², I.G. Shpigel³, A.A. Svittsov⁴

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

² Gazprom Proyektirovaniye LLC, office 19n, Bld. 16/13, liter A, Suvorovskiy prospect, St. Petersburg, 191036, Russian Federation

³ Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

⁴ Mendeleev University of Chemical Technology, Bld. 9, Miusskaya square, Moscow, 125047, Russian Federation

* E-mail: a.maslov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Regeneration of the strong methanol from a water-methanol solution (WMS) is carried out by means of rectification using special methanol recovery plants (MRPs). Methanol concentration in a WMS can widely vary depending on gas saturation with in-situ water, which is characterized by mineralization, in particular by the content of the hardness salts.

In case of the elevated level (more than 15 mg/l) of the Ca²⁺ and Mg²⁺ ions in the WMS, against the high process temperatures the methanol regeneration is accompanied with scaling of the fractionator elements, heat exchangers and pumps. Reduction of the heat transfer ratio leads to increase of a fuel gas flow, enhances the risks of the burnout of a heater tube, takes down the heat-mass exchange within the fractionators. Such obstacles result in extra losses of the methanol, decrease of the service life of the equipment, and necessity of the periodical MRP shutdown for scale removal, which rises the operational costs.

There are different ways for cleaning the MRP equipment to fight against the salt deposits, in particular the mechanical, thermal or chemical methods etc. are used. The disadvantages of the named methods in case of the highly mineralized fossil waters testify the expediency to implement a combined reactant-membrane technique of WMS purification. This hybrid method brings together the injection of a precipitating agent and the membrane isolation of the solid particles.

Realization of this method supposes application of the plants for membrane purification. Ceramic membranes with a selective carborundum layer is an optimal solution for membrane separation of a suspension originating after interaction between a WMS and a reagent. It is agreed that for efficient total interception of the particles of the hardness salt phosphates it will be necessary and sufficient to apply the microfiltration membranes with average pore sizes of 0,5...1,0 microns.

The membrane purification of WMS can be implemented either by three-stage demineralization with diafiltration at second stage or by two-stage demineralization at vacuum evaporator excluding necessity of diafiltration. The second variant results in extra capital expenditures and sophisticated equipment, but it provides minimal losses of methanol down to 1,2 kg per the cubic meter of the original WMS, which is nearly 30 times less than in the first variant with diafiltration.

Implementation of the examined technique at the hydrocarbon fields with extra mineralized fossil waters will increase the inter-repair time of the MRP equipment and decrease the methanol losses. Besides it high energy efficiency, the examined method will enable vending of the production wastes (the salt-based drill cuttings) as a simple mineral fertilizers.

Keywords: water-methanol solution, methanol regeneration, hardness salts, reactant-membrane purification, membrane apparatus.

References

1. GRUNVALD, A.V. Application of methanol in gas industry as an inhibitor of gas generation and a forecast for its consumption up to 2030 [Ispolzovaniye metanola v gazovoy promyshlennosti v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya i prognoz yego potrebleniya v period do 2030 g.]. *Neftegazovoye Delo* [online], 2007, no. 2, paper 29, ISSN 1813-503X. (Russ.).
2. DELYAGIN, G.N., V.I. LEBEDEV, B.A. PERMYAKOV et al. *Heat-generating plants* [Teplogeneriruyushchiye ustanovki]. Moscow: Bastet, 2010. (Russ.).
3. KOLCHIN, A.V., A.V. KUROCHKIN, G.YE. KOROBKOV. Optimizing methanol inhibiting in a main gas transporting system at treatment stage [Optimizatsiya ingibirovaniya metanolom v magistralnoy sisteme transporta gaza na etape podgotovki]. *Transport*, 2016, no. 4, pp. 47–53. (Russ.).
4. SAGAN, I.I., Yu.S. RAZLADIN. *Anti-scale protection in heat exchangers* [Barba s nakipeobrazovaniyem v teploobmennikakh]. Kiyev: Tekhnika, 1986. (Russ.).
5. ISEYEVA, O.I., N.V. GOLOVANEVA. Combined reagent-membrane method of water purification from mineral salts [Kombinirovanny reagentno-membranny metod ochkistki vod ot mineralnykh soley]. *Uspekhi v Khimii i Khimicheskoy Tekhnologii*, 2015, no. 2, pp. 68–70, ISSN 1506-2017. (Russ.).

6. VOLCHEK, K.A., G.G. KAGRAMANOV, Ye.N. FARNOSOVA. Combined membrane processes of water purification and reduction [Kombinirovannyye membrannyye process ochestki i pererabotki vody]. *Khimicheskaya Promyshlennost Segodnya*, 2010, no. 7, pp. 43–50, ISSN 2713-2854. (Russ.).
7. SVITSOV, A.A., T.Zh. ABYLGAZIYEV. Micellar-intensified (reagent) ultrafiltration [Mitsellyarno-usilennaya (reagentnaya) ultrafiltratsiya]. *Uspekhi Khimii*, 1991, no. 11, pp. 1280–1283, ISSN 0042-1308. (Russ.).
8. GRITSENKO, V.O., N.S. ORLOV. Application of microfiltration for regenerating waste engine oils [Primeneniye mikrofiltratsii dlya regeratsii otrabotannykh motornykh masel]. *Membrany. Series: Kriticheskiye Tekhnologii*, 2002, no. 16, pp. 10–16. (Russ.).
9. SADOVSKIY, L.I., A.I. ALIAKBYAROVA. Brief overview of modern technologies of water treatment and water purification, implementation of membrane systems water chemicals [Obzor sovremennykh tekhnologiy vodopodgotovki i vodoochistki na primere vnedreniya membrannykh sistem i reagentnykh programm]. *Ekonomika i Predprenimatelstvo*, 2016, no. 9, pp. 328–333, ISSN 1999-2300. (Russ.).

УДК 622.279:550.84

Ингибитор гидратообразования на основе смесей моноэтиленгликоля и метанола

Э.Ж. Муратова^{1*}, В.Б. Крапивин², В.А. Истомин^{1,2}, Д.М. Федулов², В.Г. Квон², Ю.А. Герасимов², Д.В. Сергеева^{1,2}, А.А. Тройникова², А.П. Семенов³

¹ Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Российская Федерация, 121205, г. Москва, территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, пр-кт Малоохтинский, д.45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

³ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: Elvira.Muratova@skoltech.ru

Тезисы. Дан сравнительный анализ особенностей применения двух основных термодинамических ингибиторов гидратообразования – метанола и моноэтиленгликоля (МЭГ). Отмечено, что в ряде случаев представляет технологический интерес использование смесевых ингибиторов, состоящего из МЭГ с добавками метанола.

Детально рассмотрены физико-химические свойства смесевых ингибиторов «МЭГ + метанол». Получены соотношения для расчета условий гидратообразования при его применении. Приведена методика расчета активностей компонентов тройного раствора «метанол – МЭГ – вода» с использованием уравнений Ренона – Прауницца для многокомпонентных смесей.

Метанол и моноэтиленгликоль (МЭГ) широко используются в мировой практике в качестве термодинамических ингибиторов гидратообразования. В водных растворах они снижают активность воды и тем самым обеспечивают смещение (сдвиг) трехфазного равновесия «природный газ – водная фаза – газовые гидраты» в сторону более низких температур (T) и высоких давлений (P) [1]. Сдвиг температуры ΔT (при фиксированном давлении или летучести газа) зависит главным образом от концентрации ингибитора в водном растворе и в значительно меньшей степени от давления и состава газа-гидратообразователя.

В настоящее время метанол применяется в качестве ингибитора гидратообразования на всех разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождениях Севера России. Метанол используется также на Оренбургском и Астраханском газоконденсатных месторождениях со сложным составом пластового газа. Этот ингибитор рекомендован в проектах разработки новых месторождений Надым-Пур-Газовского региона и п-ова Ямал (Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, месторождения Тамбейской группы и др.). МЭГ начал применяться на шельфовых месторождениях России – Лунском и Киринском газоконденсатном – и включен в проект разработки Южно-Киринского месторождения. Ранее МЭГ как ингибитор гидратообразования использовался только на некоторых нефтеперерабатывающих заводах при подготовке попутного нефтяного газа.

Сравним МЭГ с метанолом с точки зрения эффективности их использования в промышленной практике (табл. 1):

- имеет место меньшая антигидратная активность МЭГ по сравнению с метанолом (ΔT примерно в полтора-два раза меньше при одинаковой массовой концентрации ингибитора в водном растворе [2, 3]);
- отмечается существенно меньшая летучесть МЭГ (поэтому потери МЭГ с газом сепарации в растворенном виде практически нулевые, тогда как технологические потери метанола с газом сепарации в зависимости от температуры сепарации варьируются в диапазоне 150...300 г на 1000 м³, а иногда и больше);

Ключевые слова: смесевые ингибиторы гидратообразования, метанол, моноэтиленгликоль, сдвиг температуры гидратообразования, влагосодержание, метанолосодержание.

Таблица 1

Детализированный сравнительный анализ МЭГ и метанола как ингибиторов гидратообразования

Показатель	Метанол	МЭГ
Антигидратная активность и границы применимости по температуре	Очень высокая (рекомендуется к применению на низкотемпературных установках с температурным уровнем до $-80...-100$ °С)	Более низкая, примерно в полтора-два раза (рекомендуется к применению на установках низкотемпературной сепарации с температурным уровнем до минус 24 °С)
Подача на установку комплексной подготовки газа	Не всегда требуется распыление при вводе в газовый поток. Может подаваться непосредственно в поток газа (в шлейфы кустов скважин) или через форсунку (например, перед рекуперативными теплообменниками)	Требует мелкого распыления, подается через форсунку в точках подачи на установках низкотемпературной сепарации
Утилизация и отходы	Вода с остаточным количеством метанола (при содержании метанола в кубовой воде до 4 % масс.) может закачиваться в поглощающий горизонт или сжигаться на горизонтальной факельной установке	Вода с остаточным количеством МЭГ (рефлюкс) и твердые соли с установки обессоливания должны утилизироваться
Установка регенерации	Требует регенерация ВМР методом ректификации, в некоторых случаях возможна саморегенерация метанола в газовом потоке (технология «отдувки» метанола из ВМР)	Требует регенерация насыщенного МЭГ с дополнительным блоком обессоливания (при использовании МЭГ в системах сбора газа)
Вязкость	Очень низкая (0,6 сП), ингибитор может использоваться при любых соотношениях с водой	Высокая вязкость чистого реагента (21 сП), для понижения вязкости требуется его разбавление водой до 85...90 % масс.
Установка (блок) обессоливания	Не требуется, но при регенерации сильно минерализованных растворов ВМР имеются особенности организации процесса	Требует
Стоимость, USD/т	~300 (имеет место сильное колебание цены на рынке)	~700...800
Объекты на суше	Повсеместно в России (тогда как в ряде стран применение метанола законодательно запрещено по экологическим соображениям)	В России в настоящее время на сухопутных месторождениях не используется
Шельфовые объекты, где применяется ингибитор	Canyone Express, Malampaya, Corrib, Голицынское месторождение	Киринское месторождение, Shah Deniz, Asgard, Ormen Lange, Gorgon, Mensa, Hammerfest, Scabar-Safron, South Pars, Snohvit, BritSats, Kollsnes и др.

- низкая растворимость МЭГ в нестабильном конденсате сопоставима с растворимостью метанола, однако при пониженных температурах могут иметь место риски образования эмульсий с нестабильным конденсатом (особенно при наличии примеси нефти в конденсате или же при использовании некоторых ингибиторов углекислотной коррозии);

- впрыск МЭГ и его распределение по необходимым точкам технологической схемы – менее эффективный процесс из-за более высокой вязкости МЭГ;

- температура замерзания чистого МЭГ равна минус 13 °С, а при температурах, близких к 0 °С и ниже, резко возрастает его вязкость. Для понижения вязкости и одновременно температуры замерзания МЭГ необходимо разбавлять водой, обычно до 80...85 % масс.

В то же время, метанол подобных технологических проблем не вызывает;

- система автоматического регулирования расхода МЭГ аналогична системе автоматизации расхода метанола, но при этом следует учитывать возможность больших отклонений распределения МЭГ по фазам от равновесных значений (особенно важно организовать хорошее перемешивание впрыскиваемого МЭГ с потоком водной фазы);

- МЭГ смешивается со слабоминерализованной пластовой водой без образования осадка, однако при его циркуляции в системе добычи газа накапливаются соли. Поэтому при регенерации растворов МЭГ в промышленных условиях требуется дополнительная установка его обессоливания, которая может быть интегрирована с системой регенерации. Так же как

и в случае регенерации водометанольных растворов (ВМР), непосредственно в системе регенерации МЭГ возможно выпадение труднорастворимых солей (карбонатов и сульфатов даже при низкой минерализации пластовой воды);

- МЭГ существенно более экологичен, чем метанол (хотя и относится к тому же классу опасности), что снижает технологические риски при его хранении, транспортировке и утилизации;
- с использованием как МЭГ, так и метанола предложены и реализованы на практике технологии удаления (разрушения) гидратных пробок;
- по сравнению с метанолом МЭГ стоит в два-три раза дороже.

На сегодняшний день для промысловой практики разработана общая схема нормирования расхода МЭГ как антигидратного ингибитора, включенная в СТО Газпром 2-3.3-1242-2021¹. Наиболее детально в отечественной литературе методика расчета расхода чистого МЭГ и его водных растворов представлена в работе Д.В. Сергеевой и др. [4].

Основное преимущество моноэтиленгликоля по сравнению с метанолом – низкое давление насыщенных паров и поэтому крайне низкая его растворимость в сжатом природном газе. Эта особенность потенциально позволяет существенно снизить технологические потери МЭГ по сравнению с метанолом. Основные недостатки МЭГ: высокие вязкость и температура замерзания, поэтому, как выше отмечалось, приходится разбавлять МЭГ водой (до 85...90 % масс., иногда до 80 % масс.). Разбавление МЭГ из-за внесения в систему подготовки газа дополнительного количества воды приводит к увеличению его удельного расхода и к повышенной нагрузке на систему регенерации. Поэтому практический интерес представляет рассмотрение возможности разбавления МЭГ не водой, а метанолом, что может привести к большей эффективности смесового ингибитора по сравнению с чистым МЭГ. Кроме того, на действующих месторождениях и подземных хранилищах газа сейчас анализируется возможность замены метанола на МЭГ, что на начальном этапе приведет к двухреагентной технологии и смешению этих ингибиторов. Таким образом, в ряде случаев целесообразно практическое использование смесового (или смешанного) ингибитора «МЭГ + метанол». Анализ публикаций показал, что смесовой ингибитор «МЭГ + метанол» использовался в зарубежной практике, но только для удаления гидратных пробок [5].

Для практического применения смесового ингибитора «МЭГ + метанол» необходимо проанализировать его физико-химические свойства, разработать корреляции для расчета условий гидратообразования в его водных растворах, а также для расчета влаго- и метанолосодержания в газовой фазе.

Физико-химические свойства метанол-гликолевых растворов

Некоторые термодинамические свойства тройной системы «метанол – МЭГ – вода» даны в работах Ф.Х. Конрада, Х. Найби и др. [6, 7]. В табл. 2, 3 представлены расчеты физико-химических свойств рассматриваемой системы – динамической вязкости и температуры замерзания. Расчеты проведены по программе Hydraflash [8]. Видно, что с добавлением даже небольших количеств метанола вязкость системы «МЭГ + метанол» резко уменьшается.

Рассмотрим вопрос расчета активностей компонентов раствора «вода – метанол – МЭГ». Данная система является системой неограниченно смешивающихся жидкостей со слабым отклонением от идеальности, поэтому для определения активности компонентов можно использовать достаточно простые термодинамические уравнения ван Лаара, Вильсона и пр. В нашем случае удобно использовать уравнение Ренона – Прауэница для избыточной энергии Гиббса. Коэффициенты активности компонентов раствора для рассматриваемой трехкомпонентной системы в этой модели записываются следующим образом:

$$\ln \gamma_i = \frac{\tau_{1i} G_{1i} x_1 + \tau_{2i} G_{2i} x_2 + \tau_{3i} G_{3i} x_3}{G_{1i} x_1 + G_{2i} x_2 + G_{3i} x_3} + \sum_{j=1}^3 \frac{G_{ij} x_j}{G_{1j} x_1 + G_{2j} x_2 + G_{3j} x_3} \left(\tau_{ij} - \frac{\tau_{1j} G_{1j} x_1 + \tau_{2j} G_{2j} x_2 + \tau_{3j} G_{3j} x_3}{G_{1j} x_1 + G_{2j} x_2 + G_{3j} x_3} \right), \quad (1)$$

¹ См.: Методика расчета норм расхода химических реагентов для газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром»: СТО Газпром 2-3.3-1242-2021.

Таблица 2

Вязкость безводных растворов «МЭГ + метанол»

Концентрация МЭГ, % масс.	Концентрация метанола, % масс.	Вязкость, мПа·с		
		$T = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$
10	90	1,56	1,02	0,71
20	80	2,10	1,32	0,89
30	70	2,94	1,75	1,12
40	60	4,28	2,39	1,47
50	50	6,54	3,41	1,98
60	40	10,57	5,10	2,79
70	30	18,35	8,10	4,14
80	20	34,76	13,83	6,51
90	10	73,43	25,88	11,09

Таблица 3

Температуры замерзания трехкомпонентного раствора «метанол – МЭГ – вода»

Вода, % масс.	МЭГ, % масс.	Метанол, % масс.	Температура замерзания, $^{\circ}\text{C}$
90	5	5	-4,87
80	10	10	-11,11
70	15	15	-19,18
60	20	20	-30,01
50	25	25	-45,32
40	30	30	-67,80

Таблица 4

Коэффициенты уравнения (3) и значения параметров α_{ij} для двухкомпонентных растворов в интервале температур 0...30 $^{\circ}\text{C}$

Система		a	b	c
Метанол (1) – вода (3)	τ_{13}	$3,94 \cdot 10^{-4}$	$-3,23 \cdot 10^{-2}$	$9,41 \cdot 10^{-1}$
	τ_{31}	$-1,81 \cdot 10^{-4}$	$2,53 \cdot 10^{-2}$	$-3,67 \cdot 10^{-1}$
	α_{13}	0,47		
МЭГ (2) – вода (3)	τ_{23}	$-1,79 \cdot 10^{-6}$	$2,02 \cdot 10^{-3}$	$-2,92 \cdot 10^{-1}$
	τ_{32}	$4,62 \cdot 10^{-5}$	$-3,98 \cdot 10^{-3}$	$3,84 \cdot 10^{-1}$
	α_{23}	4,0		
Метанол (1) – МЭГ (2)	τ_{12}	0	0	0,773
	τ_{21}	0	0	-0,294
	α_{12}	0,3		

где γ_i и x_i – коэффициент активности и мольная доля компонента i ; $G_{ij} = \exp(-\alpha_{ij} \tau_{ij})$; α_{ij} и τ_{ij} – бинарные параметры, характеризующие двухкомпонентные растворы.

Активность i -го компонента тройного раствора рассчитывается по уравнению

$$\alpha_i = \gamma_i x_i \quad (2)$$

Параметры τ_{ij} характеризуют энергию парных взаимодействий молекул компонентов i и j , а α_{ij} описывают степень упорядоченности молекул в растворе [9], причем $\tau_{ii} = \alpha_{ii} = 0$ и $\alpha_{ij} = \alpha_{ji}$. Параметры τ_{ij} определяются из условия бесконечного разбавления, когда концентрация одного из компонентов стремится к нулю. Они зависят от температуры и связаны

с величиной парциальной мольной избыточной энтальпии компонентов при бесконечном разбавлении. Значения бинарных параметров растворов, содержащих метанол и МЭГ, получены ранее [10]. Температурную зависимость бинарных параметров в некотором диапазоне можно описать квадратичной формулой

$$\tau_{ij} = aT^2 + bT + c, \quad (3)$$

где T – температура, $^{\circ}\text{C}$. Значения коэффициентов для формулы (3) приведены в табл. 4.

Соотношения (1)–(3) ниже будем использовать для расчетов влаго- и метанолосодержания природного газа при равновесии с рассматриваемым трехкомпонентным раствором.

Влияние смесового ингибитора «МЭГ + метанол» на равновесные условия гидратообразования

Расчетные кривые гидратообразования метана и газоконденсатного газа в равновесии с водными растворами метанола и МЭГ представлены на рис. 1 и 2 для метана и модельного природного газа газоконденсатного месторождения (состав приведен в табл. 5).

Метанол и МЭГ являются термодинамическими ингибиторами, сдвигающими кривую гидратообразования в область более низких температур. Наиболее простая формула, описывающая температурный сдвиг равновесия при заданном давлении, имеет вид

$$\Delta T = B \cdot \ln a_w, \tag{4}$$

где ΔT – разность между равновесными температурами гидратообразования в отсутствие ингибитора и при его наличии; a_w – активность воды в растворе ингибитора заданной массовой концентрации; B – параметр, слабо зависящий от давления и состава газа и почти не зависящий от концентрации ингибитора в водном растворе.

В формуле (4) можно с некоторым приближением заменить активность воды ее молярной долей x_w :

$$\Delta T = A \cdot \ln x_w, \tag{5}$$

тогда эффективный параметр A станет существенно зависеть от концентрации ингибитора в водной фазе.

Зависимость параметра A в формуле (5) от массовой концентрации ингибитора (метанола или этиленгликоля) X в растворе в некотором диапазоне P и T может быть описана линейной формулой

$$A = A_0 + kX. \tag{6}$$

Для метана и природного газа газоконденсатного месторождения, состав которого приведен в табл. 5, значения параметров A_0 и k

Таблица 5

Состав модельного газа газоконденсатного месторождения

Компонент	Содержание, % мол.
Метан	87,12
Этан	4,08
Пропан	1,86
Изобутан	0,42
<i>n</i> -Бутан	0,63
C_{5+}	3,43
Азот	0,14
Диоксид углерода	2,32

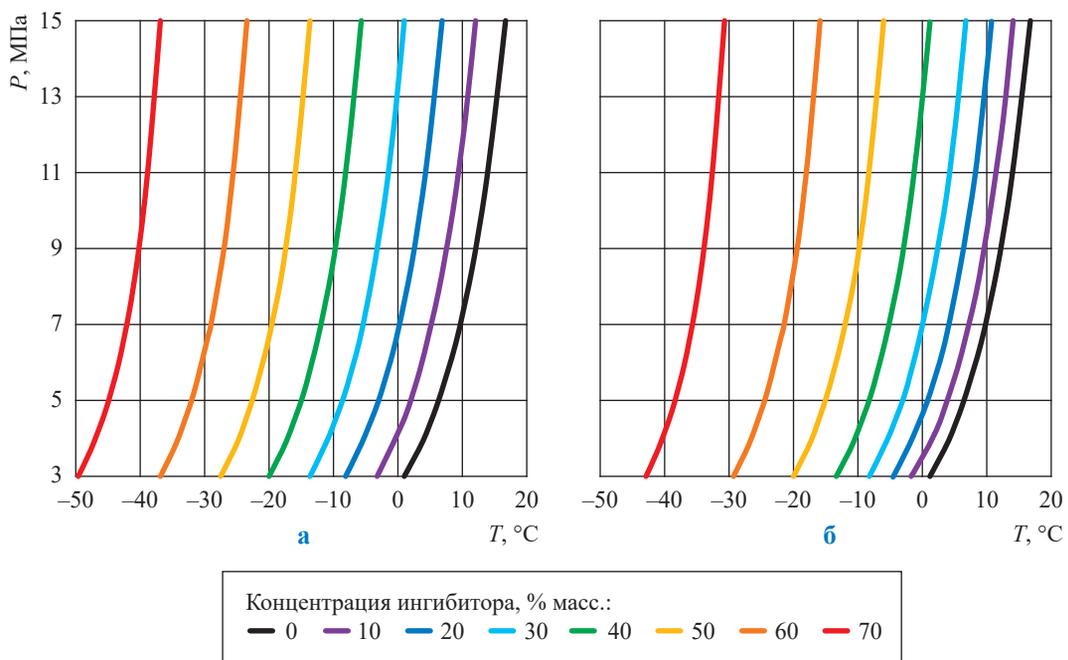


Рис. 1. Кривые гидратообразования метана в равновесии с растворами метанола (а) и МЭГ (б) различной концентрации

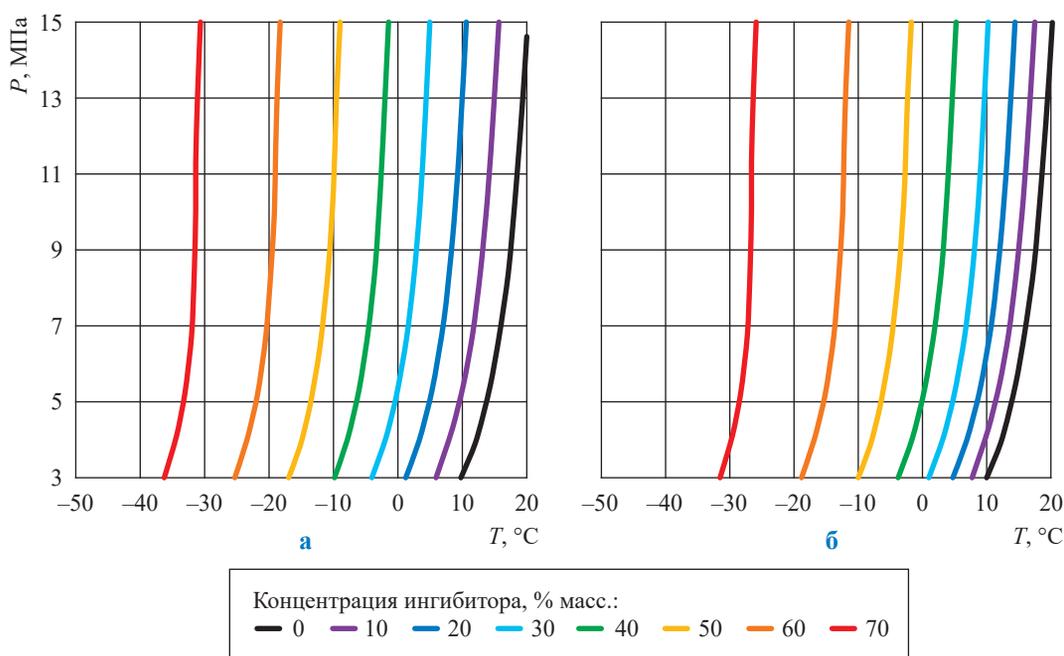


Рис. 2. Кривые гидратообразования природного газа (см. табл. 5) в равновесии с растворами метанола (а) и МЭГ (б) различной концентрации

для диапазона давлений $P = 5 \dots 10$ МПа, полученные из термодинамических расчетов по уравнению состояния CPA (англ. cubic plus association) [11], представлены в табл. 6.

Для практического использования смешового ингибитора «МЭГ + метанол» необходимо разработать удобную в практическом отношении термодинамическую корреляцию для расчета сдвига температуры гидратообразования в трехкомпонентном водном растворе. Важно отметить, что параметры A_0 для МЭГ и метанола практически одинаковы, тогда как параметры A для чистых ингибиторов в широком диапазоне концентраций X различаются не более чем на 20 %.

Анализируя данные табл. 5 и 6, можно предложить простую и удобную термодинамическую корреляцию для расчета влияния МЭГ и метанола как компонентов смешового ингибитора на величину ΔT .

Таблица 6

Значения коэффициентов в формуле (6), определяющих зависимость параметра A от концентрации ингибитора для $P = 5 \dots 10$ МПа

Ингибитор	Метан		Природный газ	
	A_0	k	A_0	k
Метанол	75,49	-0,1959	73,02	-0,2172
МЭГ	76,99	0,1633	74,18	0,1457

Обозначим через $X = X_{met} + X_{meg}$ общую (суммарную) массовую концентрацию смешового ингибитора в водной фазе, где X_{met} – массовая концентрация метанола, а X_{meg} – массовая концентрация МЭГ. Тогда массовая доля метанола в смешовом ингибиторе определяется

$$\omega = \frac{X_{met}}{X}, \text{ а массовая доля МЭГ составит } \frac{X_{meg}}{X} = 1 - \omega.$$

Сдвиг температуры гидратообразования ΔT для смешового ингибитора можно приближенно рассчитать по формуле (5) со среднемассовым значением параметра A :

$$\Delta T = [\omega A_{met}(X) + (1 - \omega) A_{meg}(X)] \ln x_w. \tag{7}$$

В формуле (7) расчеты параметров A_{met} и A_{meg} следует проводить с использованием данных табл. 6, а в качестве концентрации смешового ингибитора X использовать суммарную массовую концентрацию МЭГ и метанола. Молярная доля воды x_w в тройном растворе «МЭГ – метанол – вода» рассчитывается по соотношению:

$$x_w = \frac{100 - X}{\frac{\omega X}{M_{met}} + \frac{(1 - \omega) X}{M_{meg}} + \frac{100 - X}{M_w}}, \tag{8}$$

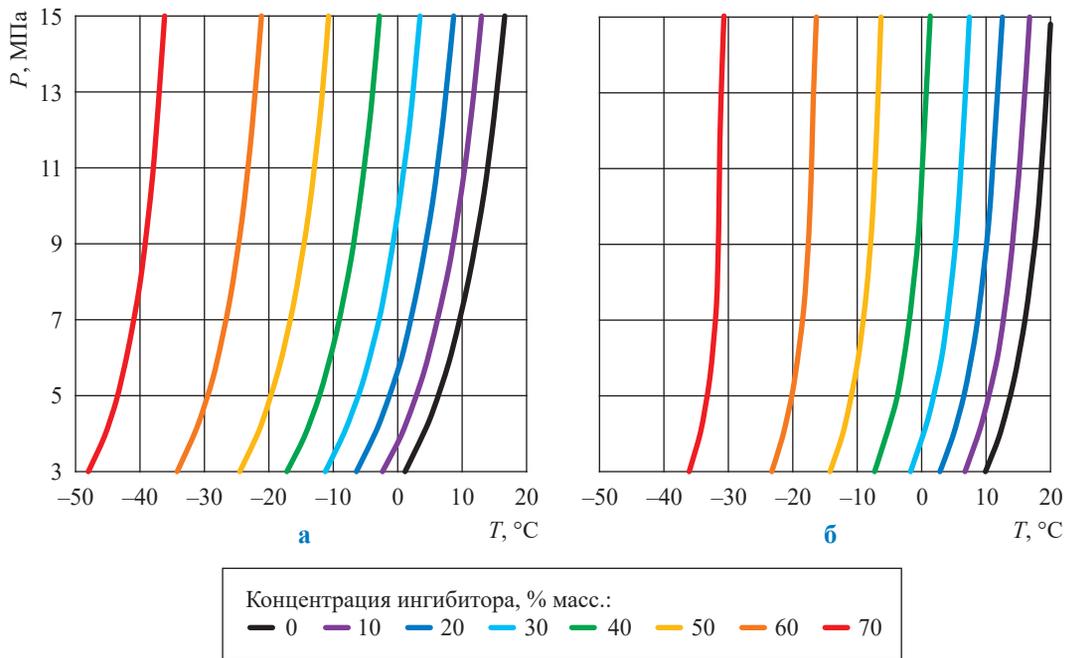


Рис. 3. Кривые гидратообразования метана (а) и природного газа (б) в равновесии со смешанными водными растворами различной концентрации, содержащими метанол и МЭГ в соотношении 1:1

где $M_{\text{мет}} = 32$ г/моль, $M_{\text{мег}} = 62$ г/моль, $M_w = 18$ г/моль – молярные массы метанола, МЭГ и воды соответственно.

Расчетные [8] кривые гидратообразования для системы «метан – смесевой ингибитор МЭГ + метанол в массовом соотношении (1:1)» и «природный газ – смесевой ингибитор метанол + МЭГ в массовом соотношении (1:1)» представлены на рис. 3. Сравнение результатов расчета ΔT по корреляции (7) с данными термодинамического моделирования показали, что для массового соотношения МЭГ и метанола 1:1 (т.е. $\omega = 0,5$) различие результатов расчета по предложенной корреляции не превышает $1,0$ °С, что вполне приемлемо для практических целей. Отметим, что для других массовых соотношений метанола и МЭГ это различие еще меньше.

Влагосодержание и метанолосодержание природного газа в равновесии с раствором смесового ингибитора «МЭГ + метанол»

Поскольку вода и метанол являются летучими компонентами, природный газ в равновесии с раствором смешанного ингибитора будет насыщаться парами воды и метанола. Растворимость МЭГ в газе на три порядка ниже, чем у метанола, поэтому его содержанием в газовой фазе можно пренебречь. Значения

влаго- (W) и метанолосодержания (Q) в хорошем приближении могут определяться по соотношениям

$$\begin{aligned} W &= a_w W_0; \\ Q &= a_m Q_0, \end{aligned} \quad (9)$$

где a_w и a_m – активности воды и метанола (см. методику расчета активностей по формулам (1)–(3)); W_0 и Q_0 – влагосодержание и метанолосодержание газа при равновесии с чистыми водой и метанолом соответственно. Значения W_0 и Q_0 могут быть рассчитаны с использованием методики СТО Газпром 2-3.3-1242-2021, согласованной с расчетами по уравнению СРА.

Мольные доли компонентов тройного раствора определяются из массовых концентраций по формулам, аналогичным уравнению (8). Сравнение результатов расчетов влаго- и метанолосодержания метана и природного газа, полученных по описанной выше методике и рассчитанных с использованием уравнения состояния СРА, представлено на рис. 4 (при массовом соотношении МЭГ:метанол 1:1). Для влагосодержания газа различия не превышают 10 %, в то время как для метанолосодержания газа отклонения могут достигать 20...30 % в сторону завышения по сравнению с данными

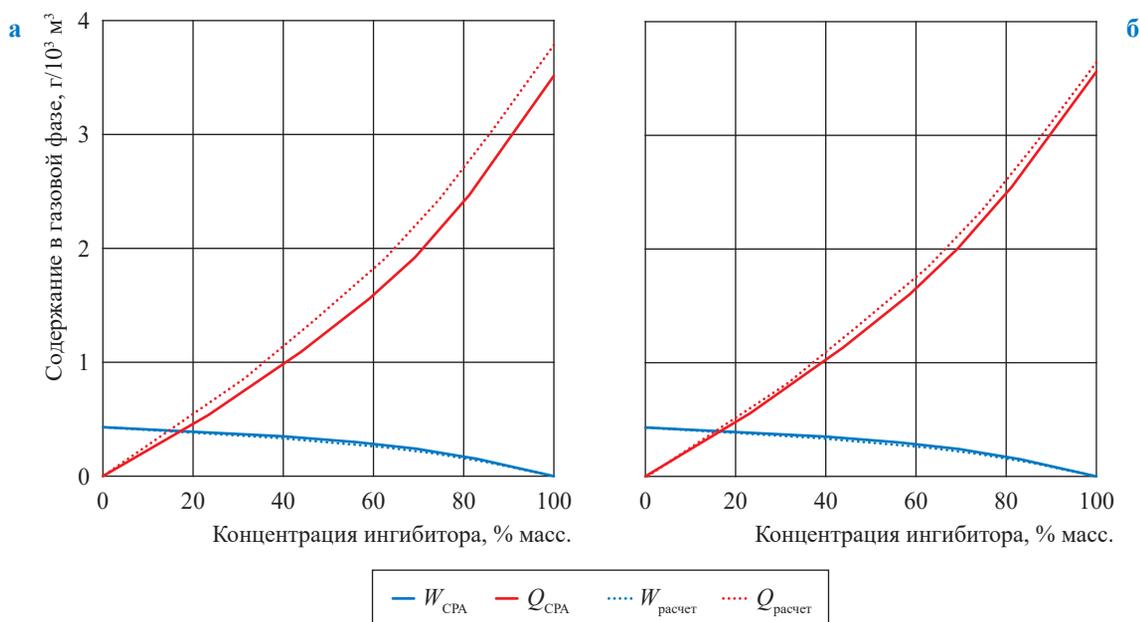


Рис. 4. Зависимость содержания воды и метанола в газовой фазе для метана (а) и модельной газовой смеси (б) от концентрации смешанного ингибитора «метанол + МЭГ» при массовом соотношении 1:1 в водном растворе, $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 5\text{ МПа}$

термодинамического моделирования по уравнению CPA.

Максимальное расхождение наблюдается для низких температур, что может быть связано с погрешностью определения параметров τ_{ij} системы «метанол – МЭГ» (они приняты не зависящими от температуры). Поскольку формула (1) достаточно точно описывает активности компонентов слабо неидеальных растворов, а параметры уравнения Ренона – Прауэница для метанола и МЭГ получены [10] с использованием надежных экспериментальных данных, результаты расчета влаго- и метанолосодержания в рамках описанной методики, по-видимому, можно считать более достоверными, чем результаты моделирования по уравнению CPA. Кроме того, для промышленной практики некоторое завышение растворимости метанола в газе не является критичным, так как закладывает определенный запас при нормировании расхода ингибитора.

В работе рассмотрены термодинамические особенности применения смешанного

ингибитора «МЭГ + метанол». В частности, предложена простая корреляция для расчета сдвига температуры гидратообразования такого смешанного ингибитора.

Применение смешанного ингибитора «МЭГ + метанол» позволяет использовать преимущества обоих индивидуальных ингибиторов в технологии низкотемпературной сепарации газа. В частности, добавка метанола к МЭГ снижает вязкость раствора и позволяет подавать ингибитор в технологии низкотемпературной сепарации только перед рекуперативным теплообменником. В теплообменнике защиту от образования гидратов обеспечивает МЭГ, а пары метанола переходят с природным газом в низкотемпературную область, где более летучий спирт проявляет свои антигидратные свойства. Однако стоит отметить, что использование двухкомпонентного ингибитора гидратообразования осложняет систему его регенерации. На установку регенерации поступает трехкомпонентная смесь, состоящая из метанола, воды и МЭГ, что предполагает двухколонную систему регенерации и требует отдельного изучения.

Список литературы

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 536 с.
2. Semenov A.P. New insights into methane hydrate inhibition with blends of vinyl lactam polymer and methanol, monoethylene glycol, or diethylene glycol as hybrid inhibitors / A.P. Semenov et al. // *Chemical Engineering Science*. – 2023. – Т. 268. – С. 118387.
3. Semenov A.P. Dataset for the new insights into methane hydrate inhibition with blends of vinyl lactam polymer and methanol, monoethylene glycol, or diethylene glycol as hybrid inhibitors / A.P. Semenov et al. // *Data in Brief*. – 2023. – Т. 46. – С. 108892.
4. Сергеева Д.В. Моноэтиленгликоль как ингибитор газовых гидратов: термодинамический анализ / Д.В. Сергеева, В.Б. Крапивин, В.А. Истомин и др. // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 2 (47): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 155–163.
5. Aminnaji M. et al. Effect of injected chemical density on hydrate blockage removal in vertical pipes: Use of MEG/MeOH mixture to remove hydrate blockage / M. Aminnaji et al. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2017. – Т. 45. – С. 840–847.
6. Conrad F.H. Freezing points of the system ethylene glycol–methanol–water / F.H. Conrad, E.F. Hill, E.A. Ballman // *Industrial & Engineering Chemistry*. – 1940. – Т. 32. – № 4. – С. 542–543.
7. Najibi H. Natural gas hydrate stability conditions and water activity in aqueous solutions containing mono ethylene glycol (MEG) and salt: Experimental measurements and thermodynamic modeling / H. Najibi, A. Azimi, J. Javanmardi et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2022. – Т. 554. – С. 113322.
8. Mazloum S. Online monitoring of hydrate safety margin / S. Mazloum, A. Chapoy, J. Yang, et al. // *Proc. of the 7th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011)*. – 2011. – С. 17–21.
9. Термодинамика равновесия жидкость – пар / под ред. А.Г. Морачевского. – Л.: Химия, 1989. – 344 с.
10. 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.
11. Kontogeorgis G.M. Ten years with the CPA (Cubic-Plus-Association) equation of state. Pt. 2: Cross-associating and multicomponent systems / G.M. Kontogeorgis, M.L. Michelsen, G.K. Folas et al. // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. – 2006. – Т. 45. – № 14. – С. 4869–4878.

Hydrate inhibitor based on mixtures of monoethylene glycol and methanol

E.Zh. Muratova^{1*}, V.B. Krapivin², V.A. Istomin^{1,2}, D.M. Fedulov², V.G. Kvon², Yu.A. Gerasimov², D.V. Sergeeva^{1,2}, A.A. Troynikova², A.P. Semenov³

¹ Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), Estate 30, Bld. 1, Bolshoy boulevard, territory of the Skolkovo Innovation Center, Moscow, 121205, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

³ Gubkin University, Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: Elvira.Muratova@skoltech.ru

Abstract. The application of methanol and monoethylene glycol (MEG) as two major thermodynamic hydrate inhibitors is discussed. It is pointed that in some cases the mixed MEG+methanol inhibitor could be more preferable for practical application.

The physico-chemical properties of the mixed MEG+methanol inhibitor are considered in detail. The thermodynamic correlation for temperature shift of hydrate conditions for mixed MEG+methanol inhibitor is presented. The Renon–Prauznits equations are used for calculation of the activities coefficients in methanol–MEG–water solution.

Keywords: mixed hydrate inhibitor, methanol, MEG, shift of hydrate formation temperature, water content, methanol content.

References

1. ISTOMIN, V.A., V.G. KVON. *Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems* [Предупреждение и ликвидация газových гидратов в системе добычи газа]. Moscow: IRTs Gazprom, 2004. (Russ.).
2. SEMENOV, A.P. New insights into methane hydrate inhibition with blends of vinyl lactam polymer and methanol, monoethylene glycol, or diethylene glycol as hybrid inhibitors. *Chemical Engineering Science*, 2023, vol. 268, no. 118387, ISSN 0009-2509.
3. SEMENOV, A.P. Dataset for the new insights into methane hydrate inhibition with blends of vinyl lactam polymer and methanol, monoethylene glycol, or diethylene glycol as hybrid inhibitors. *Data in Brief*, 2023, vol. 46, no. 108892, ISSN 2352-3409.
4. SERGEYEVA, D.V., V.B. KRAPIVIN, V.A. ISTOMIN, et al. Monoethylene glycol as gas hydrate inhibitor: thermodynamic analysis [Monoetilenglikol kak ingivitor gazovykh gidratov: termodinamicheskiy analiz]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 2(47): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 155–163. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. AMINNAJI, M. et al. Effect of injected chemical density on hydrate blockage removal in vertical pipes: Use of MEG/MeOH mixture to remove hydrate blockage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 45, pp. 840–847, ISSN 1875-5100. (Russ.).
6. CONRAD, F.H., E.F. HILL, E.A. BALLMAN. Freezing points of the system ethylene glycol–methanol–water. *Industrial & Engineering Chemistry*, 1940, vol. 32, no. 4, pp. 542–543.
7. NAJIBI, H., A. AZIMI, J. JAVANMARDI et al. Natural gas hydrate stability conditions and water activity in aqueous solutions containing mono ethylene glycol (MEG) and salt: Experimental measurements and thermodynamic modeling. *Fluid Phase Equilibria*, 2022, vol. 554, no. 113322, ISSN 0378-3812.
8. MAZLOUM, S., A. CHAPOY, J. YANG, et al. Online monitoring of hydrate safety margin. In: *Proc. of the 7th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011)*, 2011, pp. 17–21.
9. MORACHEVSKIY, A.G. (ed.). *Thermodynamics of liquid-vapor equilibrium* [Termodinamika ravnovesiya zhidkost – par]. Leningrad, USSR: Khimiya, 1989. (Russ.).
10. ISTOMIN, V.A., M.V. YELISTRATOV, A.V. YELISTRATOV. *Application of glycols for absorption drying of natural gases. Physical-chemical aspects* [Primeneniye glikoley dlya absorbtionnoy sushki prirodnykh gazov. Fiziko-khimicheskiye aspekty]. Moscow: IRTs Gazprom, 2004. (Russ.).
11. KONTOGEORGIS, G.M., M.L. MICHELSEN, G.K. FOLAS et al. Ten years with the CPA (Cubic-Plus-Association) equation of state. Pt. 2: Cross-associating and multicomponent systems. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2006, vol. 45, no. 14, pp. 4869–4878, ISSN 0888-5885.

УДК 535.361.2+536.63

Инструментальный способ реализации оптических критериев определения критических параметров пластовых флюидов

В.Э. Поднек^{1*}, Ю.Ф. Кияченко¹, И.К. Юдин¹, Б.А. Григорьев^{1,2}

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: podnek77@gmail.com

Тезисы. На примере искусственной пластовой углеводородной смеси проиллюстрирован новый инструментальный оптический способ определения критических параметров пластовых флюидов, использующий два основных универсальных признака (критерия) критической точки «жидкость-газ», а именно достижение абсолютного максимума интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой флюида и появление или исчезновение мениска на середине высоты оптической ячейки в зависимости от направления пересечения указанной кривой. Метод реализуется на установке измерений интенсивности рэлеевского рассеяния света пластовым флюидом в горизонтальной плоскости, секущей внутренний объем оптической ячейки пополам. Суть метода состоит в измерении температурной зависимости интенсивности светорассеяния пластовым флюидом на плотной последовательности изохор, покрывающих окрестность критической точки, и выделении на них аномалий двух физически разных типов, а именно острых (λ -образных) пиков интенсивности светорассеяния, связанных с переходом смеси из однофазного в двухфазное состояние, и узких провалов на их низкотемпературных (спадающих) ветвях, связанных с прохождением мениска через горизонтальную плоскость рассеяния. По значениям температуры и плотности, соответствующим указанным аномалиям, строятся пограничная кривая, разделяющая области однофазного и двухфазного состояний, и линия равных объемов жидкой и газовой фаз (линия мениска) в области их сосуществования. При этом положение критической точки на экспериментально определяемой пограничной кривой находится двумя физически разными способами, реализуемыми с разных сторон указанной кривой, а именно: со стороны области однофазного состояния – по абсолютному максимуму измеряемой интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой, а со стороны области двухфазного состояния – по точке выхода линии мениска на указанную кривую. Критическое давление смеси находится как измеряемое значение при критическом значении температуры.

В области доступности оптических измерений способ решает проблему надежного определения критических параметров пластовых флюидов.

Ключевые слова:

углеводороды, пластовые флюиды, фазовое поведение, критическая точка, рассеяние света, критическая опалесценция, мениск, критическая температура.

Критическая точка «жидкость – газ». Оптические методы определения критических параметров смесей

Жидкость и газ – два возможных фазовых состояния флюида. В зависимости от значений термодинамических параметров – плотности, температуры и давления – флюид заданного компонентного состава может находиться в однородном однофазном (жидком или газообразном) состоянии или в разделенном мениском двухфазном (газо-жидкостном) состоянии. Разделенные мениском сосуществующие жидкая и газовая фазы различаются плотностью, а в случае смеси – еще и компонентным составом. Исключение составляет лишь критическая точка (КТ) «жидкость – газ», с приближением к которой плотности и составы сосуществующих жидкой и газовой фаз сближаются, а в самой КТ совпадают [1]. Значения плотности, температуры и давления в КТ флюида называют его критическими параметрами (КП). КТ «жидкость – газ» заведомо существует для любого бинарного и многокомпонентного флюида, если ее не покрывает область трехфазного равновесия «жидкость – жидкость – газ» и если ее КП находятся в области термической стабильности флюида.

Наиболее ярко необходимость надежного знания КП многокомпонентных флюидов проявляется в случае пластовых углеводородных (УВ) смесей, для

которых критическое значение температуры, будучи отнесенным к пластовым условиям, выступает условной границей между залежами летучей нефти и ретроградного газоконденсата [2]. Несмотря на относительные успехи различных эмпирических и полуэмпирических методов расчетов КП бинарных и многокомпонентных УВ флюидов по известным КП отдельных компонентов, экспериментальные методы по-прежнему остаются единственными надежными способами их определения.

Оптические способы определения КП флюидов, будучи исторически самыми первыми и дошедшими до наших дней практически в неизменном виде, до сих пор считаются самыми точными и надежными, а потому – наиболее часто используются. Практически все существующие оптические методы определения КП бинарных и многокомпонентных флюидов основаны на прямом визуальном контроле одного или нескольких, чаще всего двух, наиболее ярких универсальных (не зависящих от числа компонентов флюида) признаков (критериев) КТ «жидкость – газ», прямо диктуемых термодинамическими условиями ее реализации. К таким признакам относятся наличие критической опалесценции – аномально большого значения интенсивности рассеяния света на тепловых флуктуациях плотности и компонентного состава флюида, а также исчезновение и обратное появление мениска на середине высоты оптической ячейки в зависимости от направления пересечения флюидом пограничной кривой. Первый признак обусловлен тем, что в КТ достигается предел устойчивости однородного состояния как жидкой, так и газовой фаз, тогда как второй является тривиальным следствием исчезновения в КТ различия в плотностях (и составах) сосуществующих фаз. Поскольку на практике контроль наличия того и другого универсальных признаков КТ возможен невооруженным глазом, визуальные оптические способы определения КП флюидов и получили наибольшее распространение.

Визуальные оптические способы определения КП флюидов, использующие как один, так и оба из перечисленных выше основных универсальных признаков КТ, хорошо известны. Однако во всех случаях критическая опалесценция по причине отсутствия объективной (инструментальной) оценки ее интенсивности играет в визуальных оптических способах

определения КП флюидов заведомо второстепенную роль – маркера околокритического состояния. Соответственно, на практике окончательное определение КП флюидов оптическим способом производится по визуально контролируемому исчезновению либо появлению мениска на середине высоты оптической ячейки и (или), что более грубо, по наблюдаемой смене характера начала распада однородного состояния флюида с кипения на конденсацию или обратно. Описания различных визуальных оптических способов определения КП флюидов содержатся как в учебниках общей физики, так и в специализированной научной литературе. Краткие описания основных и прежде всего визуальных оптических методов определения КП флюидов вместе с обширной библиографией на эту тему можно найти в обзорах [3, 4].

Как и в случае визуальных оптических способов, наиболее интересным инструментальным оптическим способом определения КП флюидов представляется совместный контроль перечисленных выше двух основных универсальных признаков КТ. Хотя инструментальные исследования температурной зависимости интенсивности критической опалесценции в окрестности КТ чистых (однокомпонентных), бинарных и многокомпонентных флюидов были начаты довольно давно, почти все они ставили целью лишь проверку гипотезы универсальности критического поведения различных флюидов, а не определение их КП. Кроме того, техническое решение, позволяющее инструментально фиксировать появление и исчезновение мениска на середине высоты оптической ячейки при пересечении флюидом пограничной кривой до сих пор никем не обсуждалось. Однако поскольку именно по этому основному (ключевому) универсальному признаку КТ традиционно принято определять КП флюидов в визуальных оптических способах, «половинчатые» инструментальные оптические способы определения КП, использующие лишь одно явление критической опалесценции, до сих пор не получили сколь-нибудь широкого распространения. Один из таких «половинчатых» способов предложен авторами ранее [5]. Суть способа состоит в нахождении температурной зависимости интенсивности светорассеяния исследуемым флюидом на последовательности изохор, покрывающих окрестность КТ, с целью выделения острых (λ -образных) пиков интенсивности

светорассеяния, свидетельствующих о пересечении пограничной кривой вблизи КТ, и нахождении последней по абсолютному максимуму (максимуму максимумов) интенсивности светорассеяния на экспериментально определенной пограничной кривой среди всех пройденных изохор.

В данной работе излагается новый (доработанный) инструментальный оптический способ определения КП пластовых флюидов, позволяющий в той же серии оптических измерений, что описана ранее [5], находить положение КТ на экспериментально определяемой пограничной кривой сразу по ее двум основным универсальным признакам. Последнее достигается за счет выбора плоскости рассеяния на полувывоте оптической ячейки, что позволяет при проходах по серии изохор в дополнение к острым (λ -образным) пикам интенсивности светорассеяния фиксировать аномалии интенсивности, связанные с прохождением мениска через середину высоты оптической ячейки. По результатам измерений на фазовой диаграмме флюида в дополнение к пограничной кривой строится линия равных объемов жидкой и газовой фаз, называемая авторами линией мениска. При этом положение КТ на пограничной кривой флюида определяется в одной серии оптических измерений двумя физически разными способами, реализуемыми с разных сторон пограничной кривой, а именно: со стороны области однофазного состояния – по абсолютному максимуму интенсивности светорассеяния на пограничной кривой, а со стороны области двухфазного состояния – по точке выхода линии мениска на указанную кривую. Близость или совпадение полученных таким образом значений КП пластовых флюидов снимает вопрос об их надежности. При этом погрешность определения КП определяется плотностью (числом) изохор, проходимых в окрестности КТ.

Экспериментальная установка.

Искусственная пластовая смесь

Новый (доработанный) инструментальный оптический способ определения КП пластовых флюидов реализуется на установке измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света [5–7]. Установка собрана по классической оптической схеме с горизонтальной плоскостью рассеяния (рис. 1). Элементы установки: источник света – красный диодный лазер (1),

программно управляемый термостат (3) с помещаемой в него оптической ячейкой высокого давления и фотоприемник рассеянного излучения (2), работающий в режиме счета числа фотонов в секунду (*англ.* cps = counts per second), ориентированный под углом $\varphi = 45^\circ$ к входящему в ячейку лазерному лучу. Для получения дополнительной информации о фазовом состоянии исследуемого образца установка дополнена двумя видеокамерами. Первая (боковая), расположенная под углом 90° к входящему в ячейку лазерному лучу, передает изображение проходящего через образец лазерного луча. Вторая (задняя), расположенная на выходе из ячейки прямого лазерного луча, передает изображение пятна на матовом стекле от прошедшего через образец луча. Установка управляется специализированным программным обеспечением, установленным на персональном компьютере, через специализированный цифровой контроллер.

Разборная миниатюрная оптическая ячейка высокого давления [8] дополнительно снабжена тензометрическим датчиком давления, вваренным в ее донную часть. Важными

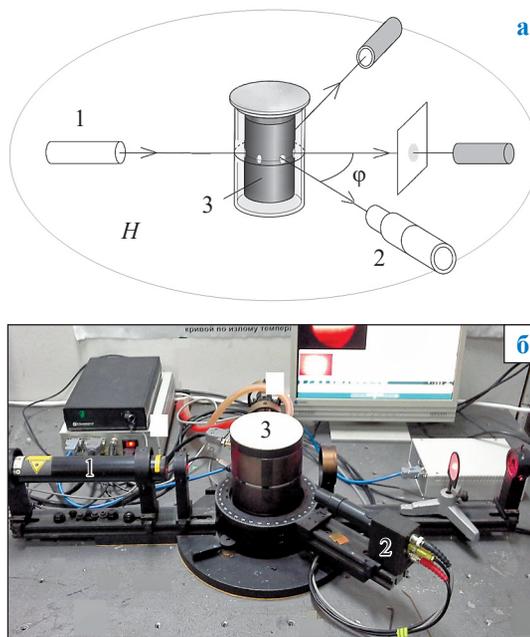


Рис. 1. Оптическая схема (а) и внешний вид (б) установки измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света околокритическими УВ флюидами с горизонтальной (H) плоскостью рассеяния, делящей внутренний объем оптической ячейки пополам

достоинствами доработанной оптической ячейки, как и первой ячейки [8], являются ее автономность и малый вес. Благодаря наличию на внешней стороне ячейки встроенного электрического разъема тензодатчика и штифтовой системы фиксации ячейка легко извлекается из термостата и в том же положении устанавливается обратно, что позволяет по предварительно определенным массе пустой ячейки (чуть более 242 г) и ее внутреннему объему (около 3,20 см³) определять плотность находящегося в ней флюида по результатам взвешивания ячейки с образцом на аналитических весах. Конструкция и технические параметры оптической ячейки обнародованы ранее [5–8]. Поскольку излагаемый ниже способ определения КП пластовых смесей основан исключительно на выявлении аномалий в температурной зависимости интенсивности светорассеяния на изохорах, параллельно снимаемая температурная зависимость давления играет в обсуждаемом методе заведомо второстепенную (пассивную) роль. Соответственно, критическое значение давления определяется как измеряемое давление смеси при критическом значении температуры. В дальнейшем, для простоты, указанная зависимость не обсуждается.

Искусственная пластовая смесь для экспериментального изучения составлялась из проб газа сепарации и нестабильного конденсата, отобранных на реальном нефтегазоконденсатном месторождении в процессе его промышленных исследований. Расчет оптимального содержания жидких и газовых компонентов в составе рекомбинированной пластовой УВ смеси

осуществлялся с использованием кубического уравнения состояния по известному компонентному составу смеси. Приготовленная смесь близка по составу к исследованной авторами ранее аналогичной искусственной пластовой смеси [7].

Результаты измерения интенсивности светорассеяния пластовой смесью в окрестности критической точки «жидкость – газ». Два физически разных способа определения критических параметров пластовой смеси

Измерения интенсивности светорассеяния искусственной пластовой смесью в горизонтальной плоскости проводились на серии изохор с пошагово меньшей плотностью смеси при скорости охлаждения 3 градуса в час из области однофазного состояния в сканирующем (непрерывном) режиме без перемешивания образца [5–7]. Результаты измерений – временные зависимости температуры и интенсивности светорассеяния пластовой смесью – выводились на экран монитора и сохранялись в памяти компьютера. Характерный вид экрана монитора экспериментальной установки с выводимой на него актуальной экспериментальной информацией, включая изображения с боковой и задней видеокамер, показан на рис. 2. Подробное описание оконного интерфейса управляющей программы опубликовано ранее [5–7].

Перед проведением оптических измерений в оптическую ячейку было загружено чуть более 1 г пластовой смеси, что определило начальное значение ее плотности ($\rho = 0,324$ г/см³)

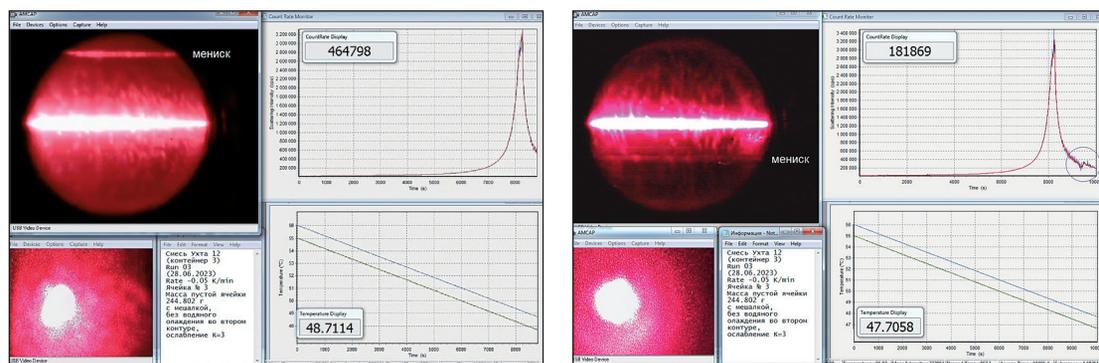


Рис. 2. Изображения с экрана монитора компьютера, управляющего процессом оптических измерений на изохоре № 2 пластовой смеси до (слева) и после (справа) прохождения мениска через горизонтальную плоскость рассеяния: на правом рисунке хорошо видна аномалия (провал) на низкотемпературной (спадающей) ветви острого λ -образного пика интенсивности светорассеяния, связанная с прохождением мениска через плоскость рассеяния

чуть выше критического значения. В пользу последнего свидетельствовало то, что уже при первом прогоне смеси по изохоре № 1 помимо острого λ -образного пика в температурной зависимости интенсивности светорассеяния, связанного с пересечением пограничной кривой вблизи КТ, в двухфазной области фиксировалось прохождение мениска через плоскость рассеяния (см. ниже).

Всего были пройдены 13 изоход в интервале плотностей $\rho = 0,324...0,290$ г/см³, что соответствовало температурному интервалу пограничной кривой (переходов смеси в двухфазное состояние) от 47 до 81 °С. Всякий раз, на каждой изохоре, измерения начинались из однофазной области за пять-шесть градусов до предполагаемой температуры перехода смеси в двухфазное состояние и заканчивались после выделения острого λ -образного пика интенсивности светорассеяния, температура максимума которого принималась за температуру пересечения изоходой пограничной кривой (перехода смеси в двухфазное состояние). С увеличением интенсивности светорассеяния на пограничной кривой на участке точек начала кипения измерения заканчивались после прохождения мениска через плоскость рассеяния, т.е. через середину внутреннего объема оптической ячейки, что отмечалось дополнительной аномалией (провалом) на низкотемпературных (спадающих) ветвях λ -образных пиков интенсивности.

На рис. 3 представлены температурные зависимости интенсивности светорассеяния пластовой смесью на всей совокупности пройденных изоход (№№ 1...13). Из вида зависимостей следует, что все пройденные изоходы являются околоскритическими, на которых переход пластовой смеси из однофазного в двухфазное состояние отмечается острым (λ -образным) пиком интенсивности светорассеяния с максимумом (пиковым значением) при температуре перехода. Напомним, что в равновесной ситуации (при бесконечно малой скорости охлаждения) подобные пики являются рудиментами основного (сингулярного) пика интенсивности светорассеяния на критической изохоре со значениями в максимумах, спадающими с удалением точки перехода от КТ. Вместе с тем при конечной скорости охлаждения, как в нашем случае, переход смеси в двухфазное состояние носит характер начала распада однородного состояния, тем более интенсивного, чем ближе точка перехода к КТ. Последнее обусловлено тем, что со стороны области двухфазного состояния КТ является точкой схождения изоплер – линий постоянной объемной доли жидкой фазы. Соответственно, при оптических измерениях «на ходу» переход околоскритической смеси в двухфазное состояние отмечается помимо рудимента основного (критического) пика дополнительным вкладом в интенсивность светорассеяния в виде выброса, максимального в КТ [6, 7]. Тем самым

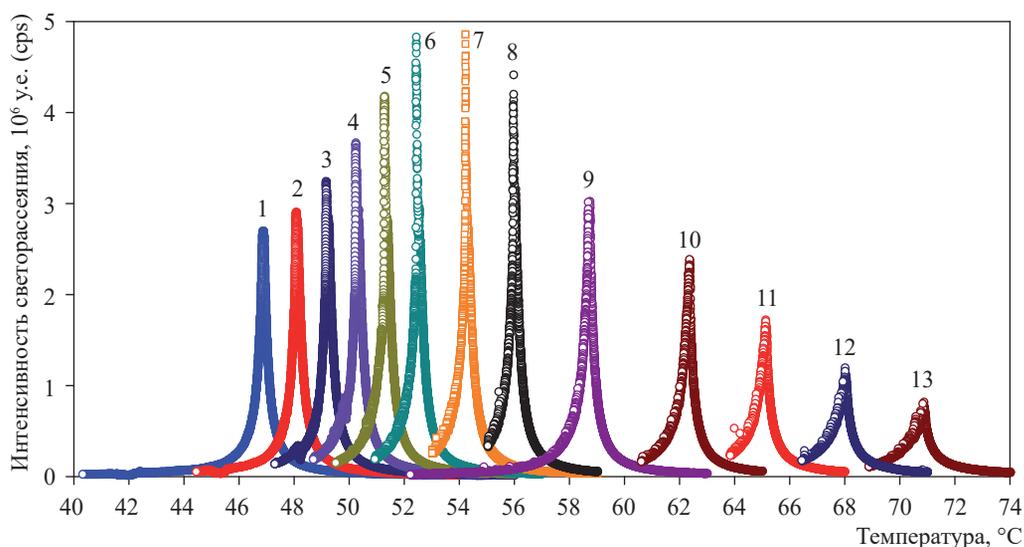


Рис. 3. Температурные зависимости интенсивности светорассеяния на всей совокупности пройденных изоход (№№ 1...13) пластовой смеси: острые λ -образные пики определяют температуры пересечения изоходой пограничной кривой (переходов в двухфазное состояние)

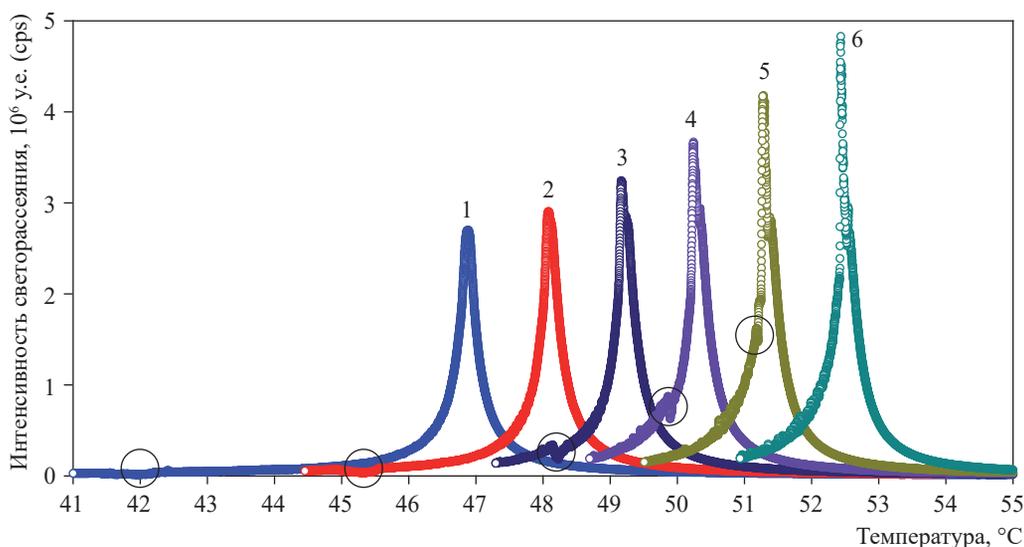


Рис. 4. Температурные зависимости интенсивности светорассеяния на изохорах №№ 1...6, пересекающих пограничную кривую на участке точек начала кипения: кружочками выделены аномалии (провалы), связанные с прохождением мениска через горизонтальную плоскость рассеяния

Таблица 1

Значения измеряемых величин (плотности, температуры и интенсивности светорассеяния) в точках перехода пластовой смеси в двухфазное состояние и значения температуры в точках прохождения мениска через плоскость рассеяния

Номер изохоры	ρ , г/см ³	Температура перехода, °С	Температура прохождения мениска, °С	Интенсивность светорассеяния в точке перехода, 10 ⁶ у.е. (cps)
1	0,324	46,89	41,85	2,702
2	0,322	48,08	45,59	2,806
3	0,321	49,17	48,22	3,245
4	0,319	50,25	49,90	3,669
5	0,318	51,28	51,20	4,182
6	0,317	52,43	?	4,829
7	0,314	54,23	–	4,860
8	0,312	55,97	–	4,415
9	0,307	58,68	–	3,026
10	0,302	62,36	–	2,386
11	0,298	65,13	–	1,722
12	0,294	68,01	–	1,197
13	0,290	70,90	–	0,820

утверждение флуктуационной теории об абсолютном максимуме интенсивности светорассеяния в КТ сохраняется при подходе к ней со стороны области однофазного состояния и при умеренной скорости охлаждения. В дальнейшем мы не делаем различия между температурой равновесного перехода пластовой смеси в двухфазное состояние и температурой начала распада ее однородного состояния (при скорости охлаждения 3 градуса в час указанное различие в окрестности КТ не превышает 0,1 °С).

Значения температуры в точках максимумов измеряемой интенсивности светорассеяния вместе со значениями плотности смеси на соответствующих им изохорах определяют точки пограничной кривой смеси в переменных «температура – плотность» (см. ниже). При этом в соответствии с первым универсальным признаком КТ изохоры №№ 6 и 7 с наибольшими среди всех пройденных изофор значениями измеряемой интенсивности светорассеяния на пограничной кривой выступают как наиболее близкие к критической изохоре

со стороны больших и меньших плотностей смеси соответственно. Учитывая чрезвычайную близость значений интенсивности светорассеяния на пограничной кривой на изохорах №№ 6 и 7, за критическую температуру смеси принимают значение $T_c = 53,3$ °С, соответствующее середине температурного интервала между точками пересечения пограничной кривой указанными изохорами. Полученное значение имеет смысл критической температуры смеси, определенной со стороны области однофазного состояния.

На рис. 4 представлена совокупность пиков интенсивности светорассеяния на первых шести пройденных изохорах (№№ 1...6) пластовой смеси, пересекающих пограничную кривую на участке точек начала кипения. На низкотемпературных (спадающих) ветвях указанных пиков явно выделяются дополнительные аномалии (провалы), связанные, как свидетельствуют визуальные наблюдения, с прохождением мениска через горизонтальную плоскость рассеяния, делящую внутренний объем оптической ячейки пополам. При этом при переходе к изохорам с меньшей плотностью смеси температуры аномалий, связанных с пересечением пограничной кривой (пиков) и прохождением мениска через горизонтальную плоскость рассеяния (провалов), сближаются, а их слияние независимо определяет положение КТ на пограничной кривой смеси со стороны области двухфазного состояния (см. ниже).

Значения плотности, температуры и интенсивности светорассеяния в экспериментально определенных точках пограничной кривой вместе с температурами прохождения мениска через горизонтальную плоскость рассеяния (для изохор, пересекающих пограничную кривую на участке точек начала кипения) приведены в табл. 1. Номера изохор соответствуют последовательности их прохождения в проведенной серии измерений.

На рис. 5 приведена фазовая диаграмма пластовой смеси в переменных «температура – плотность», построенная по данным табл. 1. Отрезки вертикальных линий, на которых отмечены точки пересечения пограничной кривой (переходов смеси в двухфазное состояние), соответствуют температурным интервалам пройденных изохор. На изохорах №№ 1...6, пересекающих пограничную кривую на участке точек начала кипения, помимо точек пересечения пограничной кривой отмечены точки прохождения мениска через плоскость рассеяния, определяющие в переменных «температура – плотность» линию равных объемов жидкой и газовой фаз, называемую авторами линией мениска. На рис. 6 приведен участок той же самой фазовой диаграммы в непосредственной окрестности КТ. Видно сближение температур точек пересечения пограничной кривой и прохождения мениска через плоскость рассеяния при уменьшении плотности смеси.

На рис. 7 приведены значения интенсивности светорассеяния пластовой смесью

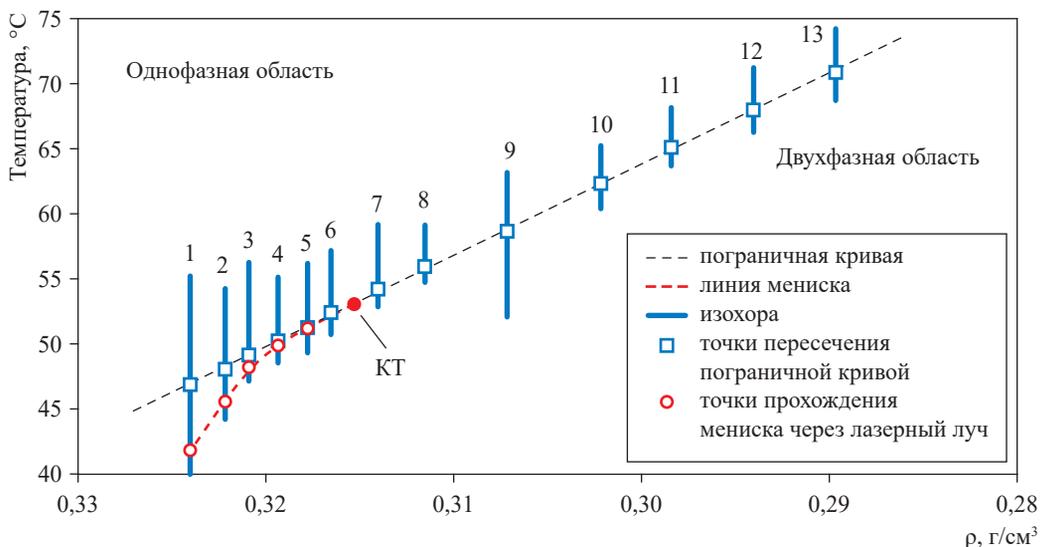


Рис. 5. Фазовая диаграмма пластовой смеси, построенная по результатам оптических измерений

на пограничной кривой при подходе к ней со стороны области однофазного состояния. В соответствии с рис. 3 наибольшие значения указанной величины достигаются на изохорах №№ 6 и 7, которые, как сказано выше, выступают как наиболее близкие к критической изохоре по разные стороны от КТ T_c . Стрелкой указана критическая температура смеси,

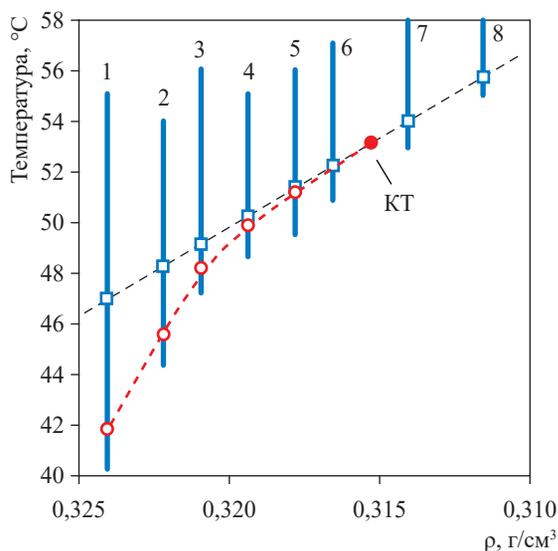


Рис. 6. Участок фазовой диаграммы пластовой смеси в непосредственной окрестности КТ (точки слияния пограничной кривой и линии мениска)

определенная со стороны области однофазного состояния. На том же рис. 7 для сравнения приведены значения интенсивности светорассеяния на пограничной кривой, соответствующие «равновесным» (без учета выбросов) выходам смеси на пограничную кривую. Видно, что наблюдаемый разброс последних не позволяет определить положение пологого максимума интенсивности светорассеяния на пограничной кривой без привлечения экспериментальных данных в более широком температурном интервале (см., например, [6, 7]). Указанный разброс обусловлен аномально большим значением интенсивности светорассеяния в окрестности пологого максимума при чрезвычайной узости соответствующих пиков в температурной зависимости интенсивности светорассеяния и конечной плотности (числе) приходящихся на них экспериментальных точек.

На рис. 8 для изохор № 1...5 приведены значения разности между температурой перехода смеси в двухфазное состояние ($T_{пер}$) и температурой следующего за этим прохождением мениска через горизонтальную плоскость рассеяния ($T_{мен}$) как функции температуры перехода. Стрелочками указаны температура пересечения пограничной кривой изохорой № 6, на которой прохождение мениска через плоскость рассеяния экспериментально никак не отмечается, и критическая температура смеси T_c ,

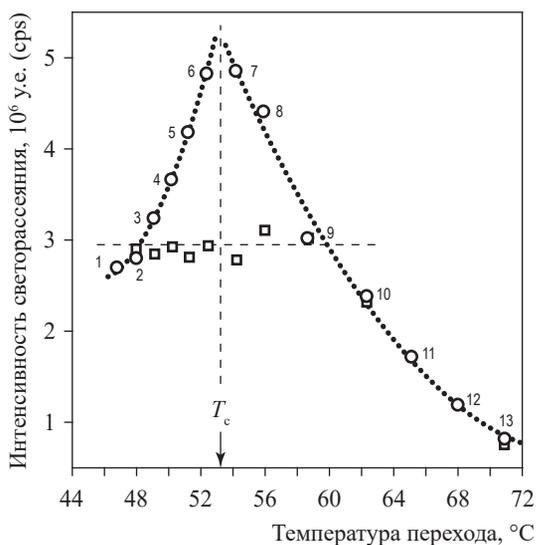


Рис. 7. Значения интенсивности светорассеяния на пограничной кривой для всех пройденных изохор пластовой смеси

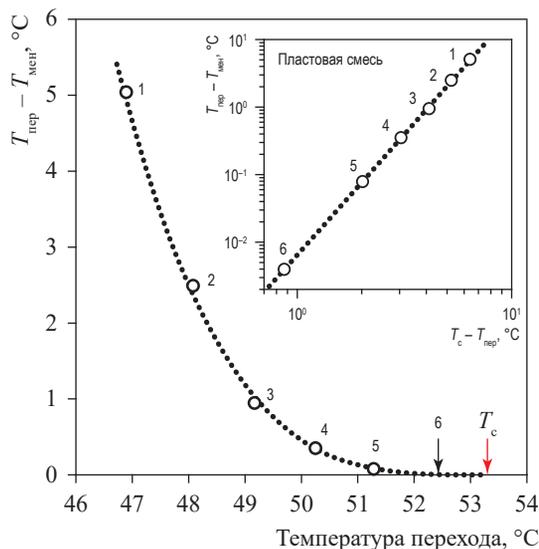


Рис. 8. Разность температур между пересечением изохорой пограничной кривой и прохождением мениска через середину высоты оптической ячейки как функция температуры перехода

определенная со стороны области однофазного состояния.

На вставке приведены значения указанной разности как функции удаления температуры перехода от критической температуры T_c в двойном логарифмическом масштабе без каких-либо подгоночных параметров. Видно, что экспериментальные точки хорошо ложатся на степенную зависимость с показателем 3,57. Согласно указанной зависимости для изохоры № 6 разность между $T_{пер}$ и $T_{мен}$ составляет величину порядка $4 \cdot 10^{-2}$ °С, что заметно меньше температурного размытия перехода, связанного с началом распада однородного состояния смеси и неизбежным наличием температурных градиентов по объему образца при измерениях «на ходу». Последним, видимо, и объясняется отсутствие каких-либо видимых экспериментальных свидетельств прохождения мениска через плоскость рассеяния на изохоре № 6. Вместе с тем наличие отмеченной выше «универсальной» (степенной) зависимости разности температур перехода и прохождения мениска через плоскость рассеяния как функции удаления температуры перехода от критической температуры смеси, определенной со стороны области однофазного состояния, означает, что последняя выступает так же критической температурой смеси со стороны области двухфазного состояния. Это неудивительно, поскольку абсолютный максимум интенсивности светорассеяния на пограничной кривой, связанный с началом распада однородного состояния, достигается в точке схождения изоплер, являющейся КТ смеси со стороны области двухфазного состояния. Заметим, что наблюдаемое на рис. 5, 6 сингулярное искривление линии мениска в окрестности КТ, возможно, связано с неточным выводом горизонтальной плоскости рассеяния на середину высоты оптической ячейки. Этот вопрос будет исследован на следующем этапе работы.

Таким образом, есть все основание полагать, что найденное со стороны области однофазного состояния значение $T_c = 53,3 \pm 0,9$ °С является действительной критической температурой пластовой смеси, определенной оптическим способом. За погрешность определения T_c принята половина температурного интервала между температурами пересечения пограничной кривой изохорами №№ 6 и 7 с близкими значениями интенсивности светорассеяния на пограничной кривой. При этом в соответствии с пограничной кривой смеси,

изображенной на рис. 6, за критическое значение плотности смеси принимается значение $\rho_c = 0,315$ г/см³ с погрешностью, определяемой погрешностью нахождения плотности смеси в оптической ячейке. Наконец, за критическое значение давления смеси принимается измеряемое давление при T_c . В любом случае, очевидно, что точность определения КП смеси описанным способом определяется шагом по плотности между изохорами, проходимыми в окрестности КТ.

На рис. 9 по отдельности показаны температурные зависимости интенсивности светорассеяния на изохорах №№ 1...6 вместе с изображениями, передаваемыми боковой видеокамерой в момент прохождения мениска через лежащий в горизонтальной плоскости рассеяния лазерный луч. На изохорах №№ 1 и 2 прохождение мениска через плоскость рассеяния осуществлялось достаточно далеко от температуры перехода смеси в двухфазное состояние (на хвосте λ -образного пика интенсивности), где интенсивность светорассеяния пластовой смесью уже относительно невелика, а мениск с понижением температуры движется достаточно медленно, так что след от его прохождения на температурной зависимости интенсивности светорассеяния проявляется как неглубокая, но широкая яма (см. рис. 9а,б). Вместе с тем для изохор, близких к критической (№№ 3...5), для которых прохождение мениска через плоскость рассеяния происходит чуть ниже температуры пересечения пограничной кривой, т.е. при большом значении интенсивности светорассеяния и быстро, след от его прохождения в температурной зависимости интенсивности светорассеяния проявляется в виде узкого провала на низкотемпературной (спадающей) ветви острого λ -образного пика интенсивности (см. рис. 9в,г). Наконец, отсутствие на температурной зависимости интенсивности светорассеяния на изохоре № 6 видимого следа от прохождения мениска через горизонтальную плоскость рассеяния (см. рис. 9е) объясняется чрезвычайной близостью температуры прохождения мениска к температуре начала распада однородного состояния.

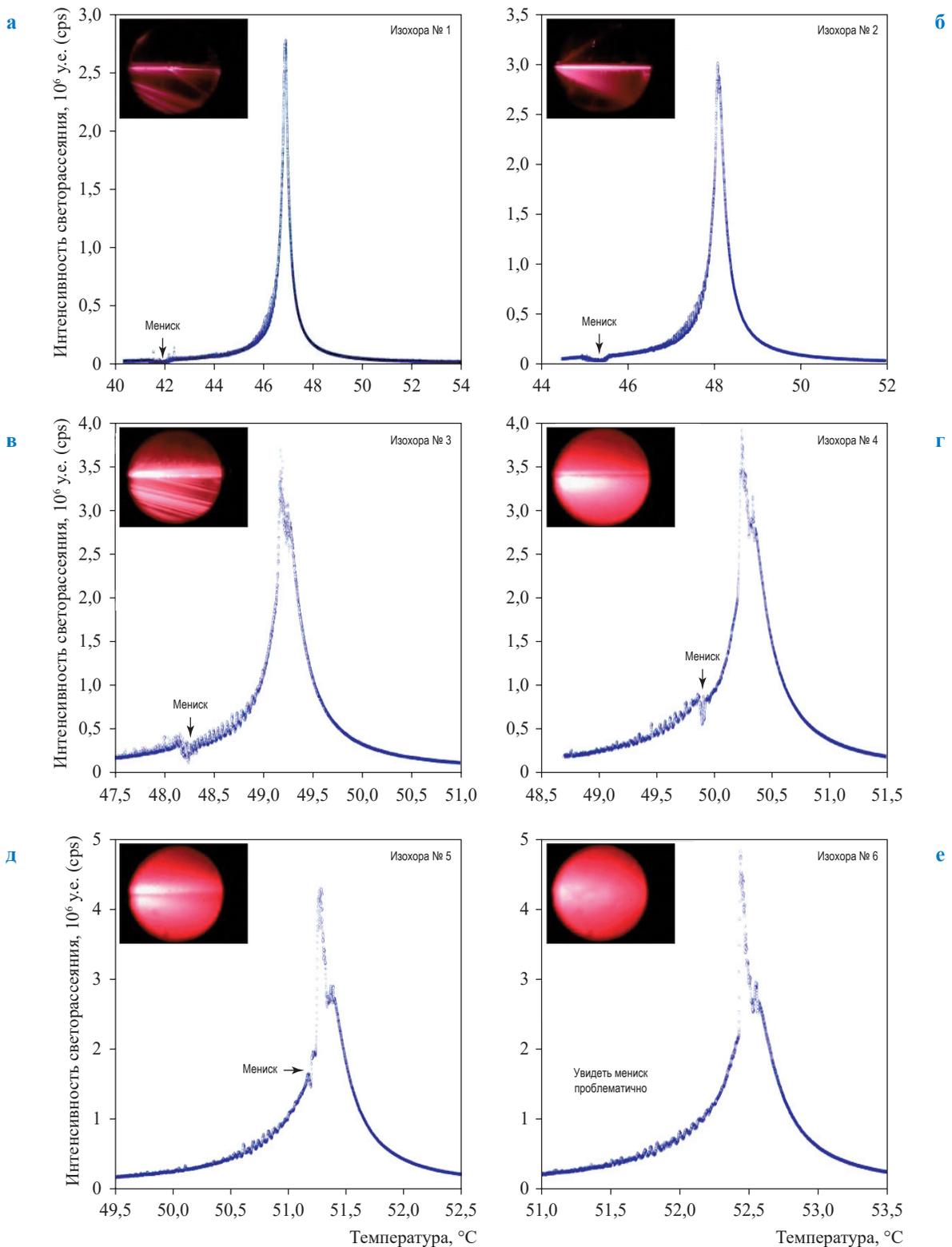


Рис. 9. Температурные зависимости интенсивности светорассеяния на первых шести пройденных изохорах (№№ 1...6) пластиковой смеси и изображения в боковом окне оптической ячейки в момент прохождения мениска через горизонтальную плоскость рассеяния, в которой лежит входящий в ячейку лазерный луч: сближение аномалий интенсивности светорассеяния, связанных с пересечением пограничной кривой (λ -образный пик) и прохождением мениска через плоскость рассеяния (провал), соответствует приближению точки перехода в двухфазное состояние к КТ смеси. На изохорах № 3...6, близких к критической, хорошо различим выброс интенсивности светорассеяния шириной около $0,1^{\circ}\text{C}$, связанный с началом распада однородного состояния смеси

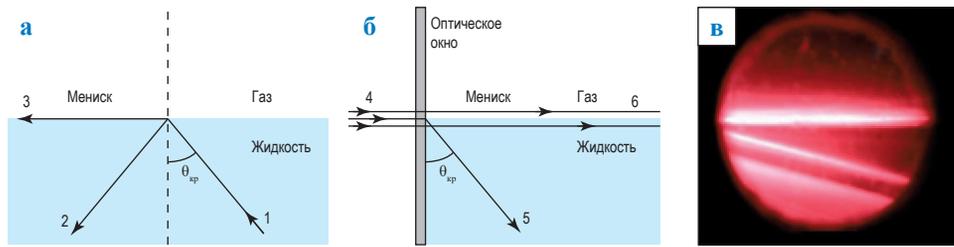


Рис. 10. Построения, объясняющие прямой (а) и обратный (б) эффекты критического угла отражения света от межфазной границы (мениска) применительно к обсуждаемой ситуации; в – изображение с боковой видеокамеры в момент прохождения мениска через лазерный луч: 1 – луч света, направленный из более плотной фазы на межфазную границу под критическим углом; 2 – отраженный луч; 3 – преломленный луч, лежащий в плоскости межфазной границы; 4 – входящий в оптическую ячейку горизонтальный лазерный луч; 5 – преломленный луч (часть входящего в ячейку луча, попадающая на мениск); 6 – прошедший луч (оставшаяся часть входящего в ячейку луча)

Физическая причина аномалии измеряемой интенсивности светорассеяния пластовым флюидом при прохождении мениска через горизонтальную плоскость рассеяния

Физическая причина выделения узких локальных минимумов (провалов) на низкотемпературных (спадающих) ветвях острых λ -образных пиков измеряемой интенсивности светорассеяния, связанных с пересечением околоскритическим пластовым флюидом пограничной кривой на участке точек начала кипения, обусловлена прохождением мениска через горизонтальную плоскость рассеяния и, как следствие, уводом попадающей на мениск части входящего в ячейку лазерного луча из плоскости рассеяния, в которой находится фотоприемник рассеянного излучения вниз, в сторону оптически более плотной (жидкой) фазы. Последнее обусловлено эффектом, обратным эффекту критического угла полного внутреннего отражения ($\theta_{кр} = \arcsin(n_2/n_1)$) луча света, направленного из среды с коэффициентом преломления n_1 на плоскую границу с оптически менее плотной фазой с коэффициентом преломления n_2 ($n_2 > n_1$), при котором преломленный световой луч ложится в плоскость межфазной границы (рис. 10). С учетом общего аномально большого значения интенсивности светорассеяния в окрестности КТ и высокой скорости прохождения мениска через плоскость рассеяния (узости температурного интервала прохождения мениска через лазерный луч) пересечение мениском

плоскости рассеяния ведет к появлению хорошо заметного узкого провала в измеряемой интенсивности светорассеяния при температуре чуть ниже температуры начала кипения.

Заметим, что в любом случае прохождение мениска через плоскость рассеяния означает смену рассеивающей фазы с жидкой на газовую, что в силу различия их плотностей влечет за собой помимо отмеченной выше «критической» аномалии (узкого провала) скачок интенсивности светорассеяния, малый в окрестности КТ в меру малости разности плотностей сосуществующих фаз.

В работе продемонстрирован простой оптический способ определения КП пластовых флюидов по двум основным универсальным признакам КТ, реализуемым с разных сторон экспериментально определяемой пограничной кривой. В области применимости оптических измерений способ решает проблему их надежного определения. Нахождение точного значения критической температуры (более точного, чем градус-два) для сложных пластовых смесей не имеет практического смысла в силу их плохо определенного состава и его непостоянства в условиях разработки.

Работа выполнялась в рамках Программы фундаментальных научных исследований в РФ, НИИР № 122022800364-6.

Список литературы

1. Анисимов М.А. Критические явления в жидкостях и жидких кристаллах / М.А. Анисимов. – М.: Наука, 1987. – 272 с. – (Современные проблемы физики).
2. Пирсон С.Дж. Учение о нефтяном пласте / С.Дж. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
3. Teja A.S. 16 Critical parameters / A.S. Teja, J. Mendez-Santiago // *Experimental Thermodynamics*. – 2005. – Т. 7. – С. 409–425.
4. Liu J. Minireview: Methodology and instrumentation to evaluate critical pressure and temperature parameters / J. Liu, H. Lü, H. Wang // *Instrumentation Science & Technology*. – 2017. – Т. 46. – № 2. – С. 146–162.
5. Воронов В.П. Оптический метод изучения фазового поведения околокритических углеводородных флюидов / В.П. Воронов, Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек и др. // *Вести газовой науки: науч.-технический сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 5 (37): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 201–211.
6. Поднек В.Э. Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения околокритического состояния углеводородных смесей / В.Э. Поднек, В.П. Воронов, Ю.Ф. Кияченко и др. // *Актуальные проблемы нефти и газа*. – 2020. – Вып. 4 (31). – С. 37–61.
7. Поднек В.Э. Оптический метод идентификации и изучения предпереходного околокритического состояния пластовых углеводородных флюидов, находящихся в переходной зоне между летучей нефтью и ретроградным газовым конденсатом / В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, А.С. Сирота и др. // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 1 (46): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 176–189.
8. Кияченко Ю.Ф. Простая оптическая ячейка высокого давления для экспериментального изучения околокритического фазового поведения модельных и природных углеводородных смесей / Ю.Ф. Кияченко, В.Э. Поднек // *Актуальные проблемы нефти и газа: науч. сет. изд.* – 2017. – Вып. 3 (18). – 7 с.

An instrumental method for implementing optical criteria for determining critical parameters of formation fluids

V.E. Podnek^{1*}, Yu.F. Kiyachenko¹, I.K. Yudin¹, B.A. Grigoryev^{1,2}

¹ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: podnek77@gmail.com

Abstract. As exemplified by an artificial reservoir hydrocarbon mixture, authors present a new method for optical determination of the critical parameters for the in-situ fluids. The named procedure uses two main universal attributes of a critical liquid-gas point, namely these are the achievement of the absolute maximal peak for critical opalescence intensity at a boundary line, and either appearance or disappearance of a meniscus at midpoint of the height of an optical cell when crossing it. This method is realized by means of a unit for measuring the intensity of the Rayleigh light scattering in a horizontal plane cutting the volume of the optical cell at halves. The backbone of this procedure reduces to measuring a temperature dependence of the intensity of light scattering by a fluid at a dense succession of the isochors nearby a critical point and distinguish there the abnormalities of two physically different types, namely: 1) the sharp (λ -shaped) peaks of scattering intensity, which relate to mixture transition from the single-phase to binary-phase state, and 2) the narrow dips at the low-temperature (recessive) branches of the curves, which relate to meniscus crossing over the horizontal plane of light scattering. A boundary curve between the single-phase and binary-phase states and a line of the equal liquid and gas volumes (a meniscus line) are plotted according to the temperature, density and pressure values which correspond to the named abnormalities. At that, position of a critical point within the boundary line is determined by two ways from different sides of the studied boundary line. In particular, on behalf of the single-phase state, it is estimated according to the absolute maximum of the intensity of the critical opalescence at the boundary line; and on behalf of the binary phase state, it is estimated according to a point of the meniscus line meeting with the boundary line.

Within the area of availability of the optical measurements, this procedure solves a problem of reliable determination of the critical parameters for reservoir fluids.

Keywords: hydrocarbons, formation fluids, phase behavior, critical point, light scattering, critical opalescence, meniscus, critical temperature.

References

1. ANISIMOV, M.A. *Critical phenomena in liquids and liquid crystals* [Kriticheskiye yavleniya v zhidkostyakh i zhidkikh kristallakh]. Moscow: Nauka, 1987. Series: Modern issues of physics [Sovremennyye problem fiziki]. (Russ.).
2. PIRSON, Sylvain J. *Oil reservoir engineering* [Ucheniye o neftyanom plaste]. Translated from Engl. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
3. TEJA, A.S., J. MENDEZ-SANTIAGO. 16 Critical parameters. *Experimental Thermodynamics*, 2005, vol. 7, pp. 409–425, ISSN 1874-5644.
4. LIU, J., H. LÜ, H. WANG. Minireview: Methodology and instrumentation to evaluate critical pressure and temperature parameters. *Instrumentation Science & Technology*, 2017, vol. 46, no. 2, pp. 146–162, ISSN 1073-9149.
5. VORONOV, V.P., Yu.F. KIYACHENKO, V.E. PODNEK, et al. An optical method for studying phase behavior of the near-critical hydrocarbon fluids [Opticheskiy metod izucheniya fazovogo povedeniya okolokriticheskikh uglevodorodnykh flyuidov]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 5 (37): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 201–211. ISSN 2306-9849. (Russ.).
6. PODNEK, V.E., V.P. VORONOV, Yu.F. KIYACHENKO, et al. Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying the near-critical state of hydrocarbon mixtures [Sravnitelnyy analiz effektivnosti opticheskogo i kalorimetricheskogo metodov izucheniya okolokriticheskogo sostoyaniya uglevodorodnykh smesey]. *Aktualnyye Problemy Nefti i Gaza*, 2020, is. 4(31), pp. 37–61, ISSN 2687-0312. (Russ.).
7. PODNEK, V.E., Yu.F. KIYACHENKO, A.S. SIROTA, et al. Optical method for identification and study of pre-transitional near-critical state of formation hydrocarbon fluids in the transition zone between volatile oil and retrograde gas condensate [Opticheskiy metod identifikatsii i izucheniya predperekhodnogo okolokriticheskogo sostoyaniya plastovykh uglevodorodnykh flyuidov, nakhodyashchikhsya v perekhodnoy zone mezhdru letuchey neftyu i retrogradnym gazovym kondensatom]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 1(46): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 176–189. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. KIYACHENKO, Yu.F., V.E. PODNEK. Simple high-pressure optical cell for experimental investigation of near-critical hydrocarbon mixtures [Prostaya opticheskaya yacheyka vysokogo davleniya dlya eksperimentalnogo izucheniya okolokriticheskogo fazovogo povedeniya modelnykh i prirodnykh uglevodorodnykh smesey]. *Aktualnyye Problemy Nefti i Gaza*, 2017, is. 3(18). ISSN 2687-0312. (Russ.).

UDC 544.32

Determination of absolute zero temperature by viscosity of liquids

B. İbrahimoglu^{1*}, B.A. Grigoryev^{2,3}, Y. Sarikaya⁴, F. Karakaya⁵

¹ Ankara Science University, Çamlıca Mah. Anadolu Bulvarı No:16A/1 Yenimahalle, Ankara, Turkey

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

³ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

⁴ Ankara University, Chemistry Department, Döğol Caddesi 06100 Ankara, Turkey

⁵ Anadolu Plazma Teknoloji Enerji Merkezi, Gazi Üniversitesi Yerleşkesi Gölbaşı Kampüsü Teknoplaza Binası C Blok Zemin Kat No:27 Gölbaşı Ankara, Turkey

* E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

Keywords: temperature, temperature scales, absolute temperature, graphical method.

Abstract. There are no bodies (substances) in nature whose thermometric properties meet the requirements over the entire temperature measuring range. Therefore, the temperature measured with a thermometer, whose scale is based on the assumption that the thermometric properties of a body are linearly dependent on temperature, is called the conditional temperature, and its scale is called the conditional temperature scale.

Gay-Lussac's law, in its modern formulation, states that at constant pressure, the volume of a fixed mass of gas is proportional to the absolute temperature. Kelvin showed the existence of absolute temperature by considering the relationship between these properties of gases graphically.

In this study, for the first time in the literature, the absolute temperature of liquids at different pressures (p) and temperatures (T) was determined by applying the graphical method to their viscosity (η). For this purpose the $\eta-p$, $T = \text{const}$ diagram is applied to the following hydrocarbons: Benzonitrile (C_7H_5N), toluidines (C_7H_9N) and ethylene (C_2H_4), benzene (C_6H_6), n-hexane (C_6H_{14}) and n-octane (C_8H_{18}).

W. Thomson (Kelvin) graphically drew this relationship between the parameters of various gases in the volume (V) – temperature (T) diagram in 1840 and determined a point where the extrapolation of isobars intersect on the T axis as the absolute temperature, in other words the thermodynamic temperature. Despite the highly advanced technologies in the 21st century, the experimental verification of absolute zero has still not been achieved. The physical and theoretical importance of absolute temperature is indisputable. The Kelvin's method introduced the equation $(dV/dT)_p = \text{constant}$, which was later accepted as the postulate of the ideal gas law.

Also, a gas thermometer is a temperature measuring device based on Charles' law. It is generally recommended to use hydrogen or helium as a working substance in the thermometers. As the difference between hydrogen and other gases, the absolute temperature of the hydrogen cannot be determined by using $V-T$ diagram [1–6]. In this case, hydrogen is not suitable for use in thermometers.

In each field of activity, certain types of thermometers are demanded and different thermometers are used in terms of working principle and scope. In this study, various temperature scales will be discussed, not thermometers. The modern classification of scales was proposed by Stanley Smith Stevens in 1946 [7] as Fahrenheit, Réaumur, Celsius and Kelvin temperature scales.

All the above scales are built on a linear assumption except Kelvin Scale. The relationship between temperature and a thermometric property is used as the expansion of the volume of a liquid or gas. Later it turned out that the readings of thermometers with different thermometric substances (mercury, alcohol) using the same thermometric property and a uniform degree scale coincide only at the reference points. The discrepancy is especially noticeable at temperatures far from the main range.

Thermodynamic temperature is also often called absolute temperature for two reasons: first, that it is not dependent on the properties of a particular substance, proposed by Kelvin; second, it expresses absolute zero according to the properties of the ideal gas. Lord Kelvin determined the modern absolute thermodynamic temperature concept of “Kelvin degree” with a graphical method, and it enabled him to make a completely abstract concept measurable with concrete physical tools [8].

The ideal gas law, also known as the universal gas equation, is a case of equations for a hypothetical ideal gas. Despite its flaws, the ideal gas law provides a good approximation to the behavior of many gases under various conditions.

Although the graphical method is used as the only method for determining the absolute zero temperature of gases, it has never been tried for liquids. In this study, the absolute temperature of liquids was determined for the first time in the literature by using the graphical method.

It is possible to consider this study as a step towards creating a new variation in the application of the van der Waals's law. In addition, as the liquid phase is located between the gas and the solid phases, it has to have some properties of both gases and solids depending on temperature and pressure. It is the main subject of this study that the absolute temperature can be determined by applying the graphical method in liquids, just like in gases. The rest of the article is organized as follows: experimental results, discussion.

Experimental results

Application of graphical method to viscosity and density test results of liquids at high pressure and temperature. Willard Gibbs introduced an invaluable method for studying the properties of matter using the surface in 1870. Property relations in matter are

graphs that show the spatial behavior permitted or prohibited by the laws of thermodynamics, behaving with a logical regularity was made intelligible by Gibbs geometries. Graphs are the only method that has been reliably incorporated into research methodology and determines all the physical and chemical properties present in substances.

A property of a substance is any measurable property, and different thermodynamic properties are interrelated because of temperature. This relationship between the isotherms in the viscosity and density test results in the liquid phase of the substances was drawn graphically.

Absolute temperature relationship of η - p , $T = \text{const}$ diagram of liquids at different pressures (p) and temperatures (T). A phase is the gap connecting the liquid, solid, and gaseous states of a substance. Liquid-solid and liquid-vapor equilibrium curves, which leave the triple point where all phases are in equilibrium, contain two phases at the same time, so liquids are likely to have some properties of both solids and gases. As in the gas phases of liquids, the determination of the absolute temperature by graphical method is an example of this situation.

In order to determine the dynamic viscosity (η) and densities of Benzonitrile (C_7H_5N), medium- (C_7H_9N), meta- (C_7H_9N) and para- (C_7H_9N) toluidines at high pressures and temperatures, an experimental setup consisting of two sections was developed, and experiments were carried out by applying pressure and temperature to both sections under the same conditions [9–12]. As an example, the experimental results of meta-toluidine at 50 MPa pressure and 373...523 K temperature range are given in table 1 and figure 1. In addition, by applying the η - p , $T = \text{const}$ graphical method to the viscosity test results obtained from the literature [13] for Ethylene (C_2H_4), Benzene (C_6H_6), n-Hexane (C_6H_{14}) and n-Octane (C_8H_{18}),

Table 1
Viscosity (η , 10^6 Pa·s) test results of meta-toluidine at 50 MPa pressure and 373...523 K temperature range

p , MPa	T , K						
	373	398	423	448	473	498	523
1	760	590	482	408	348	305	278
10	810	630	520	438	380	325	295
20	865	678	557	469	410	357	315
30	915	718	585	497	435	375	356
40	988	760	623	522	460	398	358
50	1030	800	659	555	485	418	373

it was observed that the isotherms are gathered at the absolute temperature.

For the first time in this study, the extrapolation of isotherms in $\eta-p, T = \text{const}$ dependency was applied to the viscosity test results of meta-toluidine given in table 1, it was observed that they accumulated at the absolute temperature point in the decrease residence of the temperature, and the result is given in figure 2. In figure 2, deviations in the absolute temperature point are seen as a result of extrapolation of the two isotherms (473 K and 498 K). Since these deviations are due

to experimental error, they were not taken into consideration.

As shown in our previous studies [2–9, 14], the isobars do not gather at the absolute temperature point in the $V-T, p = \text{const}$ dependency of the gas phase of hydrogen, but the isobars in the liquid phase gather at the absolute temperature point in the $V-T, p = \text{const}$ dependency (figure 3).

$\rho-p, T = \text{const}$ dependence of the liquid density (ρ) at high pressure and temperature. Density plays a very important role in phase transitions. Density values of meta-toluidine

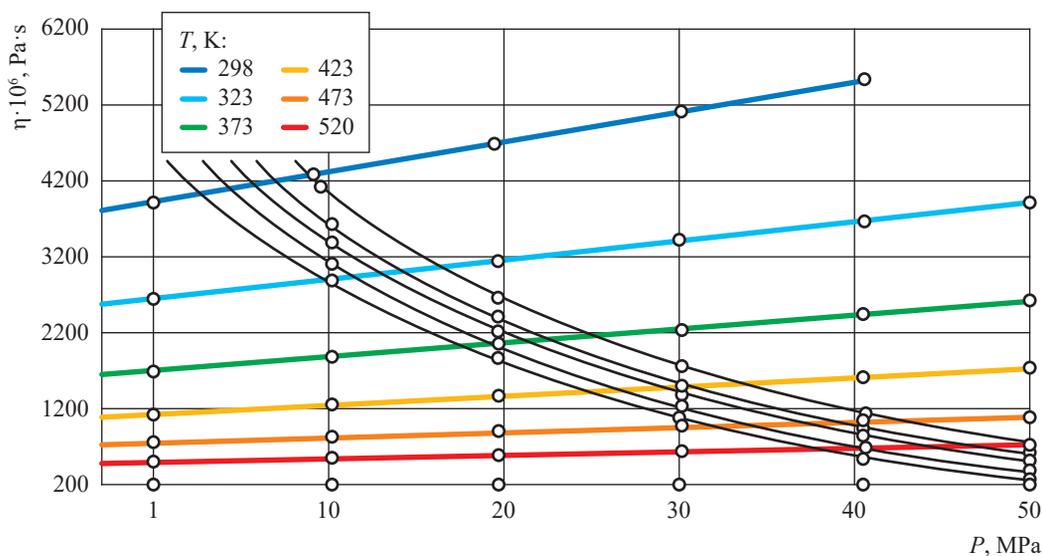


Figure 1. Viscosity test results of meta-toluidine at high pressure and temperature

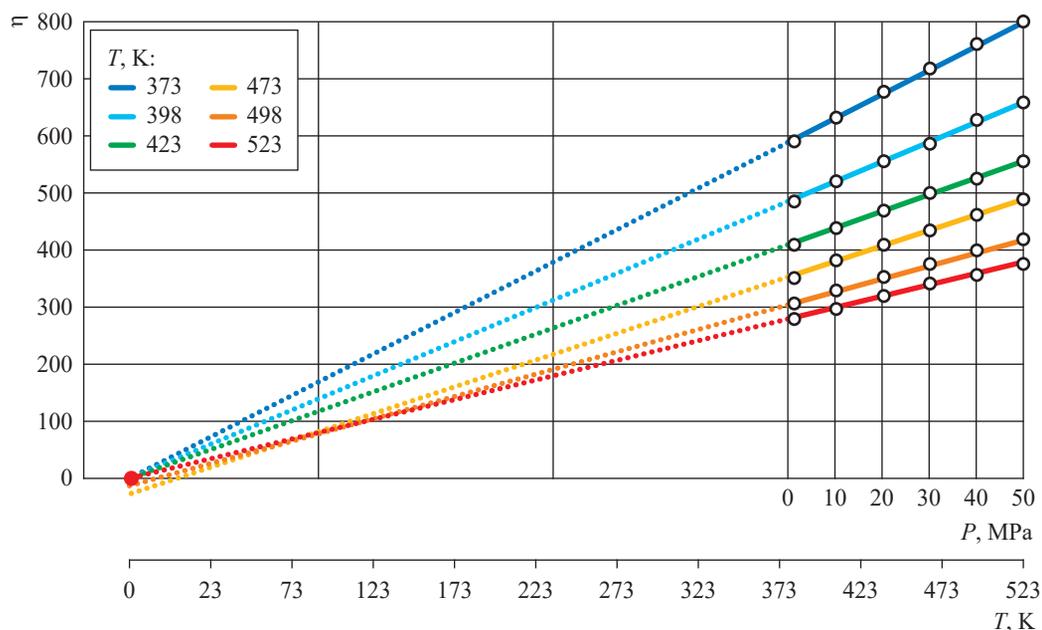


Figure 2. Absolute temperature point at which the isotherms in the $\eta-p$ bond of meta-toluidine converge

obtained in the same experimental setup between 500 atm and 373–473 K temperature range are given in table 2.

The extrapolation of the density values of meta-toluidine in the pressure and temperature range shown in table 2 with $\rho-p, T = \text{const}$ dependence, isotherms are collected at a basic point on the liquid-solid equilibrium curve at high pressures figure 4.

In our studies, this point where the isotherms are collected is the liquid-solid equilibrium defined as a critical point on the curve [14–22]. The pressure of the point where the isotherms are collected in $\rho-p, T = \text{const}$ dependency of meta-toluidine is shown in the diagram (see figure 4) as 142 MPa density 1048 kg/m³.

Relationship between $\eta-p$ viscosity and $\rho-p$ density of liquids. Pressure, temperature, density and viscosity are physical quantities of a substance. Viscosity and density are two important properties of liquids and gases. These

properties are very useful physical quantities when it comes to the statics and dynamics of substances. Viscosity and density alone can describe more than half of a liquid’s properties. There is no direct relationship between viscosity and density. In experiments carried out at high pressure and temperature, isotherms depending on viscosity determine the direction of decrease in temperature, and isotherms depending on density determine the direction of increase in temperature. The viscosity isotherms gather at the absolute temperature point in the decreasing direction of the temperature, and the density isotherms gather at a fundamental point at high pressures. Although the isotherms are oriented in different directions, the properties of viscosity and density decrease with increasing temperature and increase depending on pressure. The relationship between dynamic viscosity and density is discussed only through kinetic viscosity. Many calculation formulas include the ratio of the dynamic viscosity coefficient η , Pa·s, to the fluid

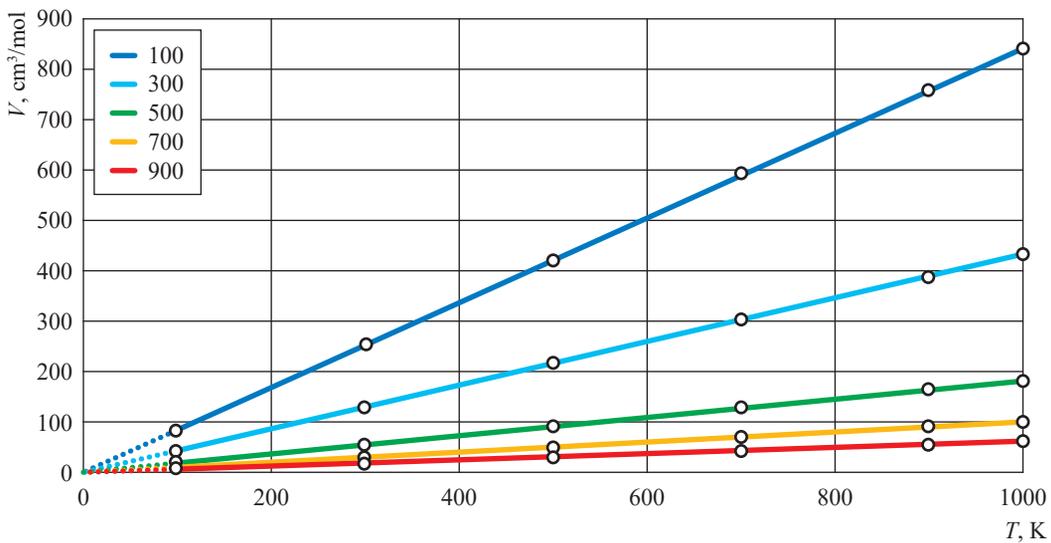


Figure 3. The $V-T$ diagram applied to the liquid phase of hydrogen shows that isobars summoned at absolute temperature

Table 2

Density (ρ , kg/m³) test data of meta-toluidine between 50 MPa and 373...473 K

p , MPa	T , K				
	373	398	423	448	473
1	920	899	875	803	830
10	928	907	885	813	843
20	935	913	895	823	855
30	942	925	905	839	870
40	950	935	920	903	988
50	959	945	930	916	900

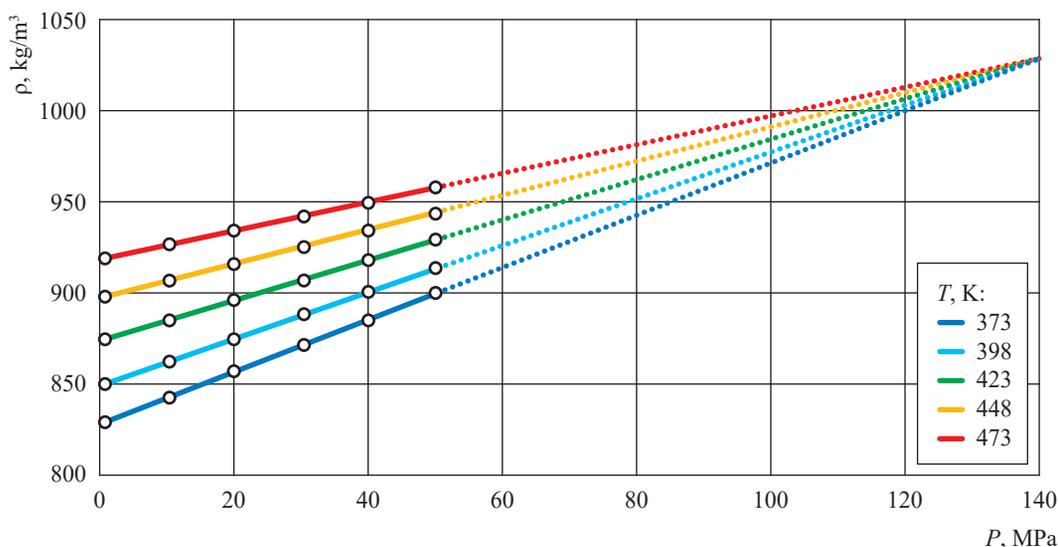


Figure 4. The extrapolation of the meta-toluidine density test results is collected at the critical pressure point (142 MPa) of the isotherms

density ρ , kg/m^3 , and such a ratio is often defined as the kinematic viscosity coefficient. Kinematic viscosity (ν), m^2/s :

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}. \quad (1)$$

Viscosity relationship of gases and liquids.

Due to the difference between real and ideal conditions in a viscous fluid flow, a correction in temperature is made in a simple exponential dependence of viscosity on temperature, similar to the pressure and volume corrections in the equation of state of a real gas. Therefore, the viscosity expression is written as the following formula:

$$\eta = \eta_0 \exp\left(\frac{E}{R(T + T_0)}\right), \quad (2)$$

where T_0 is the temperature correction due to deviations of real liquids from the ideal; E is the energy of viscosity; $R = 8,31441 \text{ J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ (gas constant).

Experimental data available in the literature for the viscosity of various types of liquids have been shown to confirm the stated temperature dependence [23].

Discussion

The behavior of a gas can be studied by various laws known as gas laws. There are a number of contradictory facts that could not be explained or systematized by scientists who studied substances in the gas phase at the beginning of the

19th century. Thus, the experimentally discovered gas laws, which put some order to the various accumulated data, have been crucial to further study of gases and to understanding the structure of matter in general.

Gas laws, like any experimental law, are approximately valid and describe the behavior of nearly ideal gases at low pressures and not at very high temperatures. There are no such universal laws for liquids or solids. Although there is a qualitative difference in the properties of a substance in the gas phase and liquid phase, the fact that the gas constant is valid for the liquid phases (see Eq. 2) and the relationship between the gas and liquid phase is also clear in determining the absolute temperature. It was shown that it is possible to determine the viscosity of the liquid phase and the absolute temperature of hydrogen in the liquid phase, as opposed to the approach that only gases determine the absolute temperature at a given pressure and temperature.

As it turned out one of the fundamental laws of nature, obtained by the graphical method of gases, that absolute zero reaches an extremely low temperature, which cannot be reached experimentally under any circumstances (valid for liquids).

Examining the viscosity of fluids under pressure is important in technological applications and helps to better understand the nature of the liquid state in general and reveals an important relationship between the liquid-gas phases. At present, there is no satisfactory statistical theory

that applies to a wide range of fluid behavior, from supercooled liquids at low temperatures to dense gas behavior at the critical point. In this respect, in the future it will be possible to have a reasonably

complete theory of prediction, similar to an ideal gas law of liquids to determine the existence of a common physical process in the viscosity of liquids and in the gas phases.

References

1. İBRAHIMOĞLU, B., N. VEZİROĞLU, A. HUSEYNOV. Study of thermodynamic parameters of hydrogen gas by graph-analytic method. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2005, no. 30, pp. 515–519. ISSN 0360-3199.
2. İBRAHIMOĞLU, B., N. VEZİROĞLU, A. HÜSEYNOV et al. Study of thermodynamic parameters of hydrogen gas by graph-analytic method. In: *Hydrogen Materials Science and Chemistry of Carbon Nanomaterials: Proc. of the NATO Advanced Research Workshop*, 2004, pp. 225–232.
3. İBRAHIMOĞLU, B., Ç.K. DINDAR, H. EROL et al. Determination of IV-T (P, constant) diagrams of hydrogen gases by graph-analytical methods. *Journal of Thermal Engineering*, 2017, vol. 3, no. 1, pp. 1071–1077. ISSN 2148-7847.
4. İBRAHIMOĞLU, B., G. TEKELI, Z. YILMAZOĞLU, et al. Investigation of hydrogen gas with graphical method. In: *Proc. of 4th International Hydrogen Technologies Congress (IHTEC-2019)*, 20–23 June, Edirne.
5. İBRAHIMOĞLU, B., D. UNER, A. VEZİROĞLU et al. Construction of phase diagrams to estimate phase transitions at high pressures: A critical point at the solid liquid transition for benzene. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, vol. 46, is. 29, pp 15168–15180, ISSN 0360-3199.
6. İBRAHIMOĞLU, B., G. TEKELI. Application of graphic and graphic-analytic geometry systems on the liquid and gas phases of matter. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 163–171. ISSN 2306-9849.
7. STEVENS, S.S. On the theory of scales of measurement. *Science*, 1946, vol. 103, no. 2684, pp. 677–680, ISSN 0036-8075. DOI: 10.1126/science.103.2684.677.
8. COOPER, M., J. GROZIER. *Precise dimensions*. Bristol, UK: IOP Publishing Ltd, 2017. DOI: 10.1088/978-0-7503-1487-9.
9. GUSEUNOV, S.O., B.I. FARZALIEV, Y.M. NAZIYEV. The density and dynamic viscosity of benzonitrile at high pressures and temperatures [Plotnost i dinamicheskaya vyazkost benzonitrila pri vysokikh davleniyakh i temperaturakh]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*, 1978, no. 12, p. 48, ISSN 0445-0108. (Russ.).
10. GUSEUNOV, S.O., B.I. FARZALIEV, Y.M. NAZIYEV. Investigation of dynamic viscosity of O-methylanil at high pressure and temperature [Issledovaniye dinamicheskoy vyazkosti O-metilnilina pri vysokikh davlenii i temperature]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz*, 1979, no. 7, p. 52, ISSN 0445-0108. (Russ.).
11. GUSEYNOV, S.O., Ya.M. NAZIYEV, B.I. FARZALIYEV. Investigation of density and dynamic viscosity of p-toluidine at different pressure and temperature [Issledovaniya plotnosti i dinamicheskoy vyazkosti p-toluidina pri razlichnykh temperaturakh i davleniyakh]. *Izvestiya Vuzov. Neft i Gaz*. 1981, no. 6, pp. 65–68. ISSN 0445-0108. (Russ.).
12. FARZALIYEV, B.İ. *Thermodynamic properties and viscosity of benzonitrile, ortho-, meta-, para-toluidines under different temperatures and pressures* [Termodinamicheskiye svoystva i vyazkost benzonitrila, orta-, meta-, paratoluidinov pri razlichnykh temperaturakh i davleniyakh]. Candidate's thesis (engineering). Azerbaijan Polytechnic University, 1983. (Russ.).
13. VARGAFTİK, N.B., Y.K. VINOGRADOV, V.S. YARGİN. *Handbook of physical properties of liquids and gases*. Danbury, Connecticut: Begell House, 1996.
14. İBRAHIMOĞLU, B., B. İBRAHIMOĞLU jr. *Critical states at phase transitions of pure substances*. Cham (ZG), Switzerland: Springer, 2022. DOI: 10.1007/978-3-031-09966-3.
15. İBRAHIMOĞLU, B., Ch. CANBESH, I.M. AKHMEDOV. Phase transformations of benzene in terms of low temperatures and high pressures [Fazovyie prevrashcheniya benzola v usloviyakh nizkikh temperature i vysokikh davleniy]. *Kimya Problemlari*, 2015, no. 4, p. 367–375. ISSN 2221-8668. (Russ.).

16. ALEXANDROV, V.D., B. IBRAHIMOGLU, A.E. POKINTELITSA. Pressure falling effects accompanying phase transformations of benzene under the accession of comprehensive compression. *Сучасні будівельні матеріали*, 2015, no. 1 (111), ISSN 1814-3296. (Ukr.).
17. AZREG-AÏNOU, M., B. IBRAHIMOGLU. High-pressure effects on the benzene precrystallization metastable states. *Eur. Phys. J.E.*, 2019, vol. 42, ISSN 1292-8941.
18. İBRAHIMOĞLU, B., B. İBRAHIMOĞLU jun. Determination of liquid phase range of matters by graphic-analytical method. *SSRG International Journal of Thermal Engineering*, 2018, vol. 4, no. 2. ISSN: 2395-0250. Available from: <http://www.internationaljournalsrsg.org/IJTE/2018/Volume4-Issue2/IJTE-V4I2P101.pdf>
19. IBRAHIMOGLU, B. Grafoanalytical of critical pressure in gas. Finding with the method. *Turkish Journal of Science and Technology*, 1994, vol. 17, p. 2, ISSN 1308-9080.
20. IBRAHIMOGLU, B.I., O.E. ATAER. Determination of a node on the melting curve. In: *11th National Congress of Business Science and Technology (ULIBTK-97)*, Edirne, p. 33.
21. IBRAHIMOGLU, B., F. KARAKAYA, B. IBRAHIMOGLU jr. Determination of the real critical pressure and critical density of substances [online]. *Academia Letters*, 2021, article no. 2704, ISSN 2771-9359. DOI: 10.20935/AL2704.
22. IBRAHIMOGLU, B. Uncertainty of a critical point on the freezing curve. *German International Journal of Modern Science*, 2023, no. 53, pp. 79–86. ISSN 2701-8369. DOI: 10.5281/zenodo.7796155.
23. FOGEL'SON, R.L., E.R. LİKHACHEV. Temperature dependence of viscosity. *Technical Physics*, 2001, vol. 46, no. 8, pp. 1056–1059, ISSN 1063-7842.

Определение абсолютного нуля температуры по вязкости жидкостей

Б. Ибрагимоглы^{1*}, Б.А. Григорьев^{2,3}, Я. Сарикая⁴, Ф. Каракая⁵

¹ Научный университет Анкары (Ankara Bilim Üniversitesi), Турция, Анкара, Çamlıca Mah. Anadolu Bulvarı No:16A/1 Yenimahalle

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург,

вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

³ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Российская Федерация, 119333,

г. Москва, ул. Губкина, д. 3

⁴ Университет Анкары (Ankara Üniversitesi), Химическое отделение, Турция, Анкара, Döğol Caddesi 06100

⁵ Энергетический центр «Анатолийские плазменные технологии» (Anadolu Plazma Teknoloji Enerji Merkezi), Турция, Анкара, Университет Гази, Yerleşkesi Gölbaşı Kampüsü Teknoplaza Binası C Blok Zemin Kat No:27 Gölbaşı

* E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com

Тезисы. В природе не существует тел, чьи термодинамические свойства сохраняются на всем диапазоне измерений температуры. Тем не менее, температуру, измеренную при помощи термометра, шкала которого основана на допущении линейной температурной зависимости термометрических свойств тела, принято называть условной, а такую шкалу – условной температурной шкалой.

Закон Гей-Люссака в современной формулировке гласит, что при постоянном давлении объем фиксированной массы газа пропорционален абсолютной температуре. Кельвин доказал существование абсолютной температуры, графически показав зависимость между вышеназванными свойствами тел.

В статье впервые в научной литературе абсолютная температура жидкостей при разных давлениях (p) и температурах (T) определяется графическим методом через их вязкость (η). Для этой цели построены диаграммы η - p , $T = \text{const}$ для следующих углеводородов: бензонитрила (C_7H_5N), толуидинов (C_7H_9N) и этилена (C_2H_4), бензена (C_6H_6), н-гексана (C_6H_{14}) и н-октана (C_8H_{18}).

Ключевые слова: температура, температурные шкалы, абсолютная температура, графический метод.

Список литературы

1. İbrahimoğlu B. Study of thermodynamic parameters of hydrogen gas by grapho-analytic method / B. İbrahimoğlu, N. Veziroğlu, A. Hüseyinov // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2005. – № 30. – С. 515–519.
2. İbrahimoğlu B. Study of thermodynamic parameters of hydrogen gas by graph-analytic method / B. İbrahimoğlu, N. Veziroğlu, A. Hüseyinov et al. // *Hydrogen Materials Science and Chemistry of Carbon Nanomaterials: Proc. of the NATO Advanced Research Workshop*, 2004. – С. 225–232.

3. İbrahimoğlu, B. Determination of 1V-T (P, constant) diagrams of hydrogen gases by graph-analytical methods / B. İbrahimoğlu, Ç.K. Dindar, H. Erol et al. // *Journal of Thermal Engineering*. – 2017. – Т. 3. – № 1. – С. 1071–1077.
4. Ibrahimoglu B. Investigation of hydrogen gas with graphical method / B. Ibrahimoglu, G. Tekeli, Z. Yilmazoglu, et al. // *Proc. of 4th International Hydrogen Technologies Congress (IHTEC-2019)*, 20–23 June, Edirne.
5. İbrahimoğlu B. Construction of phase diagrams to estimate phase transitions at high pressures: A critical point at the solid liquid transition for benzene / B. İbrahimoğlu, D. Uner, A. Veziroglu et al. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Т. 46. – № 29. – С. 15168–15180.
6. Ibrahimoglu, B. [Фарзалиев]. Application of graphic and graphic-analytic geometry systems on the liquid and gas phases of matter = Применение графических и графоаналитических геометрических систем для изучения жидкого и газообразного фазовых состояний вещества / Beycan Ibrahimoglu, Gözde Tekeli // *Вести газовой науки: науч.-технический сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 163–171.
7. Stevens S.S. On the theory of scales of measurement / S.S. Stevens // *Science*. – 1946. – Т. 103. – № 2684. – С. 677–680. DOI: 10.1126/science.103.2684.677.
8. Cooper M. *Precise dimensions* / M. Cooper, J. Grozier. – Bristol, UK: IOP Publishing Ltd, 2017. – DOI: 10.1088/978-0-7503-1487-9.
9. Гусейнов С.О. Плотность и динамическая вязкость бензонитрила при высоких давлениях и температурах / С.О. Гусейнов, Б.И. Фарзалиев, Ю.М. Назиев // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 1978. – № 12. – С. 48.
10. Гусейнов С.О. Исследование динамической вязкости О-метиланилина при высоких давлениях и температуре / С.О. Гусейнов, Б.И. Фарзалиев, Ю.М. Назиев // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 1979. – № 7. – С. 52.
11. Гусейнов С.О. Исследования плотности и динамической вязкости П-толуидина при различных температурах и давлениях / С.О. Гусейнов, Я.М. Назиев, Б.И. Фарзалиев // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 1981. – № 6. – С. 65–68.
12. Фарзалиев Б.И. Термодинамические свойства и вязкость бензонитрила, орта-, мета-, пара-толуидинов при различных температурах и давлениях: дис. ... к.т.н. / Б.И. Фарзалиев. – Баку: Азербайджанский политехнический институт, 1983.
13. Vargaftik N.B. *Handbook of physical properties of liquids and gases* = Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / N.B. Vargaftik, Y.K. Vinogradov, V.S. Yargin. – Danbury, Connecticut: Begell House, 1996.
14. Ibrahimoglu B. Critical states at phase transitions of pure substances / Beycan İbrahimoğlu, Beycan İbrahimoğlu jr. – Cham (ZG), Switzerland: Springer, 2022. DOI: 10.1007/978-3-031-09966-3.
15. Ибрагимоглы Б. Фазовые превращения бензола в условиях низких температур и высоких давлений / Б. Ибрагимоглы, Ч. Канбеш, И.М. Ахмедов // *Kimya problemləri*. – 2015. – № 4. – С. 367–375.
16. Alexandrov V.D. Pressure falling effects accompanying phase transformations of benzene under the accession of comprehensive compression / V.D. Alexandrov, B. İbrahimoglu, A.E. Pokintelitsa // *Сучасні будівельні матеріали*. – 2015. – № 1 (111).
17. Azreg-Ainou M. High-pressure effects on the benzene pre-crystallization metastable states / M. Azreg-Ainou, B. Ibrahimoglu // *Eur. Phys. J.E.* – 2019. – Т. 42.
18. İbrahimoğlu B. Determination of liquid phase range of matters by graphic-analytical method / B. İbrahimoğlu, B. İbrahimoğlu jun. // *SSRG International Journal of Thermal Engineering*. – 2018. – Т. 4. – № 2. – <http://www.internationaljournalsrg.org/IJTE/2018/Volume4-Issue2/IJTE-V4I2P101.pdf>
19. Ibrahimoglu B. Grafoanalytical of critical pressure in gas. Finding with the method / B. Ibrahimoglu // *Turkish Journal of Science and Technology*. – 1994. – Т. 17. – С. 2.
20. Ibrahimoglu B.I. Determination of a node on the melting curve / B.I. Ibrahimoglu, O.E. Ataer // *11th National Congress of Business Science and Technology (ULIBTK-97)*, Edirne. – С. 33.
21. Ibrahimoglu B. Determination of the real critical pressure and critical density of substances / Ibrahimoglu, B., F. Karakaya, B. Ibrahimoglu jr. // *Academia Letters*. – 2021. – Ст. № 2704. DOI: 10.20935/AL2704.
22. Ibrahimoglu, B. Uncertainty of a critical point on the freezing curve / B. Ibrahimoglu // *German International Journal of Modern Science*. – 2023. – № 53. – С. 79–86. DOI: 10.5281/zenodo.7796155.
23. Фогельсон Р.Л. Температурная зависимость вязкости / Р.Л. Фогельсон, Е.Р. Лихачев // *Журнал технической физики*. – 2001. – Т. 71. – № 8. – С. 128–131.

УДК 535.361.2+536.63

Поведение изобарной теплоемкости бинарной смеси в окрестности особой точки фазовой диаграммы в рамках флуктуационной теории

В.Д. Куликов^{1*}, М.Ю. Беляков¹¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

* E-mail: kulikov@ogri.ru

Ключевые слова: критическая точка «жидкость – газ», теория скейлинга, бинарные смеси, изобарная теплоемкость, сингулярное поведение теплоемкости.

Тезисы. В рамках теории скейлинга и принципа изоморфизма критических явлений в смесях получено аналитическое выражение, определяющее теплоемкость при постоянном давлении бинарной смеси $C_{P,x}$ как в однофазном, так и в двухфазном состояниях в окрестности критической точки «жидкость – газ». Выражение для теплоемкости содержит универсальные восприимчивости, ведущие себя сингулярным образом в окрестности критической точки. Они являются вторыми производными от термодинамического потенциала, в качестве которого было выбрано давление, по масштабным переменным h_1 и h_2 . Сами поля h_1 и h_2 являются линейными комбинациями отклонений температуры и химических потенциалов компонент от их значений в критической точке смеси. В общем случае изобарная теплоемкость является расходящейся величиной в окрестности критической точки смеси. В данной работе показано, что амплитуда перед членом, определяющим сингулярное поведение теплоемкости, пропорциональна производной от критического давления $P_c(x)$ по концентрации смеси x . Хорошо известно, что типичный критический locus $P_c(x)$ представляет собой кривую, имеющую максимум при некотором значении \tilde{x} . Это означает, что если концентрация смеси равна \tilde{x} , то $C_{P,x}$ становится конечной величиной. Более того, в работе показано, что в этом случае в двухфазной области в главном приближении теплоемкость системы практически постоянна. Учет поправок приводит к появлению в близкой окрестности критической точки специфического пика. Очевидно, что эти утверждения нуждаются в экспериментальной проверке.

Термодинамические свойства смесей, находящихся в околкритическом состоянии, по-прежнему вызывают у исследователей значительный интерес. Это связано с необходимостью четкого понимания фазового поведения таких систем, вовлеченных в различные технологические процессы. В дальнейшем речь пойдет о поведении теплоемкости в окрестности критической точки «жидкость – газ». Вообще говоря, теплоемкость жидких смесей (как изобарная, так и изохорная) является одной из традиционно измеряемых термодинамических характеристик, так что, казалось бы, в этой области увидеть что-то новое достаточно трудно. Тем не менее даже в бинарной смеси при определенных условиях можно обнаружить одну интересную особенность в поведении изобарной теплоемкости.

Рассмотрим бинарную смесь в окрестности критической точки «жидкость – газ». Предположим, что смесь обладает фазовой диаграммой 1-го типа, т.е. линии критических точек непрерывны: они начинаются в критической точке первого компонента и оканчиваются в критической точке второго компонента [1]. Типичные критические locus такой системы показаны на рис. 1, откуда следует, что критическое давление $P_c(x)$ имеет максимум при некотором значении молярной концентрации \tilde{x} . Целью данной работы является изучение поведения изобарной теплоемкости $C_{P,x}$ при условии,

что концентрация смеси равна \tilde{x} , или, другими словами, при условии $\frac{dP_c}{dx} = 0$.

Авторский подход, позволяющий получать аналитические выражения для различных термодинамических величин, основан на флуктуационной теории фазовых переходов в жидкостях (теории скейлинга) [2] и на использовании концепции изоморфизма критических явлений в околкритических смесях [3, 4]. В качестве плотности термодинамического потенциала выбирается давление P , зависящее

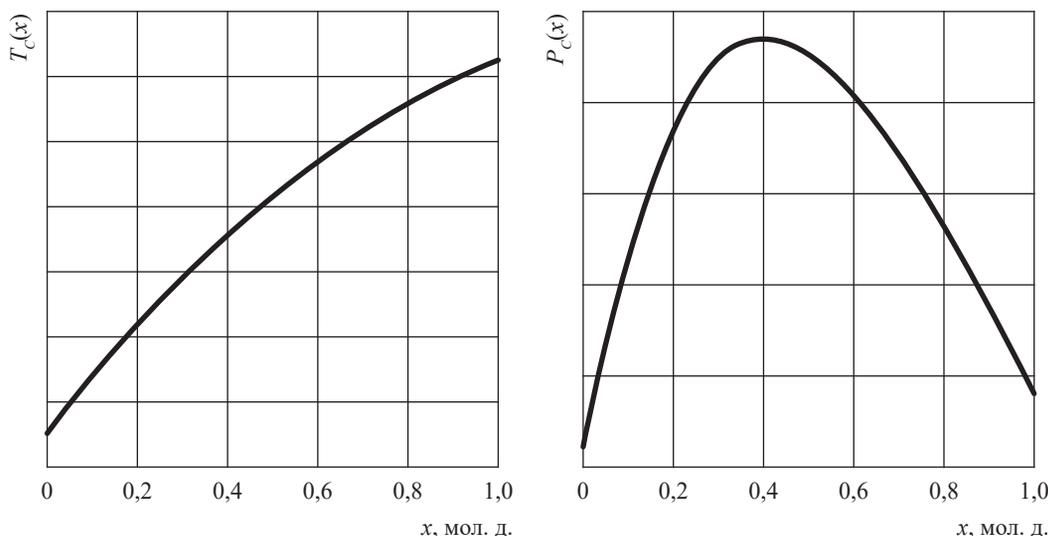


Рис. 1. Линии критических точек температуры $T_c(x)$ и давления $P_c(x)$ в бинарной смеси

от температуры T и химических потенциалов μ_1, μ_2 1-го и 2-го компонентов смеси соответственно [4]. Соотношение Гиббса – Дюгема для бинарной смеси принимает вид:

$$dP = s dT + \rho(1-x)d\mu_1 + \rho_2 d\mu_2, \tag{1}$$

где s – энтропия единицы объема; ρ и $\rho_2 = \rho x$ – молярные плотности смеси и 2-го компонента соответственно. Вводя для удобства разность химических потенциалов компонент $\mu = \mu_2 - \mu_1$, имеем:

$$dP = s dT + \rho d\mu_1 + \rho_2 d\mu. \tag{2}$$

Из этого соотношения следует, что обе плотности являются первыми производными от давления по соответствующим химическим потенциалам.

В соответствии с концепцией универсальности критических явлений представляем плотность термодинамического потенциала в виде суммы универсальной сингулярной части $P_s(h_1, h_2)$, зависящей только от двух масштабных полей (англ. scaling fields) h_1 и h_2 , и неуниверсальной регулярной части $P_r(T, \mu_1, \mu)$, которую можно раскладывать в ряд по отклонениям термодинамических переменных от их значений в критической точке смеси. Два поля h_1 и h_2 представляют собой линейные комбинации отклонений температуры и химических потенциалов компонент от их значений в критической точке «жидкость – газ»:

$$\begin{aligned} h_1 &\approx \Delta\tilde{\mu}_1 + h_{1\tau}\tau + h_{12}\Delta\tilde{\mu}; \\ h_2 &\approx \tau + h_{21}\Delta\tilde{\mu}_1 + h_{22}\Delta\tilde{\mu}. \end{aligned} \tag{3}$$

$$\text{Здесь } \Delta\tilde{\mu}_1 = \frac{\mu_1 - \mu_{1c}}{RT_c}, \quad \tau = \frac{T}{T_c} - 1 \quad \text{и} \quad \Delta\tilde{\mu} = \frac{\mu - \mu_c}{RT_c}.$$

Параметры h_j и $h_{1\tau}$ есть так называемые коэффициенты перемешивания термодинамических полей [2, 3], а R – универсальная газовая постоянная. В рамках теории скейлинга безразмерная универсальная сингулярная

$$\text{часть давления } \tilde{P}_s(h_1, h_2) = \frac{P_s(h_1, h_2)}{\rho_c(x)RT_c(x)}$$

ном приближении (без учета неасимптотических поправок) может быть записана как $\tilde{P}_s(h_1, h_2) = |h_2|^{2-\alpha} f(z)$. Здесь $f(z)$ – некоторая функция масштабно-инвариантного аргумента

$$z = \frac{|h_1|}{|h_2|^{\beta+\gamma}},$$

а α, β и γ – универсальные критические индексы. (Индекс r обозначает регулярную часть.) Таким образом, имеем:

$$P = \rho_c RT_c |h_2|^{2-\alpha} f(z) + P_r(T, \mu_1, \mu). \tag{4}$$

Универсальные критические индексы одинаковы для всех флюидов в окрестности их критических точек. Значения индексов были вычислены теоретически в рамках предположения, что жидкости относятся к классу универсальности 3D-модели Изинга, и найдены экспериментально [5]. В результате установлено, что $\alpha \approx 0,11, \beta \approx 0,235$ и $\gamma = 2 - 2\beta - \alpha \approx 1,24$. Теперь необходимо ввести две скейлинговские плотности, которые являются первыми производными от $\tilde{P}_s(h_1, h_2)$ по полям h_1 и h_2 ,

т.е. $\varphi_1(h_1, h_2) = \left(\frac{\partial P_s}{\partial h_1} \right)$, а величина $\varphi_2(h_1, h_2) = \left(\frac{\partial P_s}{\partial h_2} \right)$. В двухфазной области $h_1 = 0$, тогда φ_1 и φ_2 зависят только от переменной h_2 , причем h_2 в двухфазной области отрицательно, а плотность φ_1 является двузначной величиной.

В соответствии с концепцией изоморфизма критических явлений [3, 4, 6] поля h_1 и h_2 можно записать в эквивалентном виде:

$$\begin{aligned} h_1 &= \Delta \tilde{\mu}_1(\mu) + h_{1\tau} \tau(\mu); \\ h_2 &= \tau(\mu) + h_{21} \Delta \tilde{\mu}_1(\mu). \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь $\Delta \tilde{\mu}_1(\mu) = \frac{\mu_1 - \mu_{1c}(\mu)}{RT_c(\mu)}$ и $\tau(\mu) = \frac{T}{T_c(\mu)} - 1$, а переменная μ выступает в роли так называемого скрытого поля [3, 4]. Раскладывая критические параметры в окрестности точки $\mu = \mu_c$, получим для коэффициентов h_{12} и h_{22} следующие выражения:

$$\begin{aligned} h_{12} &\approx -\frac{d\mu_{1c}}{d\mu} - h_{1\tau} R \frac{dT_c}{d\mu}, \\ h_{22} &\approx -h_{21} \frac{d\mu_{1c}}{d\mu} - R \frac{dT_c}{d\mu}. \end{aligned} \quad (6)$$

Тогда комбинация коэффициентов ($h_{22} - h_{12}h_{21}$) сводится [6] к следующему:

$$h_{22} - h_{12}h_{21} = -(1 - h_{21}h_{1\tau}) R \left(\frac{dT_c}{d\mu} \right),$$

а комбинации $h_{12} - x$ и $h_{22} - xh_{21}$ равны соответственно:

$$\begin{aligned} K_1(x) &= h_{12} - x = (S_c - h_{1\tau}R) \frac{dT_c}{d\mu} - \frac{1}{\rho_c} \frac{dP_c}{d\mu} = \frac{1}{\rho_c} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{h_1=0}^c \frac{dT_c}{d\mu} - \frac{dP_c}{d\mu} \right] = \\ &= \frac{1}{\rho_c R} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{h_1=0}^c - \frac{dP_c}{dT_c} \right] \frac{dT_c}{d\mu} R = K_0 \frac{dT_c}{d\mu} R, \end{aligned} \quad (7)$$

$$h_{22} - xh_{21} = -(1 - h_{21}h_{1\tau}) R \frac{dT_c}{d\mu} + h_{21}K_1(x) \approx -R \frac{dT_c}{d\mu} (1 - h_{21}K_0(x)). \quad (8)$$

Здесь был введен параметр $\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{h_1=0}^c = \rho_c (S_c - h_{1\tau}R)$ [2].

Изобарную теплоемкость, Дж/(моль·К), в однофазной области можно приближенно представить в виде:

$$\begin{aligned} C_{P,x} &= T \left(\frac{\partial S}{\partial T} \right)_{x,P} \approx \frac{T_c}{\rho_c} \left[\left(\frac{\partial s}{\partial T} \right)_{x,P} - S_c \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_{x,P} \right] = \\ &= \frac{T_c}{\rho_c} \left[\frac{\partial(s, x, P)}{\partial(T, \mu, \mu_1)} - S_c \frac{\partial(\rho, x, P)}{\partial(T, \mu, \mu_1)} \right] \frac{\partial(\mu, \mu_1)}{\partial(x, P)} \Big|_T, \end{aligned} \quad (9)$$

$$\text{где } \left(\frac{\partial x}{\partial T} \right)_{\mu, \mu_1} = \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_{\mu, \mu_1} = \frac{1}{\rho_c} \left[\left(\frac{\partial \rho_2}{\partial T} \right)_{\mu, \mu_1} - x \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_{\mu, \mu_1} \right].$$

Аналогичным образом преобразуются производные $\left(\frac{\partial x}{\partial \mu} \right)_{T, \mu_1}$ и $\left(\frac{\partial x}{\partial \mu_1} \right)_{T, \mu}$. В якобианах стоят только «правильные» вторые производные от термодинамического потенциала. Всего их девять: три плотности ρ , ρ_2 , s , и от каждой берутся производные по T , μ_1 , μ , например:

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu} = \frac{P_c}{RT_c}(\chi_1 + 2h_{21}\chi_{12} + h_{21}^2\chi_2) + \left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}^r. \quad (10)$$

Здесь $\left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}^r$ обозначает регулярную часть $\left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}$. Остальные производные приведены в Приложении I, причем $\left(\frac{\partial \rho_2}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu} = \left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu}\right)_{T,\mu}$. В выражении (10) появились три величины, три универсальных восприимчивости, ведущие себя сингулярным образом в окрестности критической точки. Сильно расходящаяся восприимчивость $\chi_1 = \left(\frac{\partial^2 \tilde{P}_s}{\partial h_1^2}\right)_{h_2} \propto h_2^{-\gamma}$, слабо расходящаяся $\chi_2 = \left(\frac{\partial^2 \tilde{P}_s}{\partial h_2^2}\right)_{h_1} \propto h_2^{-\alpha}$ и перекрестная восприимчивость $\chi_{12} = \chi_{21} = \left(\frac{\partial^2 \tilde{P}_s}{\partial h_1 \partial h_2}\right) \propto h_2^{\beta-1}$. После подстановки всех необходимых величин в определение (9) и приведения подобных членов приходим к следующему выражению для теплоемкости смеси в однофазной области:

$$\frac{T_c}{R} \left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_{P,x}^I = \frac{A(\chi_1\chi_2 - \chi_{12}^2) + A_1\chi_1 + A_{12}\chi_{12} + A_2\chi_2}{(h_{12} - x)^2\chi_1 + 2(h_{12} - x)(h_{22} - h_{21}x)\chi_{12} + (h_{22} - h_{21}x)^2\chi_2 + RT_c \left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{T,P}^r}, \quad (11)$$

где $A = (h_{22} - h_{21}h_{12})(S_c - h_{1\tau}) + (h_{12} - x)(1 - h_{21}h_{1\tau})$.

Используя ранее введенные обозначения, получаем, что знаменатель в выражении (11) равен

$$K_1^2\chi_1 - 2K_1R \frac{dT_c}{d\mu}(1 - h_{21}K_0(x))\chi_{12} + \left[R \frac{dT_c}{d\mu}(1 - h_{21}K_0(x))\right]^2\chi_2 + RT_c \left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{T,P}^r. \quad (12)$$

Коэффициенты A_1 , A_2 и A_{12} представляют собой различные комбинации регулярных частей производных от ρ_r , ρ_{2r} и s_r по переменным T , μ_1 , μ . С учетом явного вида введенных ранее комбинаций коэффициентов амплитуда A у наиболее сильно расходящегося члена $(\chi_1\chi_2 - \chi_{12}^2)$ сводится к простому виду:

$$A = (1 - h_{21}h_{1\tau}) \frac{1}{\rho_c} \frac{dP_c}{d\mu} \approx \frac{1}{\rho_c} \left(\frac{dP_c}{dx}\right) \frac{dx}{d\mu}. \quad (13)$$

(Несущественный нормировочный множитель $(1 - h_{21}h_{1\tau})$ в дальнейшем будет опущен.) Таким образом, если концентрация смеси \tilde{x} такова, что критическое давление в смеси $P_c(\tilde{x})$ соответствует максимуму критического локуса $P_c(x)$, то амплитуда A обращается в ноль, а это, в свою очередь, означает, что изобарная теплоемкость в критической точке такой бинарной смеси становится конечной величиной, а именно $\frac{C_{P,x}^I}{R} = \frac{A_1}{K_1^2(\tilde{x})}$.

В двухфазной области поля $h_1 = 0$ мы имеем две фазы – жидкость, газ – с мольными плотностями ρ_L , ρ_G и мольными плотностями 2-го компонента ρ_{2L} и ρ_{2G} . Поскольку средняя концентрация смеси x фиксирована, можно написать:

$$x = \frac{v_G\rho_{2G} + v_L\rho_{2L}}{v_G\rho_G + v_L\rho_L} = \frac{(\rho_L - \rho)\rho_{2G} + (\rho - \rho_G)\rho_{2L}}{(\rho_L - \rho)\rho_G + (\rho - \rho_G)\rho_L}. \quad (14)$$

Выражая из последнего соотношения среднюю плотность системы, получаем:

$$\rho^II = \frac{\rho_L\rho_{2G} - \rho_G\rho_{2L}}{x(\rho_L - \rho_G) - (\rho_{2L} - \rho_{2G})}. \quad (15)$$

Подставим в формулу (15) плотности фаз и плотности 2-го компонента в фазах $\rho_{L,G} = \rho_c(\pm|\varphi_1(h_2)| + h_{21}\varphi_2(h_2)) + \rho_r(h_2, \tau)$ и $\rho_{2L,G} = \rho_c(\pm h_{12}|\varphi_1(h_2)| + h_{22}\varphi_2(h_2)) + \rho_{2r}(h_2, \tau)$, тогда, учитывая введенные ранее обозначения, имеем:

$$\rho'' = \frac{1}{K_1(x)} \left[\rho_c R \frac{dT_c}{d\mu} \varphi_2(h_2) + h_{12} \rho_r(h_2, \tau) - \rho_{2r}(h_2, \tau) \right].$$

Теперь подставим в это выражение регулярные части ρ_r и ρ_{2r} , которые в двухфазной области можно представить в виде:

$$\begin{aligned} \rho_r &\approx \rho_c(x)(1 + K_3 \Delta \hat{\mu} + d_1 h_2) = \rho_c(x) \left[1 + \frac{K_3}{K_2} (\tau(x) - h_2) + d_1(x) h_2 \right], \\ \rho_{2r} &\approx \rho_c(x)(x + x K_3 \Delta \hat{\mu} + \Delta \hat{\mu} + d_2(x) h_2), \\ \Delta \hat{\mu} &= \left(\frac{dx}{d\tilde{\mu}} \right) \Delta \tilde{\mu}. \end{aligned} \quad (16)$$

Тогда окончательно получим:

$$\rho'' = \rho_c(x) \left[1 + \frac{1}{K_0} \varphi_2(h_2) - \left(\frac{1 - K_1 K_3}{K_1 K_2} \right) \tau(x) + \frac{d_{22}(x)}{K_1 K_2} h_2 \right], \quad (17)$$

$$K_2 = \frac{1}{T_c} \frac{dT_c}{dx},$$

$$K_3 = \frac{1}{\rho_c} \frac{d\rho_c}{dx},$$

$$D(x) = d_2(x) - x d_1(x),$$

$$d_{22}(x) = 1 - K_1 K_3 - K_2 D(x) + K_1 K_2 d_1(x).$$

Для давления в линейном приближении (сингулярную часть $P_s(h_2) \sim h_2^{2-\alpha}$ не учитываем) можно написать:

$$\begin{aligned} P &\approx P_c(x) + \rho_c S_c \Delta T + \rho_c \Delta \mu + \rho_c x \Delta \mu = P_c(x) + \rho_c S_c T_c \tau(x) + \rho_c R T_c (\Delta \tilde{\mu}_1 + x \Delta \tilde{\mu}) = \\ &= P_c + \rho_c S_c T_c \tau(x) + \frac{\rho_c R T_c}{h_{22} - h_{12} h_{21}} [(h_{12} - h_{22} h_{1\tau} - x(1 - h_{21} h_{1\tau})) \tau - (h_{12} - x) h_2]. \end{aligned} \quad (18)$$

Несущественный множитель $(1 - h_{21} h_{1\tau})$ можно опустить, тогда давление в двухфазной области есть

$$\Delta \tilde{P}(h_1, h_2, \tau) = \frac{P - P_c(x)}{\rho_c R T_c} = \frac{1}{\rho_c R} \frac{dP_c}{dT_c} \tau(x) + K_0(x) h_2. \quad (19)$$

Поскольку нас интересуют изобары, дифференциал $d\Delta \tilde{P}(h_1, h_2, \tau(h_1, h_2)) = 0$, т.е.

$$d\Delta \tilde{P} = \frac{1}{\rho_c R} \frac{dP_c}{dT_c} d\tau(x) + K_0 dh_2 = 0 \Rightarrow dh_2 = - \frac{\frac{dP_c}{dT_c}}{\rho_c R K_0(x)} d\tau(x). \quad (20)$$

Найдем изобарную теплоемкость $C_{P,x}$ в двухфазной области. Представим регулярную часть $s_r(\Delta \tilde{\mu}_1, \Delta \tilde{\mu}, \tau)$ в «изоморфном» виде:

$$\begin{aligned} s_r &= s_c(\tilde{\mu}) + \left(\frac{\partial s_r}{\partial \tilde{\mu}_1} \right)^c \Delta \tilde{\mu}_1(\tilde{\mu}) + \left(\frac{\partial s_r}{\partial \tau} \right)^c \tau(\tilde{\mu}) = \\ &= s_c(x) + \frac{ds_c}{d\tilde{\mu}} \Delta \tilde{\mu} + \left(\frac{\partial s_r}{\partial \tilde{\mu}_1} \right)^c \frac{h_1 - h_{1\tau} h_2}{1 - h_{21} h_{1\tau}} + \left(\frac{\partial s_r}{\partial \tau} \right)^c \frac{h_2 - h_{21} h_{1\tau}}{1 - h_{21} h_{1\tau}}. \end{aligned} \quad (21)$$

Несущественный множитель $(1 - h_{21} h_{1\tau})$ можно опустить. Поскольку для $\Delta \tilde{\mu}$ можно приближенно

написать $\left(\frac{dx}{d\tilde{\mu}} \right) \Delta \tilde{\mu} \approx \frac{\tau(x) - h_2 + h_{21} h_{1\tau}}{K_2}$, то при $h_1 = 0$ получаем:

$$s_r \approx \rho_c(x) S_c(x) + \frac{1}{K_2} \frac{ds_c}{dx} \tau(x) + \left[s_2 - \frac{1}{K_2} \frac{ds_c}{dx} \right] h_2, \quad (22)$$

где $s_2 = \left(\frac{\partial s_r}{\partial \tau}\right)^c - h_{1\tau} \left(\frac{\partial s_r}{\partial \mu_1}\right)^c$. В двухфазной области энтропия $s^{\text{II}} = s_L v_L + s_G v_G$, где энтропии единицы объема жидкой фазы s_L и единицы объема газовой фазы s_G равны $s_{L,G} = \rho_c R (\varphi_2(h_2) \pm h_{1\tau} |\varphi_1(h_2)|) + s_r(h_2, \tau(x))$. Регулярная часть энтропии s_r определяется выражением (21). Подстановка $s_{L,G}$ в определение s^{II} дает:

$$s^{\text{II}} = s_L \frac{\rho^{\text{II}} - \rho_G}{\rho_L - \rho_G} + s_G \frac{\rho_L - \rho^{\text{II}}}{\rho_L - \rho_G} \approx \rho_c R \varphi_2(h_2) + s_r(h_2, \tau) + h_{1\tau} R (\rho^{\text{II}} - \rho_r(h_2, \tau)), \tag{23}$$

где $\rho^{\text{II}} - \rho_r = \rho_c \left[\frac{1}{K_0} \varphi_2(h_2) - \frac{\tau(x)}{K_1 K_2} + \frac{1}{K_1 K_2} (1 - K_2 D(x)) h_2 \right]$. (24)

Для энтропии смеси в двухфазной области в главном порядке можно написать $S^{\text{II}} \approx \frac{s^{\text{II}} - S_c \rho^{\text{II}}}{\rho_c}$.

Подставляя s^{II} и ρ^{II} в это соотношение, мы приходим к следующему выражению:

$$\frac{1}{R} S^{\text{II}} = - \frac{\frac{dP_c}{dT_c}}{\rho_c R K_0} \varphi_2(h_2) + B_1(x) \tau(x) + B_2(x) h_2. \tag{25}$$

Параметры $B_1(x)$ и $B_2(x)$ в этом соотношении равны:

$$\begin{aligned} B_1(x) &= \frac{1}{\rho_c R K_2} \left[\frac{1}{K_1} \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c + \frac{d}{dx} \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c \right], \\ B_2(x) &= B_{20}(x) - B_1(x), \\ B_{20}(x) &= \frac{1}{\rho_c R} \left(s_2 - \left[\frac{D(x)}{K_1} - d_1(x) \right] \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c \right), \end{aligned} \tag{26}$$

где величину $\frac{d\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c}{dx}$ нужно понимать как $\frac{d(S_c - h_{1\tau} R)}{dx}$. Принимая во внимание соотношение (20), получаем

$$\frac{1}{R} C_{P,x}^{\text{II}} \approx \frac{1}{R} \left(\frac{\partial S}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} = \left(\frac{\frac{dP_c}{dT_c}}{\rho_c R K_0} \right)^2 \chi_2(h_2) + \frac{1}{\rho_c R K_0} \left(\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c B_1(x) - \frac{dP_c}{dT_c} B_{20}(x) \right). \tag{27}$$

Таким образом, изобарная теплоемкость в двухфазной области в общем случае расходится в окрестности критической точки как $|h_2|^{-\alpha}$, однако, если $\frac{dP_c}{dT_c} = 0$, то теплоемкость в рамках главного приближения постоянна, т.е. $C_{P,x}^{\text{II}} = B_1(\tilde{x})$. Для того чтобы понять, какого порядка будут поправки к главному приближению, нужно принять во внимание, что, на самом деле, $S^{\text{II}} = \frac{s^{\text{II}}}{\rho^{\text{II}}}$, следовательно,

$$\left(\frac{\partial S}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} = \left[\rho^{\text{II}} \left(\frac{\partial s}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} - s^{\text{II}} \left(\frac{\partial \rho}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} \right] \frac{1}{(\rho^{\text{II}})^2}.$$

Принимая во внимание формулы (17), (22) и (23), величины ρ^{II} и s^{II} можно представить в виде $\rho^{\text{II}} = \rho_c(x) + \delta\rho^{\text{II}}$ и, соответственно, $s^{\text{II}} = \rho_c S_c + \delta s^{\text{II}}$, причем поправки $\delta\rho^{\text{II}}$ и δs^{II} содержат члены, пропорциональные $\varphi_2 \sim |h_2|^{1-\alpha}$, h_2 и $\tau(x)$. Тогда производную $\left(\frac{\partial S}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}}$ можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial S}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} &\approx \left[\left(\frac{\partial \delta s}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} - S_c \left(\frac{\partial \delta \rho}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} \right] \frac{1}{\rho_c} + \left[\delta \rho^{\text{II}} \left(\frac{\partial \delta s}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} - \delta s^{\text{II}} \left(\frac{\partial \delta \rho}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} \right] \frac{1}{\rho_c^2} - \\ &- 2 \left[\left(\frac{\partial \delta s}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} - S_c \left(\frac{\partial \delta \rho}{\partial \tau}\right)_{P,x}^{\text{II}} \right] \frac{\delta \rho^{\text{II}}}{\rho_c^2}. \end{aligned} \quad (28)$$

Члены в первых квадратных скобках представляют главный порядок. Выражение (28) можно записать более просто:

$$\frac{1}{R} \left(\frac{\partial S}{\partial \tau}\right)_{P,\tilde{x}}^{\text{II}} \approx B_1(\tilde{x}) \left(1 - 2 \frac{\delta \rho^{\text{II}}}{\rho_c}\right) + \left[\delta \rho^{\text{II}} \left(\frac{\partial \delta s}{\partial \tau}\right)_{P,\tilde{x}}^{\text{II}} - \delta s^{\text{II}} \left(\frac{\partial \delta \rho}{\partial \tau}\right)_{P,\tilde{x}}^{\text{II}} \right] \frac{1}{\rho_c^2}. \quad (29)$$

Из этого выражения, казалось бы, следует, что первая поправка к $B_1(\tilde{x})$ должна быть порядка $\varphi_2(h_2)\chi_2(h_2) \sim |h_2|^{1-2\alpha}$, однако простой подстановкой можно убедиться, что все слагаемые такого типа в формуле (29) сокращаются. Следующий порядок содержит $\varphi_2 \propto |h_2|^{1-\alpha}$, а также слагаемые типа $h_2\chi_2(h_2) \propto |h_2|^{1-\alpha}$ и $\tau(\tilde{x})\chi_2(h_2) \propto \tau(\tilde{x})|h_2|^{-\alpha}$. Таким образом, можно считать, что теплоемкость в этом приближении будет равна $C_{P,\tilde{x}}^{\text{II}} \approx B_1(\tilde{x}) - C_2(\tilde{x})|h_2|^{1-\alpha}$, где $C_2(\tilde{x})$ есть некоторый параметр.

Как известно, при переходе из двухфазной в однофазную область теплоемкость меняется скачком, однако в самой критической точке этот скачок обращается в ноль. Это позволяет связать параметры A_1 и B_1 , так как $A_1(\tilde{x}) = K_1^2(\tilde{x})B_1(\tilde{x})$, то в итоге имеем:

$$\begin{aligned} A_1 &= \tilde{x}(1-\tilde{x})P_T^2(\tilde{x}) \left(1 + \tilde{x}(1-\tilde{x})K_2(\tilde{x}) \frac{d}{dx} P_T(x) \Big|_{x=\tilde{x}}\right), \\ P_T(\tilde{x}) &= \frac{1}{\rho_c(\tilde{x})R} \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c \Big|_{x=\tilde{x}}. \end{aligned} \quad (30)$$

На рис. 2 показано поведение теплоемкости $C_{P,x}$ в смеси метана и этана для двух составов как в однофазной, так и в двухфазной области, причем одна из концентраций соответствует условию $\frac{dP_c}{dx} = 0$ и равна 0,403 мольных долей этана. Зависимости от концентрации критических параметров $T_c(x)$, $P_c(x)$ и $\rho_c(x)$ взяты из опубликованных материалов [7]. Для параметров $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c$

и $d_1(x)$ приняты линейные правила смешения, например, $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c = \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^{c_1} (1-x) + x \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^{c_2}$, где

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^{c_1} \text{ и } \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^{c_2}$$

есть наклоны кривых сосуществования в P - T -переменных в критических точках чистых компонентов. В системе $C_1 - C_2 \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_{h_1=0}^c \approx 0,144(1-x) + 0,102x$ МПа/К. Аналогичные

выражения могут быть написаны для коэффициентов $d_1(x)$ и $d_2(x)$. Первый из них определяет так называемый линейный диаметр кривой сосуществования в переменных T - p . Для смеси метана и этана было принято $d_1(x) \approx 0,73(1-x) - 0,6x$ и $d_2(x) \approx -0,6x$.

Для построения зависимостей теплоемкости в однофазной области нужен явный вид универсальных восприимчивостей $\chi_1(h_1, h_2)$, $\chi_2(h_1, h_2)$ и $\chi_{12}(h_1, h_2)$. Однако, как известно, в общем случае таких зависимостей в переменных h_1, h_2 нет. Обычно для этой цели используется хорошо известная параметрическая линейная модель [8]. Универсальные восприимчивости, полученные в рамках этой модели, написаны в Приложении II. Если в качестве термодинамического пути, на котором исследуется поведение теплоемкости, выбрать критическую изохору, то в близкой окрестности критической точки смеси в однофазной области можно положить $h_1 = 0$. Это означает, что в этом приближении все универсальные восприимчивости зависят только от h_2 .

Поведение изобарных теплоемкостей в системе $C_1 - C_2$ как функций масштабной переменной h_2 особенно сильно отличается в однофазной области: расходимость на первом графике (см. рис. 2а) исчезает на втором (см. рис. 2б). Изменение поведения теплоемкости в двухфазной

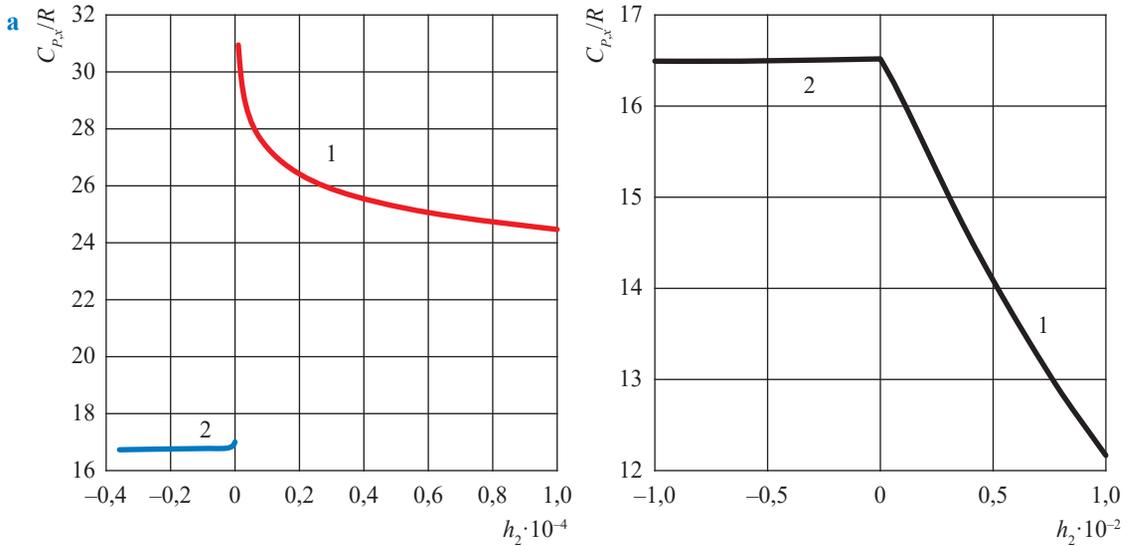


Рис. 2. Поведение $C_{p,x}$ в смеси метана и этана при $x = 0,35$ мол. д. (а) и $\bar{x} = 0,403$ мол. д. (б) в однофазной (1) и двухфазной (2) областях

области в этой системе не так заметно, так как сингулярное поведение в этом случае (см. кривую 2 на рис. 2а) проявляется в очень узкой окрестности критической точки.

В качестве заключения необходимо сказать, что утверждения относительно поведения теплоемкости $C_{p,x}$ нуждаются в экспериментальной проверке. Для этого необходимо выполнить измерения изобарной теплоемкости в нескольких бинарных смесях при концентрациях, соответствующих максимальному значению критического давления $P_c(x)$. Представляется, что наиболее подходящими для этой цели являются бинарные смеси n-алканов, близко расположенных в гомологическом ряду, т.е. таких как метан и этан, этан и пропан, этан и бутан или этан и пентан.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Приложение I

«Изоморфные» производные $\left(\frac{\partial^2 P_s}{\partial \mu_1 \partial \mu}\right)_T$, $\left(\frac{\partial^2 P_s}{\partial \mu_1 \partial T}\right)_\mu$, $\left(\frac{\partial^2 P_s}{\partial \mu_1 \partial T}\right)_\mu$ и т.д., необходимые для вычисления

$C_{p,x}$ в однофазной области по формуле (11):

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial T}\right)_{\mu_1, \mu} = \frac{\rho_c}{T_c} (h_{1\tau} \chi_1 + (1 + h_{1\tau} h_{21}) \chi_{12} + h_{21} \chi_2) + \left(\frac{\partial \rho}{\partial T}\right)_{\mu_1, \mu}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1} = \frac{\rho_c}{RT_c} (h_{12} \chi_1 + (h_{21} h_{12} + h_{22}) \chi_{12} + h_{21} h_{22} \chi_2) + \left(\frac{\partial \rho}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial s}{\partial T}\right)_{\mu_1, \mu} = \frac{\rho_c R}{T_c} (h_{1\tau}^2 \chi_1 + 2h_{1\tau} \chi_{12} + \chi_2) + \left(\frac{\partial s}{\partial T}\right)_{\mu_1, \mu}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial s}{\partial \mu_1}\right)_{T, \mu} = \frac{\rho_c}{T_c} R (\chi_1 + 2h_{21} \chi_{12} + h_{21}^2 \chi_2) + \left(\frac{\partial s}{\partial \mu_1}\right)_{T, \mu}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial s}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1} = \frac{\rho_c}{T_c} (h_{12} h_{1\tau} \chi_1 + (h_{12} + h_{1\tau} h_{22}) \chi_{12} + h_{22} \chi_2) + \left(\frac{\partial s}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial p_2}{\partial T}\right)_{\mu_1, \mu} = \frac{p_c}{T_c} (h_{11} h_{12} \chi_1 + (1 + h_{11} h_{21}) \chi_{12} + h_{21} \chi_2) + \left(\frac{\partial p_2}{\partial T}\right)_{\mu_1, \mu}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial p_2}{\partial \mu_1}\right)_{T, \mu} = \frac{p_c}{RT_c} (h_{12} \chi_1 + (h_{21} h_{12} + h_{22}) \chi_{12} + h_{21} h_{22} \chi_2) + \left(\frac{\partial p_2}{\partial \mu_1}\right)_{T, \mu}^r ;$$

$$\left(\frac{\partial p_2}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1} = \frac{p_c}{RT_c} (\chi_1 + 2h_{21} \chi_{12} + h_{21}^2 \chi_2) + \left(\frac{\partial p_2}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1}^r .$$

При вычислении $\left(\frac{\partial p}{\partial P}\right)_{x, T}$ понадобилась осмотическая сжимаемость $\left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{P, T}$, которую можно

вычислить с помощью соотношения

$$\left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{T, P} = \left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{T, \mu_1} - x \left(\frac{\partial x}{\partial \mu_1}\right)_{T, \mu} ,$$

где $x = \frac{p_2}{p}$. В результате после всех подстановок получается симметричное выражение:

$$RT_c \left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{T, P} = K_1^2 \chi_1 - 2K_1 \left(R \frac{dT_c}{d\mu} + h_{21} K_1\right) \chi_{12} + \left(R \frac{dT_c}{d\mu} + h_{21} K_1\right)^2 \chi_2 + RT_c \left(\frac{\partial x}{\partial \mu}\right)_{T, P}^r .$$

Приложение II

Скейлинговые поля и плотности в рамках линейной модели [8]:

$$h_1 = a r^{\gamma+\beta} \theta (1-\theta^2),$$

$$\varphi_1 = k \theta r^\beta,$$

$$h_2 = r(1-b^2 \theta^2),$$

$$\varphi_2 = L_0 r^{1-\alpha} (S_0 - S_2 \theta^2).$$

Параметры линейной модели

$$b^2 = \frac{\gamma - 2\beta}{\gamma(1-2\beta)},$$

$$k = B_0 (b^2 - 1)^\beta,$$

$$a = \frac{k}{\Gamma_0},$$

$$L_0 = \frac{ak}{2\alpha(1-\alpha)b^4},$$

$$S_0 = \gamma - 2\beta - \alpha \gamma b^2,$$

$$S_2 = (\gamma - 2\beta)(1-\alpha)b^2.$$

Здесь величина B_0 есть амплитуда кривой сосуществования в переменных «температура – плотность», а величина Γ_0 – амплитуда изотермической сжимаемости на критической изохоре в однофазной области.

Универсальные восприимчивости:

$$\chi_1 = \frac{k}{a} \frac{r^{-\gamma}}{\psi(\theta^2)};$$

$$\chi_{12} = -k \gamma \theta \frac{r^{\beta-1}}{\psi(\theta^2)};$$

$$\chi_2 = \frac{a}{k} \left(1 + \frac{1-2\beta+\alpha}{\gamma-1} \theta^2 \right) \frac{r^{-\alpha}}{\psi(\theta^2)};$$

$$\psi(\theta^2) = 1 + \frac{(\gamma-\alpha-1)}{1-2\beta} \theta^2;$$

$$\tilde{\chi}_2 = \chi_2 - \frac{\chi_{12}}{\chi_1} = \frac{a}{k} \frac{\gamma^2(\gamma-1)(1-2\beta)}{2\alpha(\gamma-2\beta)} r^{-\alpha}.$$

Список литературы

1. Rowlinson J.S. Liquids and Liquid Mixtures / J.S. Rowlinson, F.L. Swinton. – Butterworth Scientific, 1982. – 328 с.
2. Паташинский А.З. Флуктуационная теория фазовых переходов / А.З. Паташинский, В.Л. Покровский. – М.: Наука, 1982. – 382 с.
3. Анисимов М.А. Изоморфизм критических явлений / М.А. Анисимов, А.В. Воронель, Е.Е. Городецкий // ЖЭТФ. – 1971. – Т. 111. – С. 1117–11130.
4. Anisimov M.A. A general isomorphism approach to thermodynamic and transport properties of binary fluid mixtures near critical points / M.A. Anisimov, E.E. Gorodetskii, V.D. Kulikov, et al. // Physica A. – 1995. – Т. 220. – С. 227.
5. Sengers J.V. Experimental critical-exponent values for fluids / J.V. Sengers, J.G. Shanks // J. Stat. Phys. – 2009. – Т. 137. – С. 857–877.
6. Городецкий Е.Е. Изоморфное описание двухфазной области околкритических бинарных растворов / Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Федюнина Л.В. и др. // ЖЭТФ. – 1997. – Т. 111. – № 1. – С. 120–126.
7. Rainwater J.C. Vapor-liquid equilibrium and the modified Leung–Griffiths model // Supercritical fluid technology: reviews in modern theory and applications. – Boca Raton: CRC Press, 1991. – Гл. 2. – С. 58–147.
8. Schofield P. Correlation between critical coefficients and critical exponents / P. Schofield, J.D. Litster, J.F. Ho // Phys. Rev. Lett. – 1969. – Т. 23. – С. 1098.

Behavior of isobaric heat capacity in a binary mixture in the vicinity of a special point at phase diagram within the framework of scaling theory

V.D. Kulikov¹*, M.Yu. Belyakov¹

¹ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

* E-mail: kulikov@ogri.ru

Abstract. An analytical expression for isobaric heat capacity $C_{P,x}$ in a binary mixture in one- and in two-regions in the vicinity of liquid-gas critical point has been obtained in the framework of scaling theory and isomorphism principle of critical phenomena. The heat capacity expression contains universal susceptibilities which reveal a singular behavior near the critical point. These values are the second derivatives from the thermodynamic potential which is taken to be the pressure with respect to scaling fields h_1 and h_2 . The fields h_1 и h_2 are the linear combinations of temperature and chemical potentials deviations from their values at a mixture critical point. In general, the isobaric heat capacity diverges at the critical point. However, as it has been shown in the present paper the amplitude of the main term which in fact determines the singular behavior of the heat capacity is proportional to the derivative of the critical pressure $P_c(x)$ with respect to a mixture concentration x . It is well-known that typical critical locus of $P_c(x)$ is a curve which has a maximum at a certain value \tilde{x} . It means that if the mixture concentration is equal to \tilde{x} , the heat capacity $C_{P,x}$ becomes finite. Moreover, it has been shown that in this case the heat capacity of the system in two-phase region appears to be practically constant. Involving the high-order terms results in the appearance of specific peak (cusp) in the close vicinity of the critical point. It is evident that these statements need experimental verification.

Keywords: liquid-gas critical point, scaling theory, binary mixtures, isobaric heat capacity, singular behavior of the heat capacity.

References

1. ROWLINSON, J.S., F.L. SWINTON. *Liquids and liquid mixtures*. London: Butterworth Scientific Publications, 1982.
2. PATASHINSKII, A.Z., V.L. POKROVSKII. *Fluctuation theory of phase transitions*. Pergamon: Oxford, 1979.
3. ANISIMOV, M.A., A.V. VORONEL', E.E. GORODETSKII. Isomorphism of critical phenomena. *Journal of Experimental and Theoretical Physics*, 1971, vol. 33, no. 3, pp. 605–612, ISSN 1063-7761.
4. ANISIMOV, M.A., E.E. GORODETSKII, V.D. KULIKOV, et al. A general isomorphism approach to thermodynamic and transport properties of binary fluid mixtures near critical points. *Physica A*, 1995, vol. 220, pp. 227, ISSN 0378-4371.
5. SENGERS J.V., J.G. SHANKS. Experimental critical-exponent values for fluids. *J. Stat. Phys.*, 2009, vol. 137, pp. 857–877, ISSN 0022-4715.
6. GORODETSKII, E.E., V.D. KULIKOV, L.V. FEDYUNINA. Isomorphic description of the two-phase region of near-critical binary mixtures. *Journal of Experimental and Theoretical Physics*, 1997, vol. 84, no. 4, pp. 66–69, ISSN 1063-7761.
7. RAINWATER, J.C. Vapor-liquid equilibrium and the modified Leung–Griffiths model. In: *Supercritical fluid technology: reviews in modern theory and applications*. Boca Raton: CRC Press, 1991. Chapter 2, pp. 58–147.
8. SCHOFIELD, P., J.D. LITSTER, J.F. HO. Correlation between critical coefficients and critical exponents. *Phys. Rev. Lett.*, 1969, vol. 23, pp. 1098, ISSN 0031-9007.

УДК 622.692.4.076:662.998

Оценка эффективности трубопроводной теплоизоляции в зависимости от степени ее дефектности

Т.И. Казакова

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А
E-mail: t.kazakova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. С каждым годом ПАО «Газпром» все более активно осваивает ресурсные базы территории Крайнего Севера. При разработке новых месторождений обязательно предусматривают сооружение объектов трубопроводной инфраструктуры для транспортировки природного газа.

При проектировании магистральных газопроводов сооружение участков, пролегающих по территории распространения многолетнемерзлых грунтов, как правило, предусматривают в подземном исполнении с условием применения теплоизоляции. Чаще всего применяют кольцевую сегментную теплоизоляцию из экструзионного пенополистирола. Данный материал имеет хорошие теплоизолирующие свойства, однако из-за несовершенств технологии монтажа сегментов и их склонности к продавливанию и смещению при механическом воздействии грунта не удается обеспечить однородности теплоизоляционного покрытия, что, естественно, приводит к снижению фактических показателей эффективности теплоизоляции и увеличению интенсивности теплообмена в системе «магистральный теплоизолированный газопровод – околотрубный грунт».

Целью освещаемого в данной статье исследования является определение фактических показателей эффективности теплоизоляции при различной степени ее дефектности. Для достижения поставленной цели проведен комплекс экспериментального и расчетного моделирования теплового взаимодействия теплоизолированного теплого газопровода и мерзлых околотрубных грунтов при наличии сквозных дефектов теплоизоляции различных размеров. На основании моделирований получены динамические характеристики растепления грунта в изучаемой системе.

В результате статистической обработки экспериментально-расчетных данных выявлена зависимость эффективности теплоизоляционного покрытия из экструзионного пенополистирола от степени его дефектности.

Для обеспечения надежной эксплуатации северных участков магистральных газопроводов, проложенных на территории распространения многолетнемерзлых грунтов, при их проектировании предусматривают различные инженерно-технические решения, в том числе применение трубной теплоизоляции. В настоящее время существует множество теплоизоляционных решений – различных материалов и конструкций [1], однако для магистральных трубопроводов наибольшее применение получила кольцевая сегментная теплоизоляция из экструзионного пенополистирола. Данный материал имеет хорошие теплоизолирующие свойства, однако из-за несовершенств технологии монтажа сегментов и их склонности к продавливанию и смещению при механическом воздействии грунта [2] на практике не удастся обеспечить однородности теплоизоляционного покрытия, что, естественно, приводит к снижению фактических показателей эффективности теплоизоляции и увеличению интенсивности теплообмена в системе «магистральный теплоизолированный газопровод – околотрубный грунт».

Для обеспечения надежной эксплуатации газопроводов необходимо контролировать состояние теплоизоляционных конструкций, а при прогнозных расчетах теплообмена учитывать фактор снижения их эффективности при образовании дефектов. На определение зависимости эффективности трубопроводной теплоизоляции из экструзионного пенополистирола от степени ее дефектности и направлено данное исследование.

Ключевые слова:

газопровод, теплоизоляция, дефектность, эффективность, эксперимент, расчетное моделирование.

Планирование эксперимента

В рамках первого этапа работы предусмотрено выполнение экспериментального определения искомой зависимости.

Основной теплофизической характеристикой материала является теплопроводность. Существуют три основных лабораторных метода определения данной характеристики материала¹. Все методы предполагают использование образцов, находящихся в бездефектном или условно бездефектном (водонасыщенном) состояниях. Дефектные образцы не могут исследоваться напрямую ни одним из вышеперечисленных лабораторных методов. Под поставленную в исследовании задачу может быть адаптирован только третий метод контроля (см. ГОСТ 7076-99), предполагающий проведение измерений в условиях стационарного теплового потока.

Лабораторный стенд по методике ГОСТ 7076-99 состоит из четырех элементов: образец теплоизоляционного покрытия, нагреватель, холодильник и тепломер. Адаптация конструкции лабораторного стенда под решаемую задачу состоит в следующем:

- в качестве «нагревателя» выступает жидкостный теплообменник, через который циркулирует промежуточный теплоноситель с заданной температурой (имитация «теплого» газопровода);
- «холодильником» служит мерзлый грунт;
- объектом исследования являются образцы трубопроводного теплоизоляционного покрытия в бездефектном и дефектном состояниях;
- процесс распространения тепловых потоков от теплообменника в мерзлый грунт контролируется с помощью термоизмерительных датчиков, размещенных в грунте на различных расстояниях от образца.

В эксперименте оценка эффективности теплоизоляции выполняется путем определения динамики оттаивания мерзлого грунта во времени, а в качестве степени

ее дефектности, %, принимаем следующую величину:

$$\omega = \frac{S_{\text{деф}}}{S_{\text{исх.тепл}}} 100 \%,$$

где $S_{\text{деф}}$ – площадь поперечного сечения локального дефекта; $S_{\text{исх.тепл}}$ – площадь поперечного сечения теплоизоляции в исходном состоянии.

Разработан экспериментальный стенд (рис. 1), состоящий из следующих элементов:

- цилиндрического неметаллического тонкостенного корпуса 1 (трубы из поливинилхлорида длиной 650 мм, внешним диаметром 158 мм с толщиной стенки 4,0 мм), наполненного грунтом;
- термометра цифрового многоканального 9 (с возможностью непрерывной регистрации данных) с комплектом термоизмерительных датчиков 7, размещаемых в грунте 3 строго по оси цилиндрического корпуса на расстояниях 15; 65; 115; 165; 215; 265 и 315 мм от стального теплообменника 2;
- стального теплообменника 2, выполненного в виде толстостенного цилиндра диаметром 150 мм, нижнее основание которого имитирует часть внешней поверхности стенки трубы газопровода;
- образцов теплоизоляционного покрытия 6, представляющих собой диски диаметром 150 мм и толщиной 15 мм;
- криостата лабораторного, обеспечивающего непрерывную циркуляцию промежуточного теплоносителя с заданной температурой через внутренний объем теплообменника;
- внешнего теплоизоляционного покрытия корпуса 4 для ограничения теплообмена через боковую поверхность корпуса;
- теплоизоляционных торцевых заглушек 5 корпуса;
- криокамеры для охлаждения грунта до заданной температуры.

Нагрев грунта в пределах локального объема (цилиндрической оболочки) в условиях разработанного стенда обусловлен двумя одновременно протекающими процессами теплового взаимодействия:

- 1) «естественного» теплообмена мерзлого грунта и окружающей среды (воздуха лаборатории) через внешний теплоизоляционный слой и теплоизоляционные торцевые заглушки корпуса;

¹ См.: Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности цилиндрическим зондом: ГОСТ 30256-94.

Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности поверхностным преобразователем: ГОСТ 30290-94.

Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности и термического сопротивления при стационарном тепловом режиме: ГОСТ 7076-99.

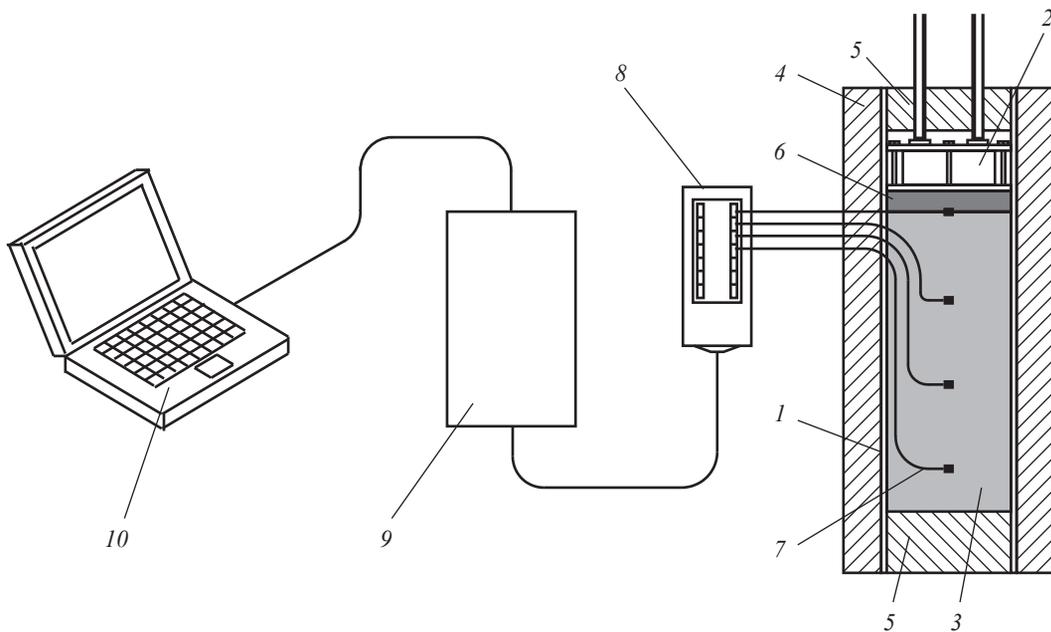


Рис. 1. Схема экспериментального стенда для оценки динамики нагрева мерзлого грунта через локальный дефект теплоизоляции: 8 – коммутационный блок; 10 – персональный компьютер

2) «изучаемого» теплообмена мерзлого грунта и внешней поверхности теплообменника через исследуемый образец теплоизоляционного покрытия.

Таким образом, на исследуемую систему (мерзлый грунт) во время эксперимента воздействуют два независимых фактора.

Первый фактор (воздействие окружающей среды) можно перевести в категорию неизменяемых путем поддержания в лаборатории постоянной температуры воздуха за счет работы системы кондиционирования. *Второй фактор* (воздействие теплообменника через исследуемый образец теплоизоляционного покрытия) является изменяемым и регулируется двумя параметрами: температурой промежуточного теплоносителя теплообменника и типом контакта поверхности теплообменника с мерзлым грунтом. Поскольку в рамках данного эксперимента нас интересует определение уровня снижения теплофизических характеристик теплоизоляции в зависимости от ее дефектности, то температуру промежуточного теплоносителя можно перевести в категорию неизменяемых параметров путем поддержания ее на заданном постоянном уровне, таким образом планируемый эксперимент сведется к однофакторному.

Всего реализуются четыре вариации эксперимента:

- естественный теплообмен (1-я вариация): вся модель охлаждается в криокамере до стабилизации температуры по всем точкам замера до установленных минус 12 °С, а затем осуществляется естественный ее нагрев при неработающем теплообменнике и постоянной температуре воздуха в лаборатории 20 °С;

- изучаемый теплообмен для случаев бездефектного (2-я вариация) и дефектного (3-я вариация: $\omega = 50\%$, диаметр дефекта 106 мм; 4-я вариация: $\omega = 100\%$) состояний образца теплоизоляции: вся модель охлаждается в криокамере до стабилизации температуры, а затем осуществляется естественный ее нагрев при работающем теплообменнике, внутри которого постоянно циркулирует промежуточный теплоноситель с температурой 7 °С.

Длительность каждой вариации эксперимента составляет 30000 с, периодичность опроса системы термодатчиков – через 120 с. Все вариации воспроизводятся по 5 раз, в итоговую ведомость результатов по вариации заносятся средние значения.

Проведение и результаты эксперимента

В экспериментальной части исследования выполнены 20 циклов (четыре вариации по пять воспроизведений) заморозки и оттаивания грунтозаполненной оболочки при различных условиях теплового взаимодействия мерзлого

грунта с теплообменником. Полученные первичные массивы экспериментальных данных обработаны и преобразованы в усредненные массивы (рис. 2 и 3).

На рис. 2а видно, что при естественном теплообмене для модели характерно достаточно равномерное увеличение температуры по всем точкам контроля. При этом на момент окончания эксперимента грунт максимально

нагрелся до температуры минус 1,65 °С в точке максимального удаления от теплообменника.

На основании полученных экспериментальных данных для пяти контрольных точек, наиболее удаленных от теплообменника, определены значения скорости нагрева грунта до температуры минус 4 °С за вычетом влияния естественного растепления (рис. 4). Очевидно, что данная зависимость носит нелинейный характер, для более

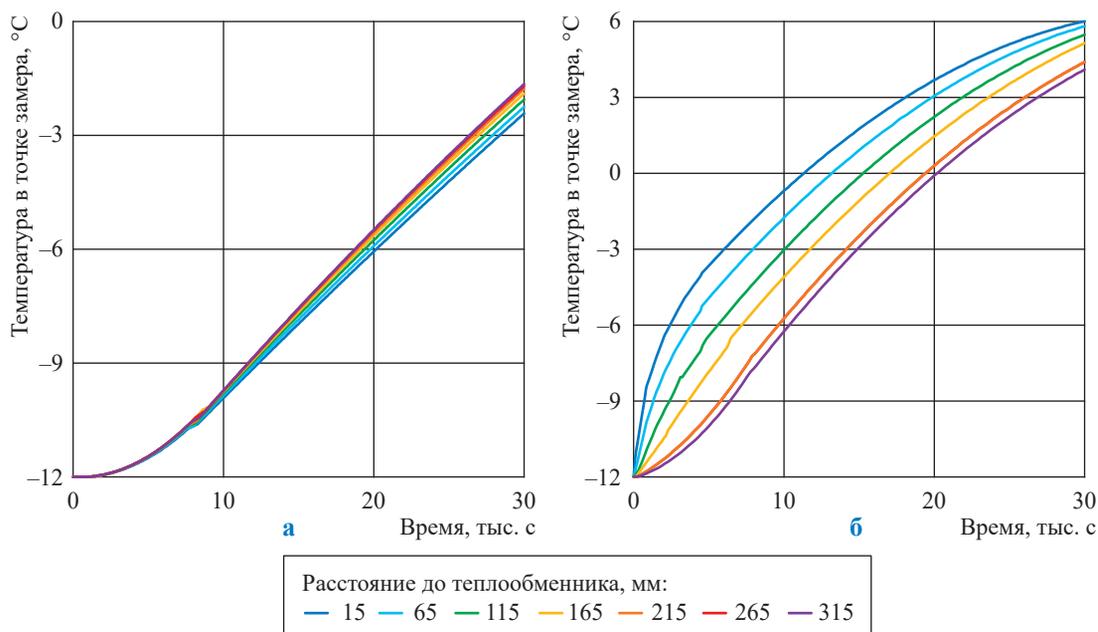


Рис. 2. Результаты контроля динамики температуры для случаев: а – естественного теплообмена; б – изучаемого теплообмена при бездефектной теплоизоляции

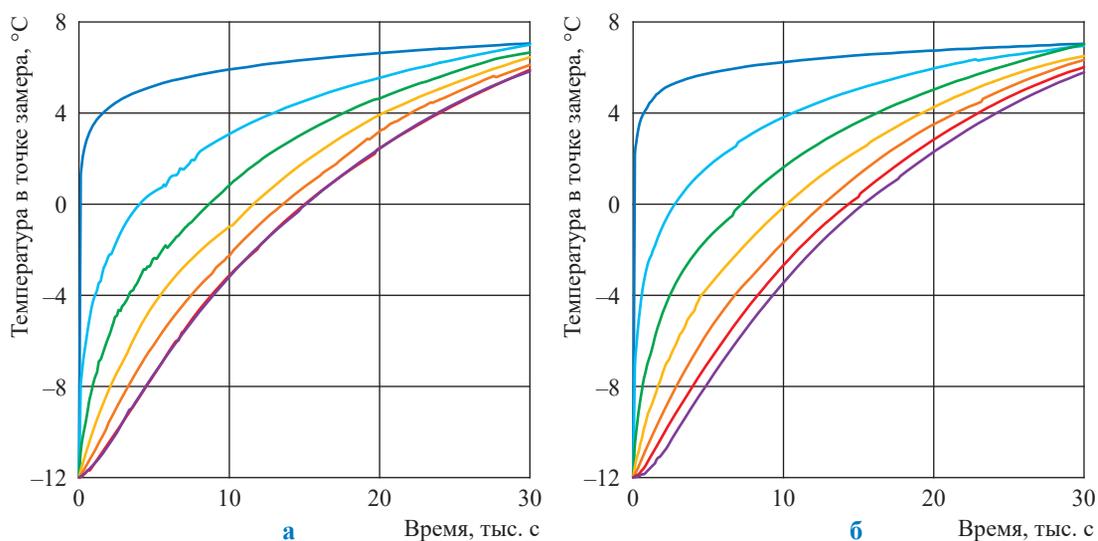


Рис. 3. Результаты контроля динамики температуры для случаев изучаемого теплообмена: ω = 50 % (а); ω = 100 % (б). Здесь и далее на рис. 4, 5 экспликацию см. на рис. 2

детального ее изучения необходимо определить дополнительные промежуточные значения.

В целях экономии трудозатрат принято решение осуществить поиск промежуточных значений с помощью компьютерного моделирования методом конечно-элементного анализа. Для этих целей разработан цифровой двойник экспериментальной системы. Все принятые во время эксперимента условия перенесены

на цифровую модель, в том числе учтен и коэффициент конвективного теплообмена воздуха лаборатории и наружной поверхности модели. Коэффициент определен путем последовательных итераций при воспроизведении естественного теплообмена до достижения сопоставления расчетных результатов с экспериментальными с максимально допустимым отклонением в значениях 2,5 %.

Всего на расчетной модели воспроизведены 12 вариаций:

- естественный теплообмен – для установления граничных условий по внешнему теплообмену;
- изучаемый теплообмен при имитировании дефектов в диапазоне от 0 до 100 % с шагом в 10 %.

Первичные результаты расчетного моделирования обработаны аналогично экспериментальным данным, получена искомая зависимость (рис. 5).

Полученные зависимости описываются полиномами 2-й степени с коэффициентом детерминации $R^2 > 0,99$. Поскольку скорость нагрева

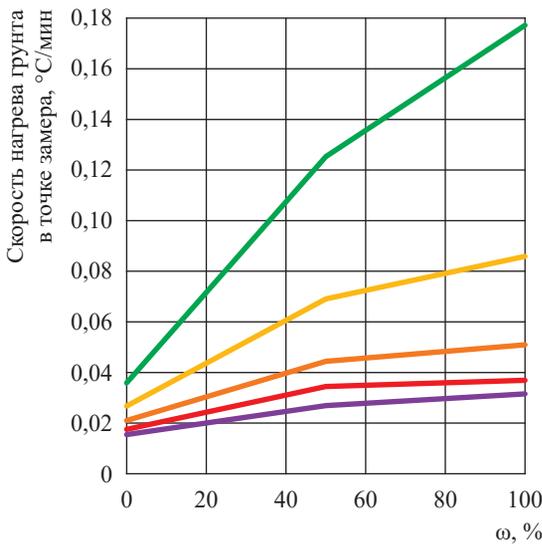


Рис. 4. График зависимости скорости нагрева грунта теплообменником в точке контроля от степени дефектности теплоизоляции

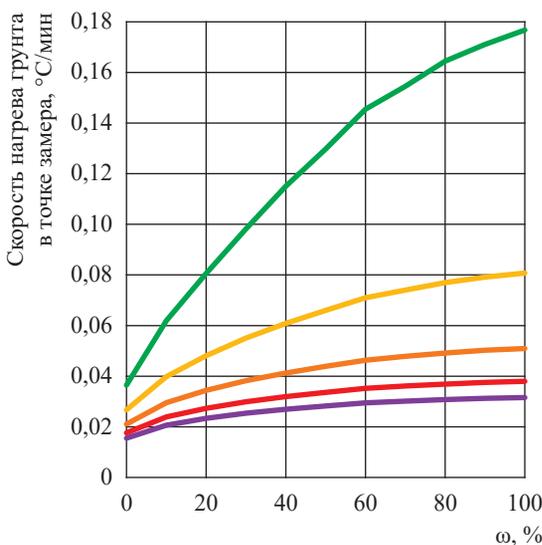


Рис. 5. График зависимости скорости нагрева грунта от степени дефектности теплоизоляции по результатам моделирования

Оценка интервального изменения эффективности теплоизоляции

ω, %	0	$i \in (0; 100)$	100
Скорость нагрева грунта, °С/мин	V_0	V_i	V_{100}
Эффективность теплоизоляции, долей ед.	1	$1 - \frac{V_i - V_0}{V_{100} - V_0}$	0

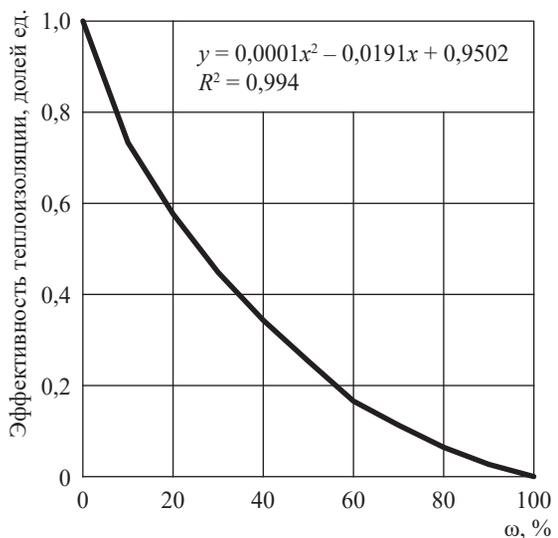


Рис. 6. Зависимость эффективности теплоизоляции от степени ее дефектности

грунта является уникальной для конкретной модели, то полученные в расчете данные преобразуем к универсальному виду и выразим зависимость эффективности теплоизоляции от степени ее дефектности. Условия интервальной оценки представлены в таблице. Результаты интервальной оценки эффективности теплоизоляции от степени ее дефектности представлены на рис. 6.

Таким образом, в ходе исследования оценено изменение эффективности трубопроводной

теплоизоляции из экструзионного пенополистирола при нарушении сплошности конструкции. Даже при незначительных повреждениях до 10 % (например, выпадении одного сегмента) увеличивается интенсивность теплового взаимодействия трубопровода и грунта примерно на 20 %. Таким образом, при выполнении прогнозных расчетов теплообмена газопровода и мерзлых грунтов необходимо учитывать фактор снижения эффективности теплоизоляции в процессе эксплуатации.

Список литературы

1. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 / утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 27.12.2011 № 608. – М.: МГСУ, 2013. – 46 с.
2. Кузьбожев А.С. Совершенствование конструктивных решений по теплоизоляции газопроводов на мерзлых грунтах / А.С. Кузьбожев, Т.И. Работинская, И.В. Шишкин и др. // Вести газовой науки. – 2020. – Спецвыпуск: Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений Европейского Севера России. – С. 67–72.

Evaluation of pipe thermal insulation performance depending on its damage extent

T.I. Kazakova

Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation
E-mail: t.kazakova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Each year, the Gazprom PJSC more and more actively develops the resources at the Far North. Development of the new fields always supposes construction of the pipeline facilities for gas transportation.

When the gas mains pass the permafrost, the correspondent sections are usually built underground and insulated. Mostly, the circular segmental thermal insulation made of the extruded polystyrene foam is used. This material has the good thermal insulating properties, but due to imperfection of a mounting procedure for segments and their inclination towards ramming and displacement against the mechanical impact of the soil, it is impossible to provide the homogeneity of insulation in practice. Naturally, it worsens performance of insulation and intensifies the heat exchange between the trunk gas pipeline and the nearby soil.

The highlighted study was aimed at determining the factual performance indicators for faulty insulation at different extents of deterioration. For this purpose, the complex experimental and prediction modelling of the thermal interaction between a heat-insulated warm gas pipeline having the penetration defects and the permafrost soils was accomplished. It resulted in the dynamic characteristics of soil thawing.

After the statistical processing of the experimental and predicted data, the dependency of the XPS foam insulation performance from its damage was derived.

Keywords: gas pipeline, thermal insulation, imperfection, efficacy, experiment, predicting simulation.

References

1. Code of instructions 61.13330.2012. *Designing of thermal insulation of equipment and pipe lines* [Teplovaya izolyatsiya oborudovaniya i truboprovodov]. Revised edition of SNiP 41-03-2003. Adopted by MINREGIONRAZVITIYA OF RUSSIA on December 27, 2011. Moscow: Moscow University of Civil Engineering, 2013. (Russ.).
2. KUZBOZHEV, A.S., T.I. RABOTINSKAYA, I.V. SHISHKIN, et al. Perfecting design of thermal insulation for gas pipelines in frozen soil [Sovershenstvovaniye konstruktivnykh resheniy po teploizolyatsii gazoprovodov na merzlykh gruntakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*, 2020, spec. is.: Topical questions of complex exploration and development of hydrocarbon fields at the Far North of Europe, pp. 67–72. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 531.789.1:622.691.4.07

Определение крутящего момента при погружении винтовых анкеров и свай

Ю.А. Маянц¹, А.В. Елфимов¹, А.С. Кузьбожев², И.Н. Бирилло^{2*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. При погружении винтовых анкеров и свай в грунт работа крутящего момента в общем виде расходуется на преодоление касательных сил сопротивления грунта по боковой поверхности ствола и лопасти винтового анкера (свай), сил резания грунта лопастью, трения грунта о лопасть, реактивного отпора грунта. В статье проанализированы влияние параметров винтового анкера на значение крутящего момента при погружении анкера в грунт и вклад в значение крутящего момента его составляющих. По результатам проведенного анализа установлено, что с увеличением глубины погружения лопасти в грунт крутящий момент изменяется по линейной зависимости. В статье также приведены результаты исследования взаимосвязи крутящего момента при погружении винтового анкера с его несущей способностью. Обнаружено, что между несущей способностью винтового анкера и крутящим моментом в процессе погружения анкера в грунт существует линейная зависимость. Коэффициент пропорциональности, связывающий несущую способность анкера (свай) с крутящим моментом зависит от диаметра ствола анкера, от диаметра винтовой лопасти и от вида грунта. Взаимосвязь крутящего момента, необходимого для погружения анкера (свай), и прочностных характеристик грунтов позволяет получать дополнительную информацию об инженерно-геологических условиях площадки строительства и может в значительной мере дополнять стандартные методы инженерно-геологических изысканий, особенно при недостаточном количестве последних. Метод определения несущей способности винтового анкера (свай) по значению крутящего момента на стадии его установки больше подходит для производственного контроля на месте работ, чем для офисного проектирования, так как этот метод не может быть применен до установки анкера (свай) в грунт.

Ключевые слова: газопровод, винтовой анкер, крутящий момент, несущая способность, коэффициент пропорциональности.

Анкеры и сваи – это стержневые конструкционные элементы, погружаемые в грунт и обеспечивающие передачу нагрузки от сооружения грунтовому основанию. Как правило, сваи воспринимают сжимающие нагрузки, а анкеры – выдергивающие. Для погружения анкеров и свай в грунтовое основание применяют разные методы, при этом винтовые анкеры и сваи погружаются в грунт методом завинчивания, когда к стволу анкера (свай) прикладываются крутящий момент и осевая нагрузка. Оценка взаимосвязи крутящего момента и несущей способности винтовых анкеров и свай является актуальной научно-технической задачей.

Расчетные положения

При погружении винтовых анкеров и свай в грунт работа крутящего момента $M_{кр}$, Н·м, в общем виде согласно Р 462-82¹ расходуется на преодоление касательных сил сопротивления грунта по боковой поверхности ствола и лопасти винтового анкера (свай), сил резания грунта лопастью, трения грунта о лопасть, реактивного отпора грунта, т.е.

$$M_{кр} = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 + M_5, \quad (1)$$

¹ Рекомендации по определению крутящего момента и осевого усилия при погружении винтовых свай в грунты: Р 462-82. – М.: ВНИИСТ, 1983. – 49 с.

где M_1 – момент, возникающий от сопротивления касательных сил сцепления грунта по боковой поверхности ствола винтового анкера (сваи); M_2 – момент, возникающий от сопротивления сил реактивного отпора грунта; M_3 – момент, возникающий от сопротивления сил резания (прорезки) грунта лопастью; M_4 – момент, возникающий от сопротивления сил трения грунта о лопасть; M_5 – момент, возникающий от сопротивления касательных сил сцепления грунта по поверхности лопасти винтового анкера (сваи).

Значения крутящих моментов $M_1 \dots M_5$ могут быть определены по следующим зависимостям:

$$M_1 = 2\pi r_c^2 \sum_{i=1}^n \tau_i h_i, \quad (2)$$

где r_c – радиус ствола анкера (сваи), м; τ_i – касательные силы сопротивления грунта по боковой поверхности винтового анкера (сваи) для i -го слоя грунта от дневной поверхности, Па; h_i – толщина i -го слоя грунта от дневной поверхности, м; n – количество слоев грунта, в которые погружается анкер (свая);

$$M_2 = \frac{T-P}{\pi R_n} a \left[\frac{R_n^3 - r_c^3}{3(R_n^2 - r_c^2)} + \frac{r_c}{2} \right], \quad (3)$$

где $T = \pi r_c^2 \sigma_{\text{кpi}} + 2\pi r_c \sum_{i=1}^n \tau_i h_i$ – расчетное усилие

отпора грунта, Н (здесь $\sigma_{\text{кpi}}$ – нормальное удельное давление грунта под нижним торцом винтового анкера (сваи) для i -го слоя грунта, Па); P – фактическое осевое усилие, Н; a – шаг винта лопасти; R_n – радиус винтовой лопасти, м;

$$M_3 = 0,5Q(R_n + r_c), \quad (4)$$

где $Q = C \cdot h^{1,35} (1 + 0,1S) \left(1 + \frac{\gamma - 90}{180} \right) \beta_0$ – усилие резания талого грунта винтовой лопастью, Н (здесь: C – число ударов динамического твердомера (ударника) ДорНИИ, характеризующее плотность грунта; $h = R_n - r_c$ – глубина резания грунта, м; S – толщина винтовой лопасти у ствола анкера (сваи), м; γ – угол резания (заострения винтовой лопасти в плане) грунта лопастью, градусов; β_0 – коэффициент, учитывающий влияние угла заострения лопасти на усилие резания);

$$M_4 = \frac{2f(T-P)}{\cos \alpha (\cos \alpha + f \sin \alpha)} \left[\frac{R_n^3 - r_c^3}{3(R_n^2 - r_c^2)} + \frac{r_c}{2} \right], \quad (5)$$

где f – коэффициент трения грунта об анкер (свая); $\alpha = \arctg \frac{a}{2\pi R_n}$ – угол подъема витков

лопасти на боковой поверхности анкера (сваи), градусов;

$$M_5 = \frac{4\pi \tau_i}{\cos \beta} (R_n^2 - r_c^2) \left[\frac{R_n^3 - r_c^3}{3(R_n^2 - r_c^2)} + \frac{r_c}{2} \right], \quad (6)$$

где β – угол наклона плоскости винта к горизонтали, градусов.

Следует отметить, что крутящие моменты, необходимые для погружения винтовых анкеров и свай, достигают максимального значения не только на большой глубине погружения анкера (сваи), но и во многих случаях при прохождении лопастью анкера (сваи) наиболее плотного и прочного грунта. Поэтому расчет рекомендуется вести на самые плотные грунты, которые могут быть встречены анкером (свай).

Влияние параметров анкера на крутящий момент

Для анализа влияния параметров винтового анкера на значение крутящего момента при погружении анкера в грунт выполнена серия расчетов, в которых определялись значения $M_{\text{кр}}$ и его составляющих M_1, M_2, M_3, M_4, M_5 . В расчетах были приняты следующие исходные данные:

- по всей глубине погружения анкера грунт представлен суглинком тугопластичным, который характеризуется 13 ударами ударника ДорНИИ;
- нормальное удельное давление грунта под нижним торцом винтового анкера $\sigma_{\text{кpi}} = 1350$ кПа;
- касательные силы сопротивления грунта по боковой поверхности анкера $\tau = 26$ кПа;
- коэффициент трения грунта об анкер $f = 0,4$;
- прикладываемое усилие P составляет 15 % от реактивного отпора грунта T ;
- шаг винта лопасти равен 30 % от ее диаметра;
- диаметр d винтовой лопасти принимает значения 100; 200; 300; 400 и 500 мм;
- диаметр d_c ствола анкера принимает значения 40; 60; 90; 120 и 150 мм;
- анкер погружается на глубины $5d; 6d; 7d; 8d; 9d$ и $10d$.

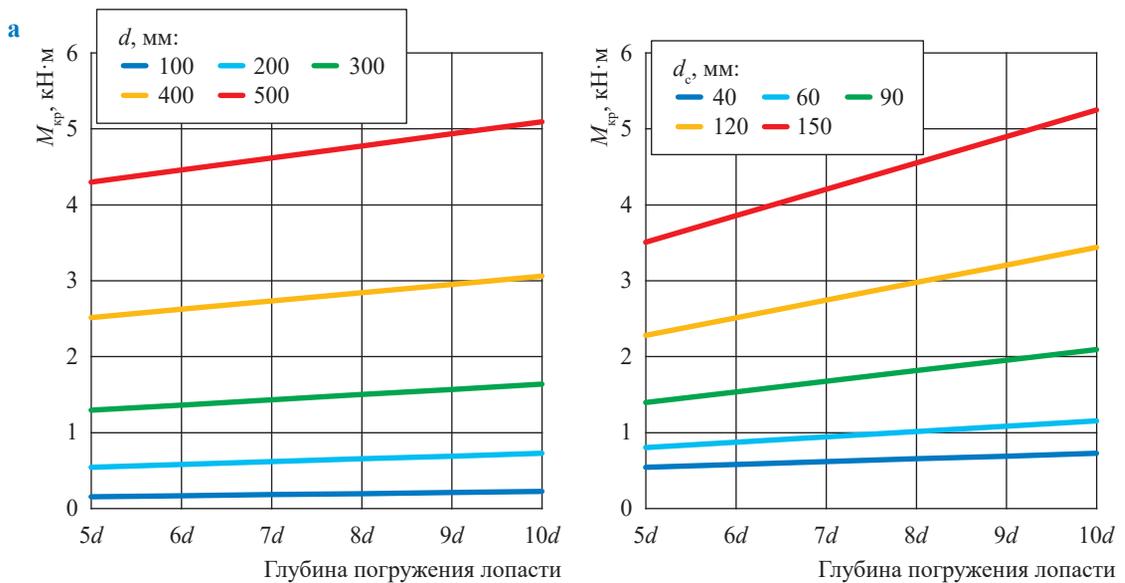


Рис. 1. Изменение крутящего момента в зависимости от глубины погружения винтового анкера в грунт: а – при разных диаметрах лопасти анкера и $d_c = 40$ мм; б – при разных диаметрах ствола анкера и $d = 200$ мм

В общей сложности выполнены 138 расчетов. Характерные результаты расчетов показаны в виде диаграмм и графиков на рис. 1 и 2.

Анализ полученных данных показывает следующее. С увеличением глубины погружения винтового анкера в грунт крутящий момент возрастает линейно. При этом более значительное увеличение $M_{кр}$ наблюдается у анкеров, оснащенных лопастями и стволами большего диаметра. Например, каждый метр заглубления анкера со стволом 40 мм увеличивает $M_{кр}$ на 142 Н·м при $d = 100$ мм и на 318 Н·м при $d = 500$ мм, а при $d = 300$ мм каждый метр его заглубления обеспечивает увеличение крутящего момента на 229 Н·м при $d_c = 40$ мм и на 1885 Н·м при $d_c = 150$ мм.

Два слагаемых крутящего момента $M_{кр}$ в формуле (1), а именно M_3 и M_5 , в однотипных грунтовых условиях имеют постоянные значения для каждой конструкции анкера и не зависят от глубины его погружения в грунт. При этом с увеличением глубины погружения анкера в грунт вклад значений M_3 и M_5 в общее значение крутящего момента уменьшается. Например, при заглублении однолопастного винтового анкера с лопастью диаметром 200 мм и стволом диаметром 40 мм в рассматриваемый грунт значения крутящих моментов M_3 и M_5 составляют соответственно 157 и 139 Н·м для всех глубин погружения анкера в грунт, а вклад значений M_3 и M_5 в общее

значение крутящего момента изменяется соответственно с 28,9 и 25,7 % при погружении анкера на глубину $5d$ до 21,6 и 19,1 % при погружении анкера на глубину $10d$ (см. рис. 2а).

С увеличением d по отношению к d_c , т.е. с увеличением соотношения d/d_c , вклад значений M_1 , M_2 и M_4 в общее значение $M_{кр}$ уменьшается, а значений M_3 и M_5 – возрастает. Следует отметить, что при $d/d_c < 3,0$ основной вклад в общее значение $M_{кр}$ (не менее 60 %) вносит сумма значений M_1 и M_4 , а при $d/d_c > 7,5$ основной вклад (не менее 80 %) вносит сумма значений M_3 , M_4 и M_5 .

Сопоставление теоретических и экспериментальных данных

Наряду с вышеизложенной методикой расчета крутящего момента в соответствии с рекомендациями Р 462-82 существуют и другие расчетные методики определения $M_{кр}$ при погружении в грунт винтового анкера (свай)² [1, 2]. При этом в научно-технических публикациях отмечается, что лучшее соответствие теоретических и экспериментальных данных обеспечивают расчетные методики Р 462-82 и М.Д. Иродова [2]. На основании вышеизложенного именно эти методики были использованы для сопоставления теоретических и экспериментальных

² См. также Технические указания по проектированию и устройству фундаментов опор мостов на винтовых сваях: ТУВС-55. – М.: Минтрансстрой, 1955. – 77 с.

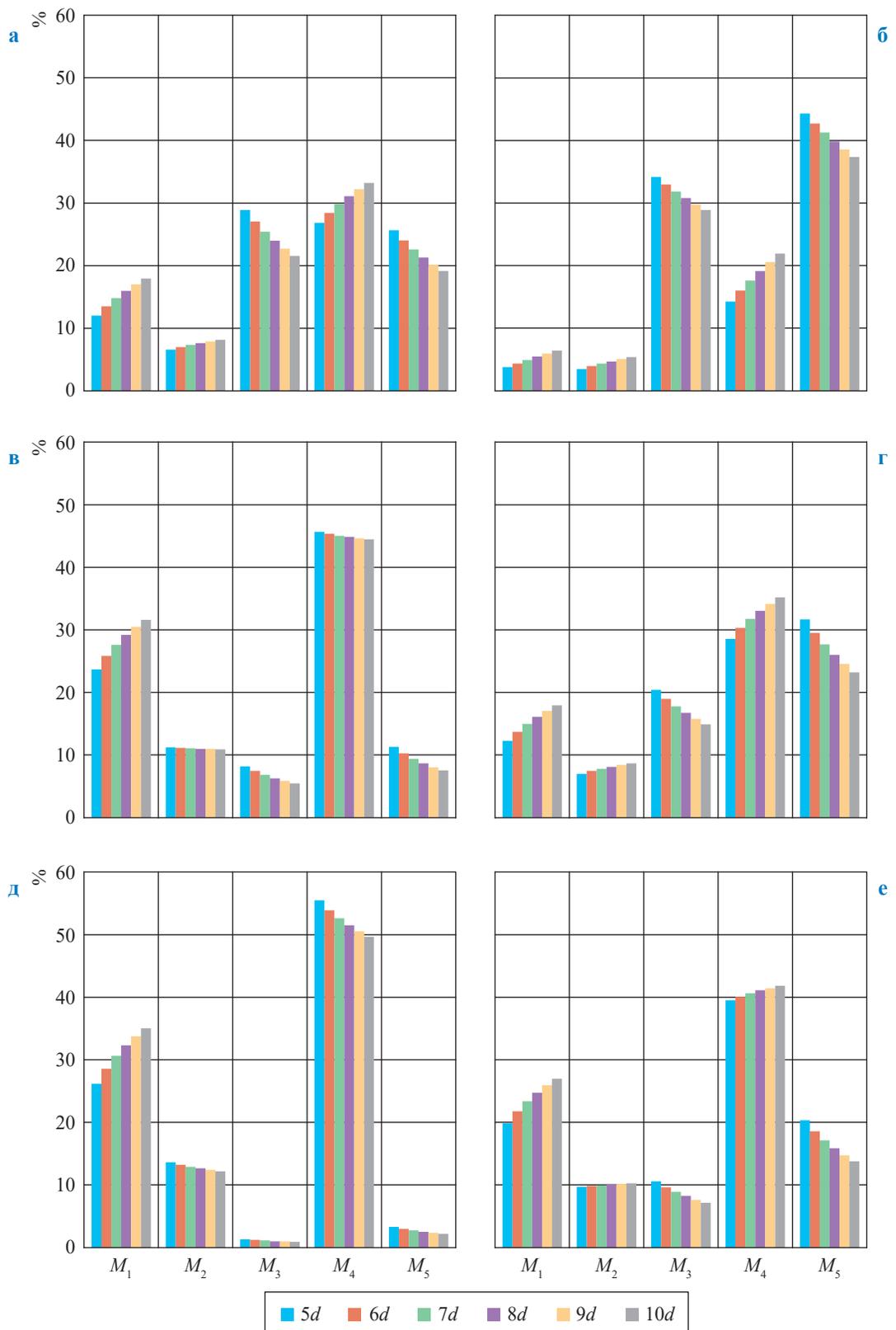


Рис. 2. Удельный вес составляющих в значении $M_{кр}$ при изменении глубины погружения в грунт однолопастных винтовых анкеров: $d = 200$ мм, $d_c = 40$ мм (а); $d = 500$ мм, $d_c = 40$ мм (б); $d = 200$ мм, $d_c = 90$ мм (в); $d = 500$ мм, $d_c = 90$ мм (г); $d = 200$ мм, $d_c = 150$ мм (д); $d = 500$ мм, $d_c = 150$ мм (е)

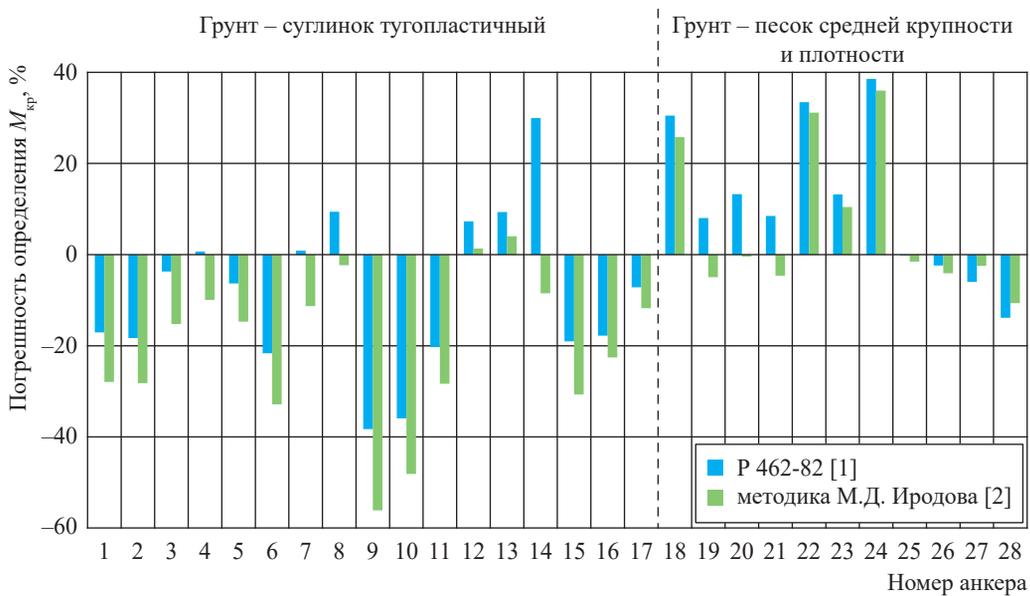


Рис. 3. Погрешность расчетного определения значений крутящего момента, необходимого для установки винтовых свай

значений $M_{кр}$. Для расчетов и последующего анализа использовались экспериментальные данные, приведенные М.Д. Иродовым [2], по погружению в суглинки и пески 28 однолопастных винтовых свай. Лопастей свай имели диаметры 0,8 и 1,0 м. Глубина погружения свай в грунт составляла от 1,10 до 7,75 диаметров их лопастей. Результаты сопоставления значений крутящих моментов показаны на рис. 3.

Анализ полученных данных показывает следующее. Расчетные значения крутящих моментов свай, установленных в тугопластичных суглинках, в большинстве случаев (64,7 % при расчете по Р 462-82 и 88,2 % при расчете по М.Д. Иродову [2]) меньше фактических значений. При этом теоретические значения $M_{кр}$ отличались от экспериментальных до 56,1 %. При превышении расчетными значениями $M_{кр}$ экспериментальных максимальные отличия составили 30,0 % при определении по Р 462-82 и 4,0 % при определении по Иродову [2].

Для свай, установленных в песчаных грунтах, более низкие расчетные значения $M_{кр}$ наблюдались в 36,4 % случаев при использовании методики Р 462-82 и в 63,6 % случаев при использовании методики М.Д. Иродова [2]. При этом теоретические значения отличались от экспериментальных до 13,9 %. В тех случаях, когда расчетные значения $M_{кр}$ превышали экспериментальные данные, максимальные отличия оказались более значительными и составили 38,5 и 36,0 % при

определении $M_{кр}$ соответственно по Р 462-82 по М.Д. Иродову [2].

Следует отметить, что в практике применения винтовых свай самыми нежелательными являются случаи, когда расчетные значения $M_{кр}$ меньше их фактических значений. В таких ситуациях при значительном отличии расчетных значений от экспериментальных может не хватить мощности оборудования, используемого при установке свай в грунт, однако фактическая несущая способность таких свай будет превышать расчетную, что благоприятно влияет на их работоспособность и снижает вероятность потери сваями работоспособного состояния в процессе эксплуатации.

Взаимосвязь крутящего момента и несущей способности анкера

Несущая способность винтового анкера с увеличением глубины погружения лопасти в грунт изменяется линейно. Линейный характер изменения присущ также и значению $M_{кр}$, необходимого для погружения анкера в грунт. Таким образом, между несущей способностью винтового анкера и крутящим моментом в процессе погружения анкера в грунт может существовать линейная зависимость. Особенности взаимосвязи между несущей способностью винтового анкера и крутящим моментом рассмотрим на конкретных примерах. С этой целью рассчитаны значения несущей способности винтовых анкеров (F_d), для которых

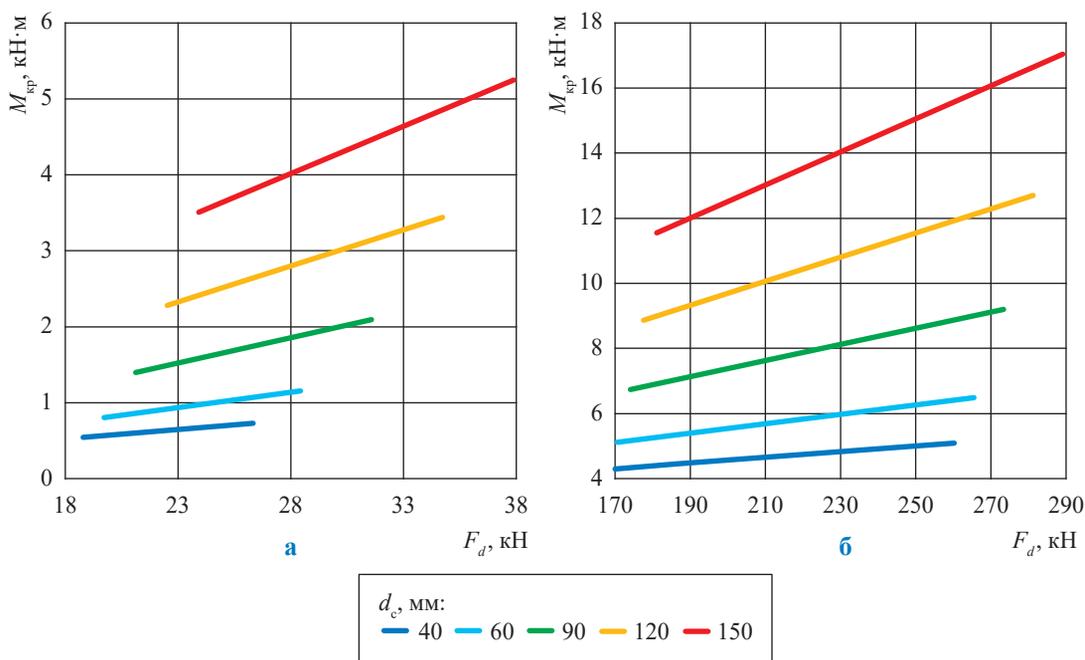


Рис. 4. Взаимосвязь несущей способности винтового анкера с крутящим моментом: при разных диаметрах ствола анкера и $d = 200$ мм (а), $d = 500$ мм (б)

Значения коэффициента пропорциональности k_t , m^{-1}

d , мм	d_c , мм				
	40	60	90	120	150
100	23,73	15,65	10,27	—	—
200	40,80	24,79	15,01	10,53	8,02
300	63,42	37,69	22,04	14,98	11,10
400	88,80	52,78	30,64	20,59	15,05
500	115,81	69,26	40,31	27,03	19,68

ранее определены расчетные значения $M_{кр}$. Расчет несущей способности анкеров выполняли согласно СП 24.13330.2011³, т.е. учитывали как несущую способность лопасти анкера, так и несущую способность ствола анкера по его боковой поверхности. Примеры зависимостей между значениями несущей способности анкеров и значениями $M_{кр}$ показаны на рис. 4.

Для каждого анкера, характеризующегося стволом диаметром d_c и лопастью диаметром d , с использованием метода наименьших квадратов получены линейные выражения, связывающие значения $M_{кр}$ и F_d , Н, при погружении анкера на глубину от $5d$ до $10d$, в следующем виде:

$$F_d = k_t M_{кр} + a, \tag{7}$$

³ См.: Свод правил. Свайные фундаменты: СП 24.13330.2011. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85.

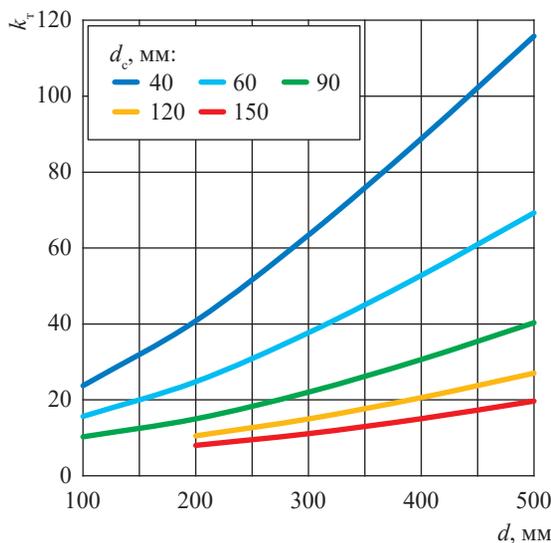


Рис. 5. Зависимость k_t от диаметров лопасти и ствола анкера

где k_t – коэффициент пропорциональности, m^{-1} ; a – числовая поправка. Значения k_t для каждого рассмотренного анкера приведены в таблице, а на рис. 5 показан характер изменения этого коэффициента в зависимости от диаметра лопасти и диаметра ствола анкера.

Полученные данные показывают, что для рассмотренных анкеров теоретические значения k_t изменяются от 8,02 до 115,81 m^{-1} в зависимости от диаметра лопасти и диаметра ствола

анкера. Изменение k_t от обоих геометрических параметров анкера (d , d_c) носит нелинейный характер. При этом с увеличением d при неизменном значении d_c коэффициент k_t возрастает, а с увеличением d_c при неизменном значении d коэффициент k_t уменьшается. Например:

- для анкера со стволом диаметром 40 мм значение k_t увеличивается с 23,73 до 115,81 (в 4,88 раз) при увеличении d с 100 до 500 мм;
- для анкера с лопастью диаметром 200 мм значение k_t уменьшается с 40,80 до 8,02 (в 5,08 раз) при увеличении d_c с 40 до 150 мм.

Следует отметить, что все расчеты выполнены для одного типа грунта. При изменении характеристик грунта значения коэффициента пропорциональности k_t , вероятнее всего, будут другими.

В практике применения винтовых анкеров и свай для оценки их несущей способности F_d по значению $M_{кр}$ на стадии погружения анкеров (свай) в грунт используется следующая зависимость:

$$F_d = kM_{кр}. \quad (8)$$

Зарубежные строительные фирмы используют данные анализа результатов натурных испытаний на статические выдерживающие нагрузки 85 винтовых свай на 24 различных площадках [3]:

- $k = 33 \text{ м}^{-1}$ для всех анкеров (свай) со стволом квадратного сечения;
- $k = 23 \text{ м}^{-1}$ для анкеров (свай) с круглым сечением ствола диаметром до 89 мм;
- $k = 9,8 \text{ м}^{-1}$ для анкеров (свай) с круглым сечением ствола диаметром 219 мм.

При этом значения коэффициента пропорциональности k зависят только от диаметра ствола анкера (свай) и не зависят от количества и размера винтовых лопастей, а также от грунтовых условий.

Согласно В.Н. Железкову [4], экспериментальные значения коэффициента пропорциональности k для определения несущей способности винтовых анкеров изменяются для всех анкеров в разных грунтах в пределах от 5,0 до $11,0 \text{ м}^{-1}$, а именно:

- в глинистых грунтах $k = 7,5 \dots 11 \text{ м}^{-1}$;
- в песчаных грунтах $k = 4,5 \dots 10 \text{ м}^{-1}$;
- в гравелистых грунтах $k = 5,0 \dots 8 \text{ м}^{-1}$.

Меньшие значения k принимаются при заглублении винтовой лопасти на 2,0...2,5 м, большие – при заглублении винтовой лопасти

более 5,0 м, а при глубине погружения винтовой лопасти 2,5...5,0 м значения k принимаются по интерполяции. Таким образом, коэффициенты зависят только от вида грунта и глубины погружения анкера в грунт и не зависят от геометрических параметров анкера. При этом, по данным Железкова [4], погрешность определения несущей способности винтовых анкеров по значению $M_{кр}$ составляет 10...15 %.

Анализ теоретических k_t и экспериментальных k коэффициентов пропорциональности между крутящим моментом и несущей способностью винтового анкера (свай) показывает, что равенство коэффициентов k_t и k наблюдается лишь в небольшом интервале соотношений d/d_c (рис. 6). Например, экспериментальное значение $k = 23 \text{ м}^{-1}$, применяемое в соответствии с работой Хоута [3] для оценки несущей способности анкеров (свай) с круглым сечением ствола диаметром до 89 мм, соответствует теоретическому значению k_t в рассмотренных грунтовых условиях, если d/d_c составляет от 2,5 до 3,4. При $d/d_c > 3,4$, т.е. с увеличением диаметра лопасти анкера, теоретическое значение k_t заметно возрастает. В частности, у анкера со стволом диаметром 40 мм и лопастью диаметром 500 мм ($d/d_c = 12,5$) теоретическое значение коэффициента превышает экспериментальное значение в 5,04 раз. В таких случаях использование экспериментального значения k должно существенно занижать несущую

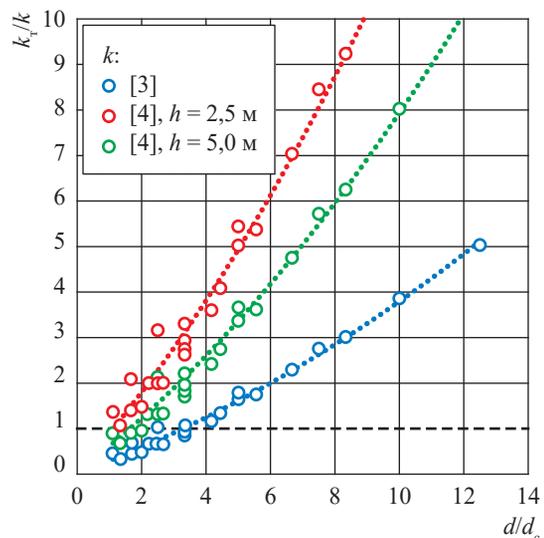


Рис. 6. Сопоставление теоретических и экспериментальных значений коэффициента пропорциональности

способность анкера. При $d/d_c < 2,5$, т.е. при уменьшении диаметра лопасти анкера, теоретическое значение k_t уменьшается. В частности, у анкера со стволом диаметром 90 мм и лопастью диаметром 100 мм ($d/d_c = 1,11$) теоретическое значение коэффициента меньше экспериментального значения в 2,24 раза. В таких случаях использование экспериментального значения k должно существенно завышать несущую способность анкера.

При сопоставлении теоретических значений k_t с экспериментальными значениями k , рекомендованными Железковым [4], оказалось, что $k_t \approx k$, если d/d_c составляет от 1,3 до 2,0. Различие коэффициентов возрастает при малом заглублении анкера, а также при увеличении диаметра лопасти анкера, т.е. с увеличением отношения d/d_c . Кроме того, следует отметить, что при одних и тех же геометрических параметрах анкера более значительное различие коэффициентов k_t и k наблюдается в том случае, если коэффициент k принимается по Железкову [4]. В частности, при $d/d_c = 6,0$ теоретическое значение коэффициента больше экспериментального в 2,0 раза, если экспериментальное значение принимается по Хоуту [3], в 6,1 и в 4,2 раза, если экспериментальное значение принимается по Железкову [4] для анкеров, погружаемых в грунт на 2,5 и 5,0 м соответственно.

Заключение

Корректность определения несущей способности анкера (сваи) по значению крутящего момента определяется достоверностью коэффициента пропорциональности между ними. Расчеты показали, что значение k_t существенно зависит не только от диаметра

ствола анкера, но и от диаметра винтовой лопасти, а также от вида грунта. При этом достоверные значения k_t могут быть получены только путем экспериментальных исследований каждого используемого типа винтовых анкеров (свай) в различных инженерно-геологических условиях. Взаимосвязь крутящего момента, необходимого для погружения анкера (свай), и прочностных характеристик грунтов позволяет получать дополнительную информацию об инженерно-геологических условиях площадки строительства и может в значительной мере дополнять стандартные методы инженерно-геологических изысканий, особенно при недостаточном количестве последних. Наряду с вышеизложенным методом определения несущей способности винтового анкера (свай) по значению крутящего момента на стадии его установки больше подходит для производственного контроля на месте работ, чем для офисного проектирования, так как этот метод не может быть применен до установки анкера (свай) в грунт.

Следует также отметить, что на участках с переменным уровнем грунтовых вод значение крутящего момента характеризует несущую способность анкера только на момент его установки. Увлажнение грунта после установки анкера ведет к снижению его несущей способности. В этой связи для гарантирования необходимой несущей способности анкера в течение всего периода эксплуатации и, учитывая, что большая часть несущей способности анкера определяется его лопастями, при установке анкеров на обводняемых участках необходимо погружать верхнюю лопасть анкера ниже нижнего горизонта грунтовых вод.

Список литературы

1. Цюрупа И.И. Инженерные сооружения на винтовых сваях / И.И. Цюрупа, И.М. Чистяков. – М.: Трансжелдориздат, 1958. – 79 с.
2. Иродов М.Д. Применение винтовых свай в строительстве / М.Д. Иродов. – М.: Стройиздат, 1968. – 147 с.
3. Hoyt R.M. Uplift capacity of helical anchors in soil / R.M. Hoyt, S.P. Clemence // Proceedings of the 12th International conference on soil mechanics and foundation engineering. – 1989. – Т. 2. – С. 1019–1022.
4. Железков В.Н. Винтовые сваи в энергетической и других отраслях строительства / В.Н. Железков. – СПб.: Прагма, 2004. – 115 с.

Torque when immersing screw anchors and piles

Yu.A. Mayants¹, A.V. Yelfimov¹, A.S. Kuzbozhev², I.N. Birillo^{2*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. When screw anchors and piles are immersed in the ground, the work of the torque in general is spent on overcoming the tangential forces of soil resistance along the lateral surface of the barrel and the screw anchor blades (piles), the forces of cutting the soil with a blade, the friction of the soil against the blade, and the reaction of the soil. The article analyzes the influence of the parameters of a screw anchor on the value of the torque when the anchor is immersed in the ground and the contribution to the value of the torque of its components. According to the results of the analysis, it was found that with increasing depth of immersion of the blade in the soil, the torque changes linearly. The article presents the results of a study of the relationship of torque when immersing a screw anchor with its bearing capacity. An analysis of the results showed that there is a linear relationship between the bearing capacity of a screw anchor and the torque in the process of immersing the anchor in the ground. The proportionality coefficient connecting the bearing capacity of an anchor (pile) with the magnitude of the torque depends on the diameter of the anchor barrel, on the diameter of the helical blade and on the type of soil. The relationship of torque and strength characteristics of soils allows you to get additional information about the engineering and geological conditions of a construction site. The method of determining the bearing capacity of a screw anchor (pile) by the value of torque at the stage of its installation is more suitable for production control at the place of work than for office design, since this method cannot be applied before installing an anchor (pile) in the ground.

Keywords: gas pipeline, screw anchor, torque, load bearing capacity, proportionality coefficient.

References

1. TSYURYUPA, I.I., I.M. CHISTYAKOV. *Engineering structures on screw piles* [Inzhenernyye sooryzheniya na vintovykh svayakh]. Moscow: Transzheldorizdat, 1958. (Russ.).
2. IRODOV, M.D. *The use of screw piles in construction* [Primeneniye vintovykh svay v stroitelstve]. Moscow: Stroyizdat, 1968. (Russ.).
3. OYT, R.M., S.P. CLEMENCE. Uplift capacity of helical anchors in soil. In: *Proceedings of the 12th International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 1989, vol. 2, pp. 1019–1022.
4. ZHELEZKOV, V.N. *Screw piles in the energy and other construction sectors* [Vintovyye svai v energeticheskoy i drugikh otraslyakh stroitelstva]. St. Petersburg: Pragma, 2004. (Russ.).

УДК 665.62

Технико-методическое обеспечение определения капельного уноса жидкости с газом из сепарационного оборудования на объектах добычи и подготовки углеводородного сырья

И.А. Шиков^{1*}, П.И. Киян¹, Л.В. Матейчук¹, Д.В. Игумнов¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

* E-mail: i.shikov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

сепарационное оборудование, капельный унос, термобарические условия, метод измерений, математическое моделирование, подготовка газа к транспорту.

Тезисы. Эффективность работы сепарационного оборудования определяет качество подготовки газа. Одним из ключевых факторов эффективной работы сепараторов при подготовке углеводородного сырья является соблюдение заявленных производителем допустимых значений капельного уноса жидкости. В большинстве случаев уносимая из сепараторов дисперсная фаза, свидетельствующая о снижении качества подготовки, представляет собой углеводородную жидкость с незначительным количеством водометанольного раствора. Определение капельного уноса жидкой фазы с газом имеет большое значение для своевременного принятия технических решений, направленных на обеспечение эффективности технологического процесса подготовки газа и повышение качества продукции на вновь вводимых и уже действующих установках.

В статье рассматриваются методические подходы к инструментальному определению уноса капельной жидкости, применяемые на практике, в том числе на объектах ПАО «Газпром». Описаны основные критерии представительности и порядок выполнения измерений. Предложен метод определения капельного уноса жидкости, основанный на положениях стандарта EN ISO 6570:2004. Суть метода заключается в отборе потока газа в однофазном газообразном состоянии и дальнейшем отделении капельной жидкости в сепараторе установки при снижении температуры и давления до значений низкотемпературного сепаратора. За счет охлаждения потока метод получил неформальное название метода «холодной» камеры. Для получения представления о фазовом состоянии исследуемой системы при невозможности однозначного определения однофазности потока предложен подход к математическому моделированию.

Посредством серии инструментальных исследований установлены условия проведения измерений и параметры технологического оборудования, необходимые для инструментального определения капельного уноса жидкости методом зондирования потока.

На практике подтверждена возможность использования обеих методик для решения задач определения капельного уноса на сепарационном оборудовании, однако метод «холодной камеры» показал более высокие значения уносов за счет улавливания всей потенциально содержащейся в газовой фазе жидкости. Наряду с методом зондирования, метод «холодной камеры» может быть рекомендован для использования при определении капельного уноса жидкости с газом из сепарационного оборудования.

Предпосылки к формированию технико-методического обеспечения определения капельного уноса

Одним из основных способов промышленной подготовки природных газов на газоконденсатных месторождениях ПАО «Газпром» является процесс низкотемпературной сепарации (НТС). Среди прочих способов эффективность НТС оценивается также по результатам инструментальных измерений количества капельной углеводородной (УВ) жидкости, уносимой с газом сепарации. Измерение количества уносов жидкости на концевых газосепараторах установок комплексной подготовки газа (УКПГ) – обязательная процедура, по результатам которой определяют, какой из сепараторов ухудшает качество товарного газа, и разрабатывают мероприятия по нормализации процесса его сепарации. На текущий момент в дочерних обществах ПАО «Газпром», разрабатываемые месторождения которых характеризуются различными технико-технологическими условиями подготовки УВ-сырья, для определения капельного уноса жидкости применяются различные методики и средства измерений.

Данные методики основаны на принципиально отличающихся способах отбора проб газового потока из трубопровода и замера величины капельного уноса.

Практика измерений капельного уноса на предприятиях ПАО «Газпром» показывает, что уносы капельной жидкости, замеренные после технологического оборудования, изменяются в довольно широких пределах. На этом фоне важность качественного инструментального определения уноса капельной жидкости для решения задач подготовки газа приобретает особую актуальность. От успешности решения данной задачи зависят эффективность работы сепарационного оборудования, стабильность и длительность безремонтного периода для дорогостоящего оборудования (дожимных компрессорных станций, турбодетандерных агрегатов (ТДА)), достоверность результатов моделирования технологических процессов подготовки, технико-экономические показатели УКПГ в целом.

Методы определения капельного уноса, применяемые на практике

В настоящее время наиболее распространены методы измерения капельного уноса, основанные на технологии прямого замера, которые используют способ определения количества уносимой жидкости путем пропускания газа через специальный сепаратор с интегрированным в него фильтр-патроном. По результатам замеров рассчитывают¹ количество жидкости, уносимой с потоком газа.

На практике широкое распространение получил метод зондирования потока. Зондирование потока осуществляют различными способами, а именно отбором части потока: со стенки трубы; в определенной точке сечения трубы; многоканальным зондом; регулируемым зондом. Наиболее представительным и унифицированным является способ зондирования при помощи регулируемого зонда с возможностью его перемещения по сечению трубы. В этом случае имеется возможность сканировать поток по сечению трубы с замером индивидуального значения капельного уноса, г/м³, в каждой точке, а монтаж зонда и проведение технологических операций по его перемещению не представляют технических сложностей.

¹ См.: Замер уноса капельной жидкости и механических примесей: Р Газпром 2-3.3-727-2013.

Известен метод исследования однофазного газового потока. Основной принцип, изложенный в стандарте EN ISO 6570:2004², заключается в следующем: двухфазный конденсатогазовый поток подвергается нагреву для перехода жидкой фазы, присутствующей в потоке, в газообразную. Таким образом, температура потока существенно превышает температуру точки начала конденсации газа. Далее поток направляется в специальную термостатированную ячейку, где подвергается охлаждению и приводится к термобарическим условиям, заданным для конкретного узла исследуемого оборудования. Основные положения метода рассмотрены специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ», подготовлен опытный образец замерного стенда, и проработана адаптация метода к условиям УКПГ при проведении измерений капельного уноса. Адаптация метода применительно к технологическим процессам подготовки газа в условиях УКПГ обеспечила принципиально новый подход к определению капельного уноса. Данный метод пока не получил широкого распространения, однако уже зарекомендовал себя как эффективный, надежный и лишенный недостатков метода зондирования потока. Среди профильных специалистов описанная выше технология получила название метода «холодной камеры».

В отличие от метода зондирования потока, метод «холодной камеры» исключает ряд условий, таких как необходимость соблюдения изокинетичности, правил врезки зонда на трубе, условий отбора по сечению трубы и др. Основное преимущество метода «холодной камеры» заключается в том, что для определения капельного уноса отбирается однородный газовый поток с растворенной в газе жидкой фазой, т.е. поток в однофазном газообразном состоянии. В этом случае после приведения исследуемого потока к термобарическим условиям аппарата выделяется вся потенциально содержащаяся в потоке капельная жидкость, а ее содержание не зависит от распределения по сечению потока.

Практическая адаптация метода для условий различных УКПГ велась по двум направлениям схемы подготовки газа: с работающими

² См.: Natural gas – Determination of potential hydrocarbon liquid content – Gravimetric methods = Газ природный. Определение потенциального содержания жидких углеводородов. Гравиметрические методы: EN ISO 6570:2004.

и неработающими ТДА ввиду отличающейся технологии подготовки газа в блоках НТС в различные периоды эксплуатации месторождений.

Технологическая реализация метода *по схеме с работающими ТДА* заключается в следующем. После исследуемого низкотемпературного сепаратора газ через теплообменник направляется в компрессор ТДА, где компримируется до значений давления и температуры выше точки росы. Объектом исследований является выходящий из компрессора ТДА газовый поток в однофазном газообразном состоянии. Местом отбора служит специально оборудованный отвод с запорной арматурой на выходе из компрессора ТДА. Отбор потока газа осуществляется непосредственно из трубопровода без применения зонда. Определение содержания капельной жидкости в газе осуществляется способом, базирующемся на отборе потока газа в однофазном газообразном состоянии и дальнейшем отделении капельной жидкости в сепараторе измерительной установки при достижении термобарических условий, равных параметрам исследуемого низкотемпературного сепаратора.

При подготовке газа *по схеме с неработающими ТДА* возможно использование теплообменника в качестве узла, в котором газовый поток нагревается. В данном случае местом отбора также будет являться специально оборудованный отвод с запорной арматурой на выходе из теплообменника. Однако необходимо отметить, что температура газового потока, проходящего через теплообменник, например, для Чайндинского месторождения повышается на 3...4 °С. Теоретически при нагревании уносимая с потоком газа капельная жидкость должна переходить в газовую фазу, поэтому сделано допущение, что исследуемый поток на выходе из теплообменника является однофазным газовым. Для проверки теоретических допущений и оценки количественных соотношений газа и жидкости необходимо привлечение математического моделирования. Неоднозначность фазового состояния потока в рамках данной схемы несколько снижает достоверность получаемой информации, поскольку в случае неполного испарения капельной жидкости в теплообменнике существует вероятность недооценки величины уноса.

Математическое моделирование в условиях неопределенности фазового состояния

При подготовке газа *по схеме с неработающими ТДА* для подтверждения однофазности исследуемого потока необходимо математическое моделирование. Для оценки фазового состояния системы может применяться рVT-моделирование. Исходные данные о составе и свойствах газа в этом случае получают путем хроматографического анализа флюида, отобранного из теплообменника.

После подготовки исходной информации обозначаются адаптируемые параметры моделирования и обуславливаются характер и степень точности их математического воспроизведения, пример для блока НТС с двухступенчатой сепарацией представлен в таблице.

Математическое моделирование проводится при векторизации его результатов на описание капельного уноса жидкости для термобарических условий системы сепарации. Для адаптации математического моделирования по результатам экспериментальных и инструментальных исследований необходимо:

1) привести модельное объемное соотношение «унесенная жидкость – газ» к тождеству с инструментально измеренным значением этого соотношения после приведения смоделированной ступени сепарации к ее термобарическим условиям;

2) адаптировать давление начала конденсации модельной газовой системы ступени сепарации к точке росы, инструментально определенной по УВ газу ступени сепарации.

При этом должны соблюдаться следующие условия:

1) адаптированная модель должна описывать характер изменения сжимаемости газа, определенный экспериментальным способом;

2) оба тождества адаптации должны выполняться одновременно;

3) компонентные УВ-системы 1-й и 2-й ступеней сепарации должны быть описаны одним уравнением состояния.

Необходимые характер и степени точности математического воспроизведения адаптируемых параметров моделирования

Адаптируемый параметр моделирования	Исходные данные для моделирования	Степень адаптации	Допустимые отклонения модели, %	Примечание
Компонентный состав газа 1-й ступени сепарации	Осредненный компонентный состав газа в действующих нитках 1-й ступени сепарации	Наивысшая	0	Для описания сепарационных процессов параметр должен являться константой
Давление начала конденсации газа 1-й ступени сепарации	Осредненные термобарические условия первых ступеней сепарации действующих ниток	Высокая	Не более 5	Для повторения промысловых показателей сепарации требуется адаптация данного параметра в наиболее приближенной степени
Компонентный состав газа 2-й ступени сепарации	Компонентный состав газа, отобранного на пункте хозяйственного замера газа	Наивысшая	0	Для описания сепарационных процессов параметр должен являться константой
Давление начала конденсации газа 2-й ступени сепарации	Осредненные термобарические условия точек росы по УВ вторых ступеней действующих ниток	Средняя	Не более 15	С учетом динамического характера опытного определения точки росы (в потоке газа), а также наличия уноса жидких УВ параметр может иметь среднюю степень отклонения
Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа 2-й ступени сепарации	Экспериментальные исследования	Низкая, но необходимо воспроизвести характер зависимости	–	Параметр не оказывает значимого влияния на результаты воспроизведения фазовых превращений при выполнении поставленной задачи
	Зависимость сжимаемости при 40 °С		–	
Конденсатонасыщенность системы после 2-й ступени сепарации	Моделирование	Высокая	Не более 5	Для повторения промысловых показателей сепарации требуется адаптация параметра в наиболее приближенной степени
	Зависимость сжимаемости при осредненных условиях сепарации вторых ступеней сепарации	Высокая	Не более 5	Для повторения промысловых показателей сепарации требуется адаптация параметра в наиболее приближенной степени
Термобарические условия системы после 2-й ступени сепарации с определенной конденсатонасыщенностью	Инструментальное определение уноса и перерасчет на рабочие условия	Высокая	Не более 5	Для повторения промысловых показателей сепарации требуется адаптация параметра в наиболее приближенной степени
	Осредненные термобарические условия вторых ступеней сепарации действующих ниток	Наивысшая	0	Для описания сепарационных процессов параметр должен являться константой

Практика применения методик измерения капельного уноса на месторождениях ПАО «Газпром» и анализ полученных данных

Практика использования методов зондирования потока и «холодной камеры» на УКПП ряда месторождений ПАО «Газпром» с широким диапазоном содержаний УВ C_{5+} в пластовом газе и уносом капельной жидкости из технологического оборудования УКПП позволила установить, что существенное влияние на достоверность замеров оказывают строгое соблюдение и поддержание равных термобарических параметров измерительной установки с параметрами измеряемых аппаратов в течение измерений.

Установлено, что отклонение от режима изокINETИЧНОСТИ оказывает влияние на получаемые результаты. При этом для определения диапазона отсутствия влияния отклонения от изокINETИЧНОСТИ исследованы аппараты на двух технологических линиях. По результатам исследований, при увеличении расхода газа через счетчик строгой зависимости между скоростью части газового потока и уносом жидкости не прослеживается. Однако отмечено, что снижение расхода газа может вносить более существенную погрешность в результаты измерений за счет эффекта «накопления» дисперсной жидкости перед наконечником зонда.

Проведен сопоставительный анализ измерений капельного уноса методами зондирования и «холодной камеры». При этом метод «холодной камеры» реализован при различных технологических схемах подготовки газа – с работающими ТДА и без них по схеме отбора исследуемого газа из теплообменного аппарата.

Установлено, что результаты, полученные путем замеров методом «холодной камеры» по технологической схеме с работающими ТДА, коррелируют с результатами, полученными методом зондирования. Метод «холодной камеры» показывает закономерно более высокие значения уносов за счет отбора газа в однофазном газообразном состоянии и выделения всей потенциально содержащейся жидкости в сепараторе установки капельного уноса при создании соответствующих термобарических условий.

Установлено, что результаты измерений методом «холодной камеры» по технологической схеме без ТДА, когда газ отбирается после теплообменных аппаратов, в целом коррелируют с результатами зондирования.

Общие требования к измерениям капельного уноса жидкости из сепаратора путем отбора представительной пробы описаны в нормативных документах³ и научной литературе [1]. Ниже представлены основные условия получения достоверных результатов при проведении замеров методом зондирования потока:

- точка отбора пробы по сечению трубопровода, наиболее полно характеризующая газожидкостный поток;
- соблюдение условия изокINETИЧНОСТИ – равенства линейных скоростей в потоке газа и точке отбора газа. Соблюдение условия изокINETИЧНОСТИ подразумевает отбор пробы газа со скоростью, равной среднерасходной скорости потока газа в трубопроводе, без учета влияния местных сопротивлений (отвода, тройника, задвижек и т.д.), в значительной степени определяющих профиль скорости;
- соблюдение условий равенства термобарических параметров (температуры и давления) в исследуемом газовом потоке и в устройстве – измерителе уноса;
- конструкция зонда для отбора пробы с расположением отверстия против потока газа, способная обеспечить равномерную скорость потока газа от точки его забора до выхода потока из зонда;
- недопущение выноса отбираемой жидкой фазы из устройства – измерителя уноса, т.е. устройство должно быть эффективным сепаратором-поглотителем жидкости.

Из вышеперечисленного можно отметить, что метод зондирования накладывает несколько важных условий, отклонение от которых влечет за собой искажение результата. В ряде работ [2–4] приводится информация, показывающая важность именно изокINETИЧНОСТИ отбора. Широкий спектр условий, которые необходимо соблюсти для обеспечения представительного отбора, накладывает серьезные требования к строгости соблюдения технологии проведения замеров, а также к применяемому оборудованию.

³ См.: Сжатый воздух. – Ч. 2: Методы контроля содержания масел в виде аэрозолей: ГОСТ Р ИСО 8573-2-2019. – Ч. 4. Методы контроля содержания твердых частиц: ГОСТ Р ИСО 8573-4-2005.

Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным гравиметрическим методом: ГОСТ Р ИСО 9096-2006. Типовые технические требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа: СТО Газпром 2-2.1-588-2011.

Метод зондирования газового потока не может гарантировать полного улавливания капельной жидкости в исследуемом сечении трубы, однако при соблюдении технико-технологических условий гарантирует высокую степень корректности получаемых данных.

При анализе результатов инструментальных измерений выявлено, что замеры уносов с использованием метода «холодной камеры» закономерно имеют более высокие значения за счет улавливания всей потенциально содержащейся в газовой фазе жидкости. В среднем разница в результатах измерений, проведенных методами зондирования и «холодной камеры» (при схеме работы с ТДА), составляет 5 %, что свидетельствует о высокой степени сходимости. При этом метод «холодной камеры» может быть рекомендован для исследования капельного уноса в условиях подготовки газа по схеме с ТДА или без с подтвержденным по результатам математического моделирования однофазным газообразным состоянием.

Список литературы

1. Кубанов А.Н. Требования к сепарационному оборудованию УКПГ месторождений п-ва Ямал / А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 10. – С. 34–41.
2. Srisukvatananan P. Assessment of the state of the art of sampling corrosion products from water/steam cycles / P. Srisukvatananan, D.H. Lister, R. Svoboda // PPChem. – 2007. – № 9 (10). – С. 613–626.
3. Jadbaba S.M. Design the sampling system to improve and decrease the deposition in sampling fluid pipe lines by reducing the pressure drop / S.M. Jadbaba, O. Rowshanaie, H. Rowshanaie // 3rd Conference on Oil, Gas and Petrochemical. – 2014. – С. 1–8.
4. Machermer L. Pressurized piping: Sampling steam and water / L. Machermer // Chemical Engineering Magazine. – 2014. – № 1. – С. 1–5.

Procedures for measuring droplet liquid carryover by gas from the separating equipment at facilities for production and treatment of raw hydrocarbons

I.A. Shikov^{1*}, P.I. Kiyan¹, L.V. Mateychuk¹, D.V. Igumnov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: i.shikov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Efficient work of the separation equipment determines quality of gas treatment. For treatment of the hydrocarbons, adherence of the declared values of the droplet carryover of liquid is among the key factors of separators' performance. In most cases, the disperse phase being removed from a separator and testifying deterioration of gas treatment quality represents a hydrocarbon fluid including tiny quantities of a water-methanol mix. Estimating the droplet carryover of the liquid phase with the gas phase is quite important in context of timely provisions for efficient gas treatment and rising of the products quality at newly commissioned and operating plants.

This article examines the methods used for measuring amounts of droplet moisture carryover in particular applied at the Gazprom's facilities. The major validity criteria and measuring procedure are described. Authors suggest a method for measuring droplet carryover on the grounds of EN ISO 6570:2004 standard (cold chamber method). It consists in withdrawal of a one-phase gas flow and further separation of the droplet liquid within a separator at temperature and pressure decrease down the separator conditions. When definite determination of the one-phasal flow nature is impossible, authors suggest an approach to mathematical modelling.

Through a number of instrumental measurements authors brought to light conditions and technical parameters necessary for measuring amounts of droplet carryover by probing of a flow.

For both methods, practical validity is confirmed. Nevertheless, the cold chamber method gave higher amounts of the removed liquid as it was capable to capture all the potential liquid from the gas phase. Both measurement procedures could be recommended for estimation of the droplet liquid carryover from separators.

Keywords: separation equipment, droplet carryover, thermobaric conditions, method of measurements, mathematical modelling, gas treatment for transportation.

References

1. KUBANOV, A.N., V.A. ISTOMIN, D.M. FEDULOV et al. Requirements for separation equipment of the gas treatment units at the fields of the Yamal Peninsula [Trebovaniya k seperatsionnomy oborudovaniyu UKPG mestorozhdeniy p-va Yamal]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 10, pp. 34–41, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. SRISUKVATANANAN, P., D.H. LISTER, R. SVOBODA. Assessment of the state of the art of sampling corrosion products from water/steam cycles. *PPChem*, 2007, no. 9(10), pp. 613–626, ISSN 1438-5325.
3. JADBABA, S.M., O. ROWSHANAIE, H. ROWSHANAIE. Design the sampling system to improve and decrease the deposition in sampling fluid pipe lines by reducing the pressure drop. In: *3rd Conference on Oil, Gas and Petrochemical*, 2014, pp. 1–8.
4. MACHEMER, L. Pressurized piping: Sampling steam and water. *Chemical Engineering Magazine*, 2014, no. 1, pp. 1–5, ISSN 1385-8947.

УДК 622.279.5.001.42

Подход к определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений газоконденсатной скважины

И.А. Шиков¹, К.Ю. Жданов^{1*}, А.Н. Рочев²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

² Ухтинский государственный технический университет, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Работа посвящена совершенствованию методики расчета коэффициентов фильтрационных сопротивлений в условиях низкой продуктивности газоконденсатных скважин. Представлен способ, основанный на практике обработки результатов газодинамических исследований на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Предложенный способ будет интересен работникам инженерно-технического состава, а также студентам технических специальностей, производящим исследовательские работы и контроль разработки месторождений.

Ключевые слова: газодинамические исследования скважин, режимы фильтрации, уравнение притока, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, абсолютно свободный дебит, поздняя стадия разработки месторождений.

Проведение газодинамических исследований (ГДИ) является неотъемлемой составляющей изучения характеристик пластов и скважин на всех этапах разработки газоконденсатных месторождений. ГДИ проводятся двумя методами, отличающимися режимами фильтрации, а именно: на стационарных и нестационарных режимах. Данные методы, в свою очередь, различаются технологиями проведения работ, выполнение которых, однако, подразумевает решение всего двух задач, соответствующих первоначальному выбору метода исследований:

- изучение фильтрационных характеристик продуктивных интервалов и геометрии притока – нестационарные методы;
- контроль режима работы скважины – стационарные методы.

Схема получения информации по результатам ГДИ представлена на рисунке.

Типовая схема¹ проведения ГДИ на стационарных режимах подразумевает обработку скважины на нескольких режимах прямого и обратного хода с остановкой скважины на замер пластового давления. В процессе исследований непрерывно регистрируются дебиты газа или газожидкостной смеси и давления на каждом режиме.

В зависимости от выбора технологии исследований и фильтрационных свойств испытываемого объекта изменяется общее время, необходимое для проведения работ. Продолжительность исследований сопряжена с экономическими потерями, связанными с выпуском природного газа в атмосферу при отсутствии либо возможности подключения скважины к газосборной сети, либо исследовательской линии в технологической схеме. В основном эта проблема актуальна для первичных исследований скважин в период наращивания газотранспортных мощностей, однако повторные ГДИ на стационарных режимах также имеют недостатки, а именно:

- отсутствие возможности увеличения депрессии для скважин, режим которых задается только давлением в газосборной сети;
- ограничение величины минимально возможной депрессии для скважин с высоким конденсатогазовым фактором и низкой скоростью потока в лифтовом подъемнике;

¹ См.: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч.: Р Газпром 086-2010 / утв. ОАО «Газпром» 05.08.10. введ. 29.04.2011; разработ. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; авт. С.Н. Бузинов. Ю.Н. Васильев и др. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. 1. – 234 с.; Ч. 2. – 319 с.

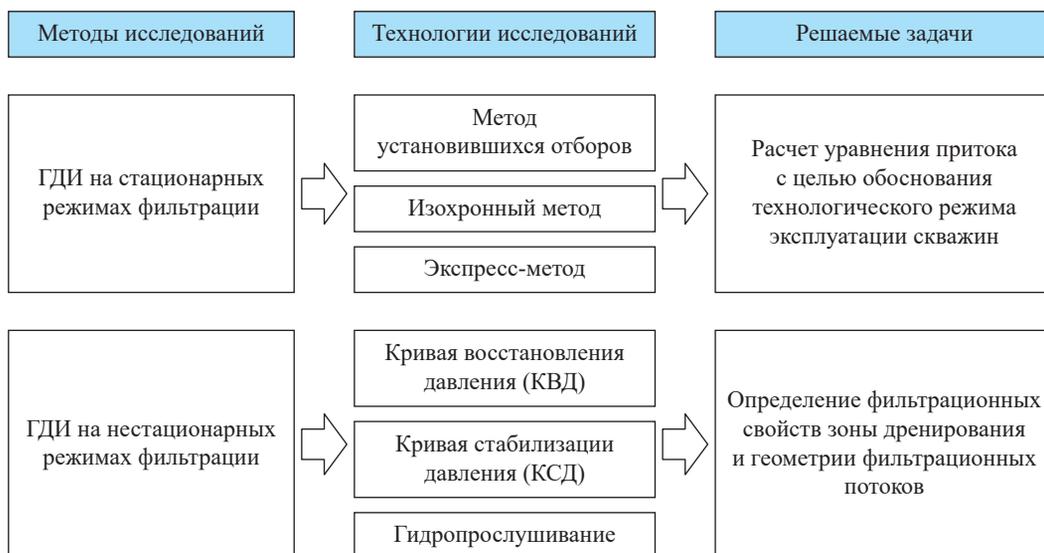


Схема получения информации газодинамическими методами

• длительная стабилизация контролируемых параметров при исследовании низкопродуктивных объектов.

Обработка результатов исследований проводится путем построения индикаторной диаграммы (ИД) в координатах

$$Q_{гс} = f(\Delta p_3^2), \quad (1)$$

где $Q_{гс}$ – дебит газа сепарации, тыс. м³/сут; Δp_3^2 – квадратичная депрессия на забое скважины, МПа².

В отечественной практике обработка результатов ГДИ осуществляется по двучленной формуле вида

$$\Delta p_3^2 = aQ_{гс} + bQ_{гс}^2, \quad (2)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационных сопротивлений соответственно вязкостному трению, МПа²/(тыс. м³/сут), и силам инерции, (МПа²/(тыс. м³/сут))². Коэффициент b характеризует отклонение от линейного закона вследствие развития скоростей фильтрации выше порогового значения для ламинарного режима, что характерно в отношении фильтрации газоконденсатной смеси.

Практика обработки результатов ГДИ скважин Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР) показала ограниченность традиционных методов исследований скважин на стационарных режимах, что обусловлено высокой степенью энергетической истощенности залежей в карбонатных и терригенных отложениях.

В свое время сотрудниками СеверНИПИгаз (ныне – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта) разработан экспресс-способ определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений [1]. В основе способа лежит допущение о том, что потери давления на вязкостное трение, определяемые коэффициентом a , приходятся на призабойную зону пласта. Это допущение сводит расчет радиуса контура питания к вычислению радиуса призабойной зоны пласта, для чего достаточно знать лишь время достижения радиальной фильтрации.

Исходя из угла наклона касательной к участку радиально-фильтрационного потока, характеризующего неосложненную зону дренирования, с использованием полученного значения радиуса призабойной зоны пласта определялся коэффициент a , затем из уравнения притока – коэффициент b . Однако со временем результаты становились все более нестабильными, что привело к поиску новых путей получения достоверных значений.

На основе многолетнего опыта исследований скважин Вуктыльского ГЭР специалистами ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан способ расчета коэффициентов фильтрационных сопротивлений для низкопродуктивных или глубоко раздренированных пластов. При новом подходе расчет коэффициента фильтрационных сопротивлений b ввиду его незначительного влияния на уравнение притока при низких дебитах проводится аналитическим способом с привлечением выведенных корреляций. Коэффициент a

вычисляется из уравнения притока. Конечная цель разработки способа – достижение минимального расхождения полученных данных с результатами ГДИ, проведенных на стационарных режимах работы скважин.

В качестве аналитического описания коэффициента b используются корреляции, учитывающие коэффициент турбулентности потока, параметры скважины и дренируемой зоны пласта, а также свойства флюида.

После проведения необходимых вычислений рассчитывается инерционный коэффициент b . Затем коэффициент фильтрационного сопротивления a легко вычисляется из уравнения притока (2):

$$a = \frac{p_{пл}^2 - p_3^2 - bQ_{гс}^2}{Q_{гс}}, \quad (3)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; p_3 – забойное давление, МПа.

Апробация применения данного способа показана на следующих примерах:

- исследования скважин двух месторождений Западной и Восточной Сибири, работающих с дебитами газа менее 100 тыс. м³/сут;
- первичные ГДИ продуктивного объекта скважины Вуктыльского ГЭР.

В качестве контрольного значения для сопоставления результатов, помимо коэффициентов фильтрационных сопротивлений,

основным оцениваемым параметром принята величина абсолютного свободного дебита ($Q_{асд}$), рассчитываемая на основе коэффициентов фильтрационных сопротивлений:

$$Q_{асд} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(p_{пл}^2 - 1)b} - a}{2b}. \quad (4)$$

В табл. 1 сравниваются значения параметров, определенные по результатам ГДИ скв. 1407 Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), проведенных на пяти стационарных режимах, и предлагаемым способом. Расхождение значений $Q_{асд}$, характеризующих предельно допустимые добычные возможности скважины, составило 3,6 %.

В примере с результатами исследований скв. 321-63 Чайядинского НГКМ уравнение притока характеризуется более высоким порядком значения коэффициента b , что указывает на большее влияние инерционных сил на процесс фильтрации (табл. 2). Несмотря на большее значение инерционных потерь, значения $Q_{асд}$ расходятся всего на 0,1 %. Учитывая, что для данной скважины значение $Q_{асд}$ на 73 % меньше, чем для скв. 1407, полученные результаты указывают на то, что при снижении продуктивности скважин разница значений коэффициентов фильтрационных потерь будет только уменьшаться.

Таблица 1

Сопоставление результатов ГДИ на примере скв. 1407 Северо-Останинского НГКМ

Параметр	Полномасштабные ГДИ	Предлагаемый способ
a , МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	0,23	0,27
b , МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²	86,13	64,89
$Q_{асд}$, тыс. м ³ /сут	292,7	301,3

Таблица 2

Сопоставление результатов ГДИ на примере скв. 321-63 Чайядинского НГКМ

Параметр	Полномасштабные ГДИ	Предлагаемый способ
a , МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	3,32	3,24
b , МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²	15,33	16,39
$Q_{асд}$, тыс. м ³ /сут	79,5	79,4

Таблица 3

Сопоставление результатов ГДИ на примере скв. 64 Югидского НГКМ

Параметр	Полномасштабные ГДИ	Предлагаемый способ
a , МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	1,712	0,146
b , МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²	1,020	6,085
$Q_{асд}$, тыс. м ³ /сут	405,4	364,5

Испытания другого продуктивного объекта – скв. 64 Югидского НГКМ (Вуктыльский ГЭР) – проведены при отработке скважины на пяти режимах прямого и обратного хода. Полученные по результатам обработки ИД коэффициенты фильтрационных сопротивлений представлены в табл. 3. Обработка результатов исследований по предлагаемой методике показала расхождение значений $Q_{\text{асд}}$ в 10,1 %. Однако стоит отметить, что испытания объекта были произведены при рабочих значениях дебита газа сепарации свыше 100 тыс. м³/сут.

Обобщая результаты исследований скважин месторождений Вуктыльского ГЭР Западной и Восточной Сибири, можно сделать вывод о применимости предлагаемого способа для скважин с дебитом менее 100 тыс. м³/сут, при этом отклонение результатов от полномасштабного метода не будет превышать 5 %.

Для скважин, работающих с дебитом свыше 100 тыс. м³/сут, данное расхождение имеет тенденцию к росту, однако в условиях, ограничивающих применение полномасштабных исследований, предлагаемая методика также может являться альтернативой расчету уравнения притока по результатам обработки ИД.

В сравнении с результатами, полученными полномасштабными методами ГДИ, предлагаемый способ определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений газоконденсатных скважин направлен на получение достоверных результатов в условиях невозможности проведения ГДИ на нескольких стационарных режимах и при сохранении минимального отклонения значений определяемых параметров. Предлагаемый подход позволяет значительно снизить время проведения трудозатратных операций. В условиях отсутствия возможности исследования скважин

на нескольких стационарных режимах продолжительность исследований будет характеризоваться только интенсивностью восстановления статических параметров при записи кривой восстановления давления.

К дополнительным положительным факторам способа исследований на одном (технологическом) режиме исследований относится снижение рисков возникновения различных технико-технологических проблем со скважиной, так как технологический режим обеспечивает стабильность процесса эксплуатации.

Разработанный подход активно применяется сотрудниками филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в составе комплекса ГДИ для расчета продуктивности скважин месторождений Вуктыльского ГЭР, в частности Вуктыльского, Западно-Соплесского, Печорожвинского и Югидского НГКМ, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами продуктивных интервалов, а также развитием процессов двухфазной фильтрации.

В условиях неизбежного снижения продуктивности скважин и пластов различных газоконденсатных месторождений РФ предложенный способ станет актуальным решением вопроса оптимизации затрат на проведение исследовательских работ при сохранении необходимого качества получаемых результатов.

Список литературы

1. Патент № 2055179 Российская Федерация, МПК⁶ E 21 И 47/00. Способ определения коэффициента продуктивности газоконденсатных скважин: № 93040945/03: заявл. 12.08.93: опубл. 27.02.96 / М.А. Гильфанов, Е.М. Гурленов; патентообладатель: Северный научно-исследовательский и проектный институт газа «СеверНИПИГаз».

Approach to determination of flow coefficients for a gas-condensate well

I.A. Shikov¹, K.Yu. Zhdanov^{1*}, A.N. Rochev²

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

² Ukhta State Technical University, Bld. 13, Pervomayskaya street, Ukhta, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article tells about perfection of a procedure for calculating flow coefficients against poor performance of the gas-condensate wells. It presents a new method grounding on the practical experience in processing results

of the gas-dynamic tests carried out at the fields being at late stage of development. The suggested method will be interesting for engineers and students of the technical disciplines, who explore and control development of the gas-condensate field.

Keywords: gas-dynamic well tests, regimes of filtration, flow equation, flow coefficients, absolute open flow, late stage of field development.

References

1. SEVERNIPIGAZ. *Method for determination of productivity factor of gas-condensate wells* [Sposob opredeleniya koeffitsiyenta produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin]. Inventors: GILFANOV, M.A., Ye.M. GURLENOV. Appl.: no. 93040945/03 dated 12 August 1993; publ.: 27 February 1996. Patent RU 2 055 179 C1.

УДК 622.2

Перспективы устойчивого развития газодобывающего и газоперерабатывающего кластера в Республике Коми

С.В. Труфанов^{1*}, Е.В. Шульц¹, Т.И. Богданович²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169314, Республика Коми, район Ухтинский, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

разработка, месторождение, наземная инфраструктура, комплексное развитие, Вуктыльский геолого-экономический район, переработка, Сосногорский ГПЗ, система сбора, технологические показатели, технико-экономическая оценка.

Тезисы. В статье рассматриваются основные перспективы развития единого комплекса по эксплуатации месторождений, системы сбора, подготовки, транспорта и переработки углеводородного сырья дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми. Показан существующий опыт создания сценариев комплексного развития единого геолого-экономического района с прогнозом показателей работы месторождений с учетом наземной инфраструктуры в современных программных комплексах. Приведены результаты оценки экономической эффективности сценариев развития Вуктыльского геолого-экономического района с учетом максимального использования существующей промысловой, газотранспортной и перерабатывающей инфраструктуры дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми. Показаны пути формирования текущей сырьевой базы Сосногорского ГПЗ за счет эксплуатации месторождений Вуктыльского геолого-экономического региона, лицензии на разработку которых принадлежат ООО «Газпром добыча Краснодар». Освещены наиболее характерные проблемы месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. Приведен прогноз поступления углеводородного сырья на перерабатывающие мощности в долгосрочной перспективе с учетом проведения необходимых реконструкций наземной инфраструктуры. Выполнен анализ необходимых действий для долгосрочного планирования инвестиций и обеспечения устойчивого развития комплекса добывающих, транспортных и перерабатывающих мощностей предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми, а именно: осуществление постоянного мониторинга текущей ресурсной базы по месторождениям, находящимся в основном на поздней стадии разработки, и обоснование прогнозных показателей развития сырьевой базы с учетом возможного ввода перспективных месторождений, объектов нераспределенного фонда недр и возможных поставок углеводородного сырья от сторонних недропользователей. Освещены возможные направления наращивания потенциала добычной ресурсной базы предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми, а также направления развития перерабатывающих мощностей ООО «Газпром переработка». Комплексный подход к выработке концепции развития Вуктыльского геолого-экономического района позволит увеличить степень обоснованности управленческих решений при разработке проектно-технических документов для существующих и перспективных активов ООО «Газпром добыча Краснодар» в Республике Коми с учетом необходимости реконструкции существующих и строительства новых наземных сооружений, оценить целесообразность вовлечения в разработку перспективных участков недр нераспределенного фонда и выявить наиболее экономически целесообразную стратегию развития в целом на долгосрочный период.

В настоящее время основными компаниями, осуществляющими производственную деятельность по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов в Республике Коми, являются предприятия ПАО «Газпром» (ООО «Газпром добыча Краснодар» – Вуктыльское газопромысловое управление (ВГПУ) и Северное линейное производственное управление межпромысловых трубопроводов (ЛПУ МТ), ООО «Газпром трансгаз Ухта» – Ухтинское ЛПУ МГ, ООО «Газпром переработка» – Сосногорский газоперерабатывающий завод (СПЗ)), а также предприятия ПАО «Лукойл-Коми» (ТПП «Лукойл – Ухтанефтегаз», ООО «Лукойл – Ухтанефтепереработка» – Ухтинский нефтеперерабатывающий завод (НПЗ)) и дочернее предприятие ПАО «Транснефть» – АО «Транснефть – Север».

Комплекс по добыче, промышленной подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми включает добывающие и транспортные активы ООО «Газпром добыча Краснодар» (ВГПУ, Северное ЛПУ МТ) и перерабатывающий комплекс ООО «Газпром переработка» (СПЗ). Функционирование единой системы «добыча – транспортировка – переработка», реализуемой ПАО «Газпром», является важной социальной составляющей жизни Республики Коми. ВГПУ и СПЗ являются градообразующими предприятиями для городов Вуктыла и Сосногорска (рис. 1).

Текущая сырьевая база СПЗ формируется за счет объемов добычи газа, нестабильного газового конденсата и нефти месторождений Вуктыльского геолого-экономического региона – Вуктыльского, Западно-Соплесского, Печорокожвинского и Югидского, лицензии на разработку которых принадлежат ООО «Газпром добыча Краснодар». Некогда наиболее крупное месторождение – Вуктыльское НГКМ (далее – ВВНГКМ) – сегодня находится на завершающей стадии разработки и характеризуется целым рядом технологических и экономических проблем.

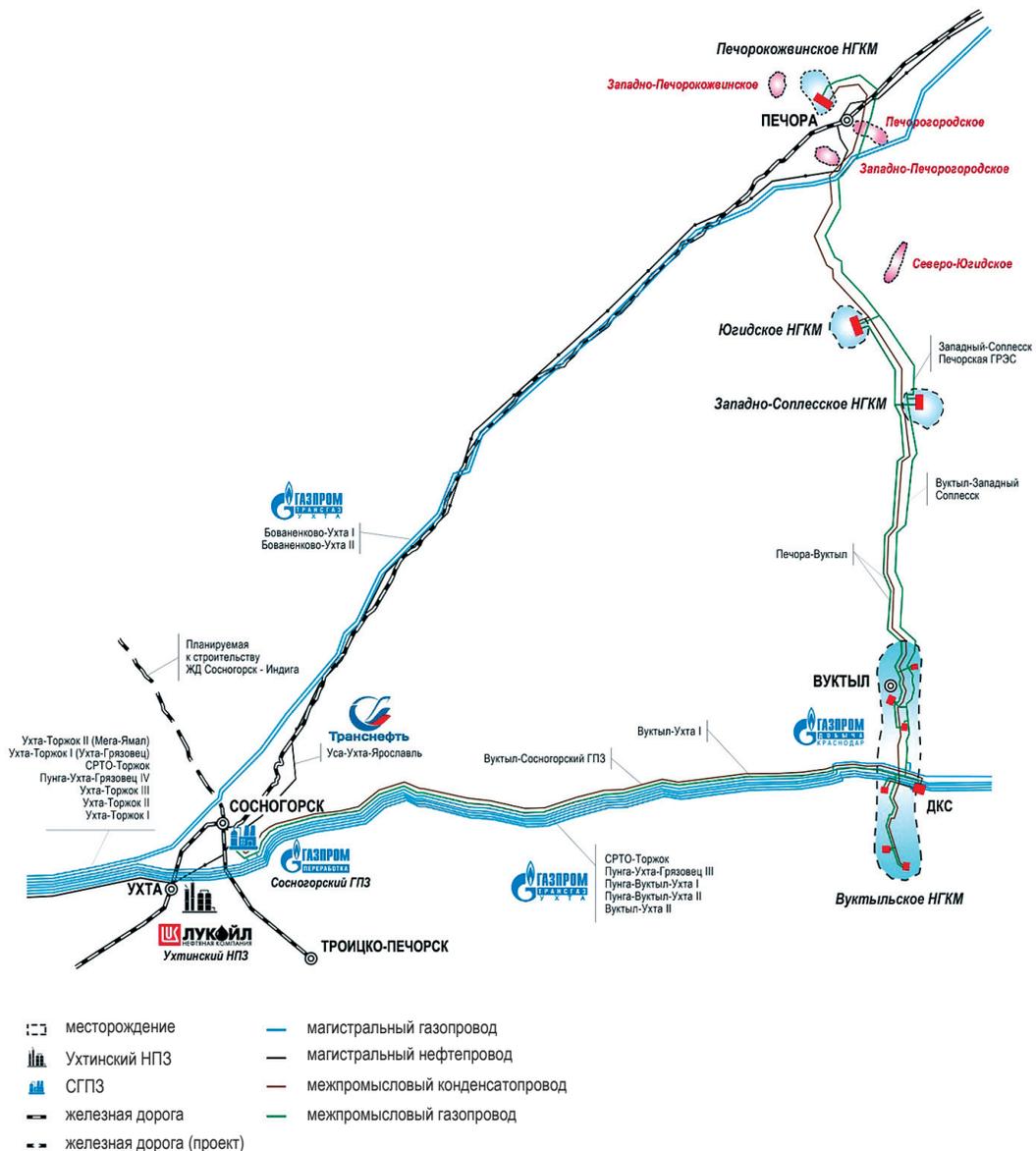


Рис. 1. Производственный комплекс по добыче, подготовке, транспортировке и переработке углеводородного сырья в Республике Коми: НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение; ДКС – дожимная компрессорная станция; ГРЭС – государственная районная электростанция; СРТО – северные районы Тюменской области

Технологические сложности связаны прежде всего с низким энергетическим потенциалом пласта (текущее средневзвешенное пластовое давление по объему порового пространства в контуре газоносности составляет менее 3,0 МПа) и, как следствие, ухудшенными условиями эксплуатации скважин: снижением рабочих дебитов, сокращением действующего фонда. На ВНКМ с 1990-х гг. применяется технология, базирующаяся на нагнетании в пласт «сухого» неравновесного газа, что дает возможность продлить срок «жизни» месторождения в условиях глубоко истощенной газоконденсатной залежи с частичным извлечением выпавшего ранее в пласте ретроградного конденсата [1].

Для долгосрочного планирования инвестиций и обеспечения устойчивого развития комплекса добывающих, транспортных и перерабатывающих мощностей предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми

необходимо осуществлять постоянный мониторинг текущей ресурсной базы по месторождениям, находящимся в основном на поздней стадии разработки, и обосновывать прогнозные показатели развития сырьевой базы с учетом возможного ввода перспективных месторождений, объектов нераспределенного фонда недр и возможных поставок углеводородного сырья от сторонних недропользователей.

Постановка задачи

Для обеспечения стабильной и оптимально эффективной работы всего комплекса по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья ПАО «Газпром» в Республике Коми в 2017 г. разработана Концепция комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР), в рамках которой были рассмотрены возможные варианты развития сырьевой базы СГПЗ с учетом

	Группа 1 «без закачки и газлифта»	Группа 2 «с закачкой, без перспектив»	Группа 3 «с закачкой, с вводом перспектив»
Эксплуатация существующих месторождений	Вуктыльское, Западно-Соплесское, Югидское, Печорокожвинское	Вуктыльское, Западно-Соплесское, Югидское, Печорокожвинское	Вуктыльское, Западно-Соплесское, Югидское, Печорокожвинское
Использование тюменского газа		Закачка в пласт ВНКМ Газлифт на скважины	Закачка в пласт ВНКМ Газлифт на скважины
Реконструкция объектов промысла и переработки		ДКС ВГПУ УНТРГ СГПЗ	ДКС ВГПУ УНТРГ СГПЗ
Ввод в разработку перспективных объектов			Печорогородское, Северо-Югидское
Диверсификация поставок газа		СГПЗ г. Ухта МГП Вуктыл – Ухта	СГПЗ г. Ухта МГП Вуктыл – Ухта
Ликвидация объектов промысла и переработки	СГПЗ УНТРГ УСК ВГПУ УКПГ ДКС ЛПУ МТ		УНТРГ СГПЗ

Рис. 2. Сценарии концепции развития комплекса по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов ПАО «Газпром» в Республике Коми: УНТРГ – установка низкотемпературного разделения газа; МГП – магистральный газопровод; УКПГ – установка комплексной подготовки газа; УСК – установка стабилизации конденсата

разрабатываемых и перспективных месторождений региона, возможности подачи попутных нефтяных газов на переработку от сторонних недропользователей и реализации стратегии освоения перспективных объектов добычными предприятиями ПАО «Газпром».

Все предложенные сценарии, ставшие основой концепции развития Вуктыльского ГЭР, были условно разделены на три группы (рис. 2).

Группа 1 «без закачки и газлифта» – сценарии группы предполагали неиспользование тюменского газа для закачки в пласт и газлифтной эксплуатации, а также отсутствие капитальных затрат на ввод новых месторождений и реконструкцию объектов.

Группа 2 «с закачкой без ввода перспектив» – в сценариях этой группы предполагалась разработка месторождений по имеющимся лицензиям ООО «Газпром добыча Краснодар» с использованием тюменского газа для закачки в пласт и газлифтной эксплуатации, но не предусматривалось освоение перспективных месторождений. Сценарии группы 2 предполагали капитальные вложения в реконструкцию промышленной, транспортной

и перерабатывающей инфраструктуры в соответствии с имеющимися технологическими ограничениями.

Группа 3 «с закачкой, с вводом перспектив» – сценарии этой группы рассматривались с учетом ввода перспективных месторождений в разработку. Использование тюменского газа и наличие капитальных вложений в реконструкцию существующей инфраструктуры аналогичны сценариям группы 2. Дополнительно предусматривается необходимость капитальных вложений, связанных с вводом в разработку перспективных месторождений.

Для всех сценариев предусматривались подача попутного нефтяного газа (ПНГ) с месторождений ПАО «Лукойл» в газотранспортную систему ООО «Газпром добыча Краснодар» и далее его переработка СГПЗ ООО «Газпром переработка» на условиях процессинга (рис. 3).

По результатам оценки экономической эффективности сценариев развития Вуктыльского ГЭР с учетом максимального использования существующей промышленной, газотранспортной и перерабатывающей инфраструктуры дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми выявлено, что наиболее

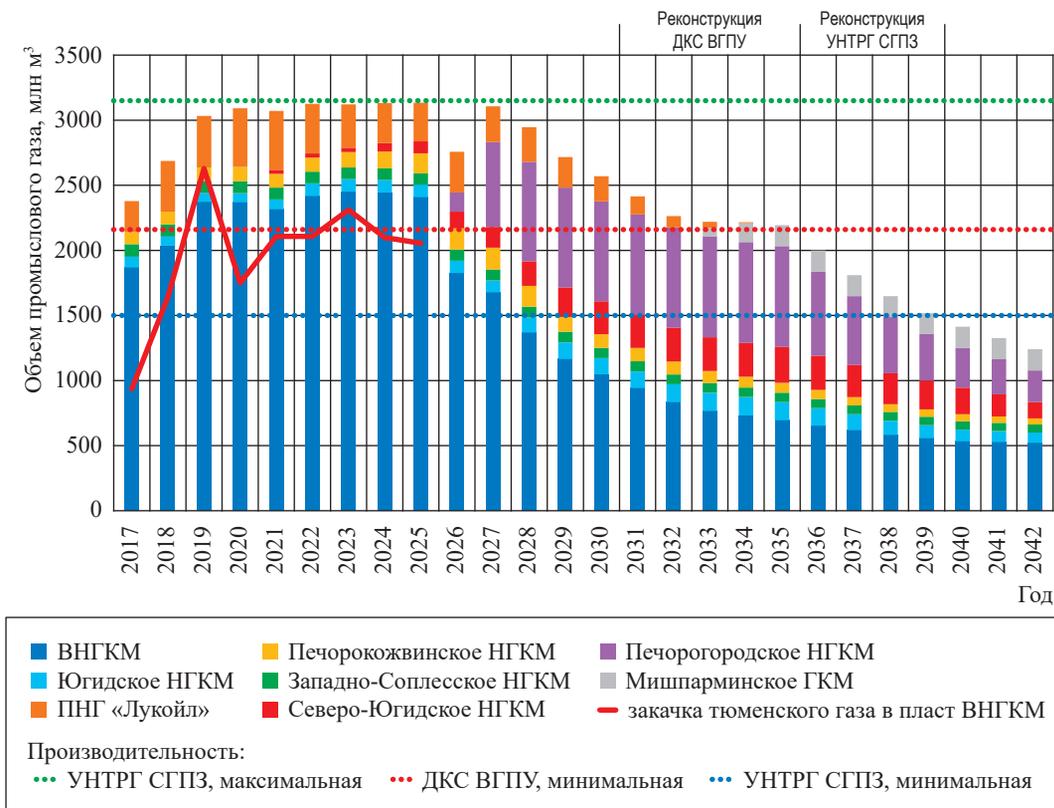


Рис. 3. Прогноз поступления газа на переработку на СГПЗ: ГКМ – газоконденсатное месторождение

привлекательными с экономической и технологической точек зрения являются варианты группы 3 («с закачкой, с вводом перспектив»). При этом наиболее высокий показатель экономической эффективности и индекс доходности имеет сценарий, предусматривающий поставку газа на СГПЗ с его последующей переработкой в товарную продукцию с высокой добавленной стоимостью (см. рис. 3).

Тем не менее в условиях падения уровня добычи существующих и перспективных месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар» на долгосрочную перспективу, а также необходимости дорогостоящей

реконструкции системы подготовки, компримирования, транспортировки и переработки углеводородного сырья требовалось оценить потенциальные перспективы роста сырьевой базы переработки и направлений производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

Решение задачи

Для обеспечения стабильной работы всего комплекса по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья ПАО «Газпром» в Республике Коми было решено рассмотреть два принципиально

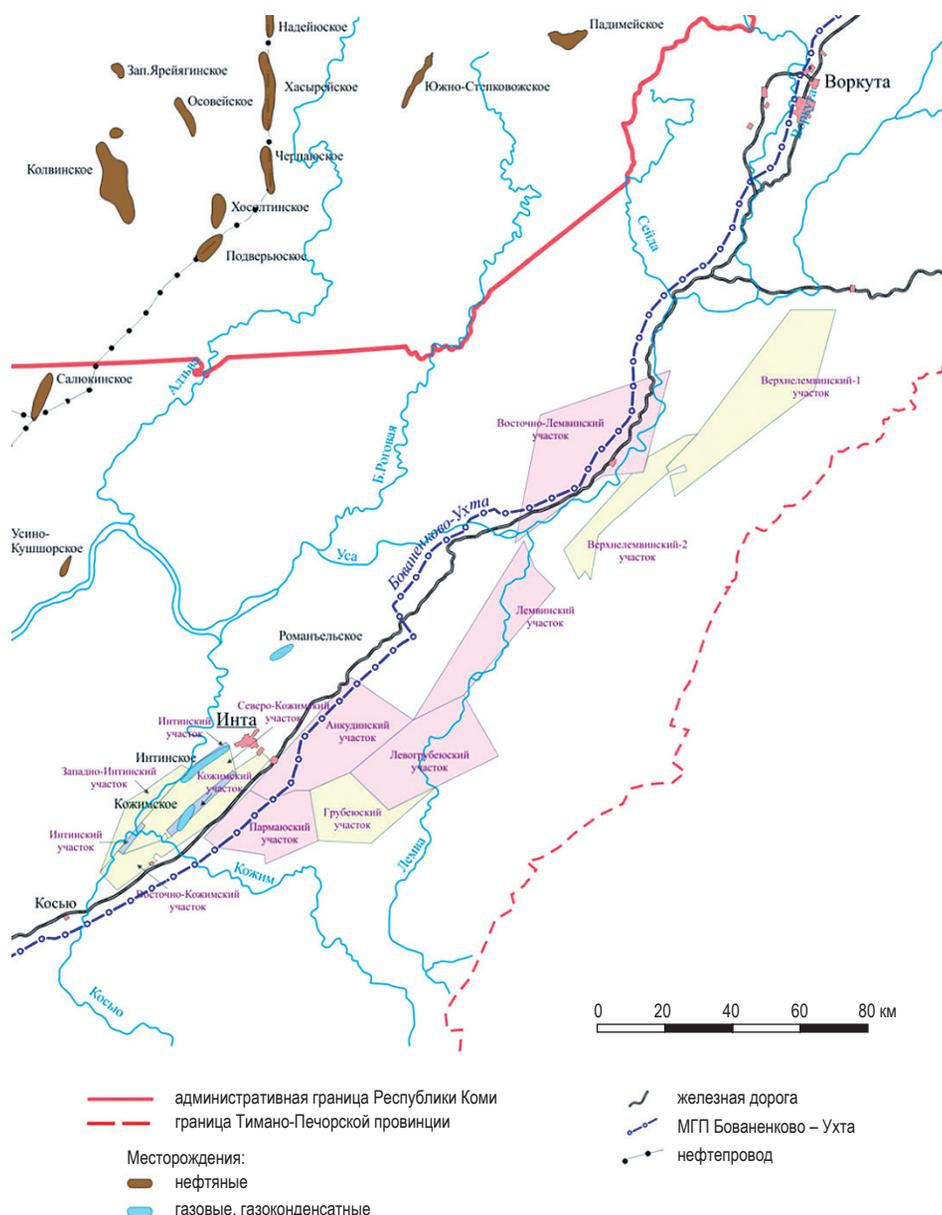


Рис. 4. Основные перспективные участки недр вдоль трассы МГП Бованенково – Ухта (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

отличающиеся направления: 1) увеличение ресурсной базы за счет вовлечения перспективных участков недр вдоль трассы МГП Бованенково – Ухта в разработку; 2) увеличение объемов переработки углеводородного сырья на базе СГПЗ с получением новых товарных продуктов [2]. В первом случае предполагалось оценить потенциал вовлечения существующей ресурсной базы нераспределенного фонда недр вдоль трассы МГП Бованенково – Ухта, а также осуществить оценку перспективных участков. Для увеличения объемов переработки углеводородного сырья СГПЗ в рамках второго направления предполагалось осуществить полную загрузку действующих и сооружение дополнительных мощностей газопереработки с выделением этановой фракции и ее последующей подачей для газохимической переработки в продукцию с высокой добавленной стоимостью. Дополнительно существует возможность резервирования объемов газа с месторождений п-ова Ямал путем закачки газа в пласт ВНГКМ.

К основным перспективным участкам нераспределенного фонда недр (рис. 4) относятся Сырьягинский (район компрессорной станции (КС) Воркутинская МГП Бованенково – Ухта), Интино-Кожимский, Анкудино-Левогрубейюский, Пармаюский (район КС Интинская МГП Бованенково – Ухта). Отметим, что помимо обозначенных выше перспективных участков несомненный интерес представляет оценка ресурсной базы Большесынинской впадины и гряды Чернышева, расположенных в непосредственной близости от МГП Бованенково – Ухта и системы добычи и межпромысловой транспортировки ООО «Газпром добыча Краснодар» (г. Печора).

Основные выводы

Для обеспечения бесперебойной и устойчивой работы всего комплекса по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов ПАО «Газпром» в Республике Коми необходима комплексная оценка перспектив развития ресурсной базы с вовлечением нераспределенных участков недр, выбором направлений развития транспорта и переработки углеводородов.

Комплексный подход к разработке сценарного развития Вуктыльского геолого-экономического района позволит составить проектно-технические документы на разработку существующих и перспективных активов ООО «Газпром добыча Краснодар» в Республике Коми с учетом необходимости реконструкции существующих и строительства новых наземных сооружений, увеличить степень обоснованности управленческих решений, оценить целесообразность вовлечения в разработку перспективных участков недр нераспределенного фонда и выявить наиболее экономически целесообразную стратегию развития всего комплекса по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов ПАО «Газпром» в Республике Коми в целом на долгосрочный период.

Учитывая, что стоимость ликвидации скважин и Вуктыльского промысла будет достаточно высокой, продление сроков эксплуатации месторождений за счет усиления конкурентных позиций единой системы «добыча – транспортировка – переработка» в целом позволит существенно отодвинуть сроки принятия решения о ликвидации данных месторождений и высвободившиеся финансовые ресурсы направить на поиск, разведку и освоение новых нефтегазовых запасов [3].

Список литературы

1. Разманова С.В. Комплексный подход к оценке экономической эффективности разработки месторождений углеводородов на завершающем этапе / С.В. Разманова, Е.В. Мазурина // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 6. – С. 25–30.
2. Голованов А.Е. Развитие газохимического производства на Сосногорском ГПЗ с учетом перспектив сырьевой базы / А.Е. Голованов, С.В. Разманова, Е.В. Шульц и др. // Инновации сегодня и завтра – миссия молодых ученых // Материалы внутренней молодежной научно-практической конференции ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 08 декабря 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 43.
3. Разманова С.В. Проблемы добычи углеводородов на завершающей стадии и их решение / С.В. Разманова, Е.В. Мазурина, Е.В. Шульц и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 708. – С. 26–30.

Outlooks for stable advancement of gas-production and gas-refining cluster in The Komi Republic

S.V. Trufanov^{1*}, Ye.V. Shults¹, T.I. Bogdanovich²

¹ Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article examines the future chances to develop a unified complex for operating hydrocarbon fields together with the collecting system and the systems for treatment, transportation and refining of raw hydrocarbons produced by the Gazprom's affiliates in the Komi Republic. For a case of Vyktyl field, authors present the program-simulated scenarios for complex development of a unified geological-economical region with prediction of fields' performance with consideration of the ground infrastructure. These scenarios suppose maximal consideration of the existing Gazprom's field, gas-transport and processing infrastructure. Authors also describe the ways to form a current mineral resource base for the Sosnogorskiy gas refining plant through exploiting the Vyktyl-region fields where the Gazprom Dobycha Krasnodar LLC possesses the licenses. They list the major problems of the fields being at a final stage of development, predict the amounts of raw hydrocarbons which are going to be refined in long run on account of necessary infrastructural reconstructions. To provide the long-term stable development of own industrial facilities in the Komi Republic, Gazprom should constantly monitor the current state of its resource base, especially referring to the fields at final stage of development, and give grounds to the predicted performance of the resource base taking into account possible introduction of the new facilities, the objects of the unallocated subsoil reserve fund and possible supplies of hydrocarbons from the third-party license holders. The article highlights the feasible ways to enlarge the potential Gazprom's resource base of gas production in the Komi Republic, and the directions of the Gazprom Pererabotka LLC facilities progress. Complex approach to Vyktyl region development will rise validity of the technical project documentation referring to the existing and future actives of the Gazprom Dobycha Krasnodar LLC in the Komi Republic, will show if it is sensible to develop the promising soil sites from the reserve fund and will uncover the most feasible long-term strategy of development.

Keywords: complex development, field, ground infrastructure, Vyktyl geological-economical region, refining, Sosnogorskiy gas refining plant, collecting system, process performance, feasibility study.

References

1. RAZMANOVA, S.V., Ye.V. MAZURINA. Complex approach to assessment of economic efficacy of hydrocarbon field development at final stage [Kompleksnyy podkhod k otsenke ekonomicheskoy effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov na zavershayushchem etape]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2010, no. 6, pp. 25–30, ISSN 0869-3188. (Russ.).
2. GOLOVANOV, A.Ye., S.V. RAZMANOVA, Ye.V. SHULTS et al. Development of gas-chemical production facilities at Sosnogorskiy gas refining plant on account of further mineral base outlooks [Razvitiye gazokhimicheskogo proizvodstva na Sosnogorskom GPZ s uchetom perspektiv seryevoy bazy]. In: *Innovations today and tomorrow as the mission of young scientists* [Innovatsii segodnya i zavtra – missiya molodykh uchenykh]: proc. of the Inside Youth R&D Conference at the Gazprom VNIIGAZ LLC, 08 December 2016. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, p. 43. (Russ.).
3. RAZMANOVA, S.V., Ye.V. MAZURINA, Ye.V. SHULTS et al. Problems of hydrocarbon production at final stage and their solution [Problemy dobychi uglevodorodov na zavershayushchey stadii i ikh resheniye]. *Газовая Промышленность*, 2014, no. 708, pp. 26–30, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 622.279.3; 622.279.6

Критерии эффективности гидравлического разрыва газового пласта

А.В. Красовский

ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

E-mail: A.Krasovskiy@adm.gazprom.ru

Тезисы. На современном этапе развития газовой добычи в разработку вовлекаются все больше газовых месторождений с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Для обеспечения рентабельных дебитов и окупаемости проекта в целом необходимо применение современных методов интенсификации притока газа к забоям добывающих скважин. К одним из наиболее успешных методов относится многостадийный гидроразрыв пласта. Однако опыт применения данного геолого-технологического мероприятия показывает, что не всегда достигается значительный и долговременный эффект. В работе проводятся поиск и обоснование критериев эффективности применения гидравлического разрыва газовых пластов на примере добывающих скважин Южно-Русского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений.

Снижение доли добычи газа в РФ из традиционных газовых залежей Западной Сибири (сеноманских, валанжинских) привело к тому, что значительные текущие и прогнозные приросты объемов добычи этого ценного природного ресурса могут быть обеспечены ачимовскими и сенон-туронскими продуктивными пластами. Кроме того, происходит расширение географии добычи и геологоразведки в Восточную Сибирь и на шельф Российской Федерации. Поскольку новые объекты разработки имеют разное геологическое строение и отличаются значительно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пластов, наиболее популярным способом повышения продуктивности скважин является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).

Анализ опубликованных данных показывает, что четкие критерии применения и оценки эффективности МГРП, основанные на опыте уже выполненных операций на газовых пластах РФ, практически отсутствуют, а те, которые опубликованы, сводятся к расчету параметров и условий проведения самой операции разрыва либо к численной оценке прироста дебита после ее выполнения.

Ранее автором проанализированы [1, 2] первые годы эксплуатации скважин с восходящими стволами и горизонтальных скважин с МГРП и сделаны выводы о том, что по первому типу скважин продуктивность выросла на 3 %, а вот при применении технологии МГРП за год продуктивность снизилась в среднем на 19 %. Также отмечена актуальность выработки четких критериев оценки необходимости применения и эффективности технологии МГРП на газовых объектах РФ с низкими ФЕС.

Настоящая статья написана в развитие этой темы.

Объект исследования

На текущий момент накоплен значительный объем геолого-промысловой информации о скважинах с МГРП: эксплуатация с закрытыми и открытыми портами, регулярное проведение газодинамических (ГДИ) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований, фактические технологические режимы работы. Следовательно, необходимы исследования, которые позволят определить основные факторы, влияющие на продуктивность скважин с заканчиванием разных типов.

Объектами данного исследования являются скважины с МГРП Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [3] и Уренгойского НГКМ, а также критерии эффективности данной технологии для коллекторов с низкими ФЕС.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы газа, туронская газовая залежь, ачимовская газовая залежь, многостадийный гидравлический разрыв пласта, горизонтальная скважина, восходящий профиль скважины, продуктивность газовой скважины, радиус дренирования газовой скважины, активная зона дренирования скважины, интенсификация добычи газа.

Туронская залежь Южно-Русского НГКМ

После окончания работы над статьями по скважинам с МГРП [1–3] получены новая геолого-промысловая информация и ряд первичных данных ГДИ. Например, проведено повторное ГДИ еще на одной скважине (далее – скв.) – № 2602, а по скв. №№ 1104, 1303, 1304 проведено третье ГДИ. Анализ динамики коэффициентов продуктивности по скважинам с МГРП [4] показывает следующее (рис. 1):

1) продуктивность скв. № 1104 после МГРП снижается;

2) для скв. №№ 1104, 2602 за 1-й год эксплуатации после МГРП в среднем наблюдается увеличение продуктивности на 34 %, однако, еще через год продуктивность по скв. № 1104 падает ниже первоначального значения после и до МГРП;

3) продуктивность скв. № 1304 не изменилась;

4) по скв. № 1303 на 3-й год эксплуатации намечилась тенденция к снижению продуктивности;

5) продуктивность скв. №№ 902, 103, 4103 за первые два года эксплуатации в среднем упала на 33 %.

Известно, что наиболее точный способ оценки вклада трещин МГРП в приток – это выполнение ПГИ и анализ результата [5].

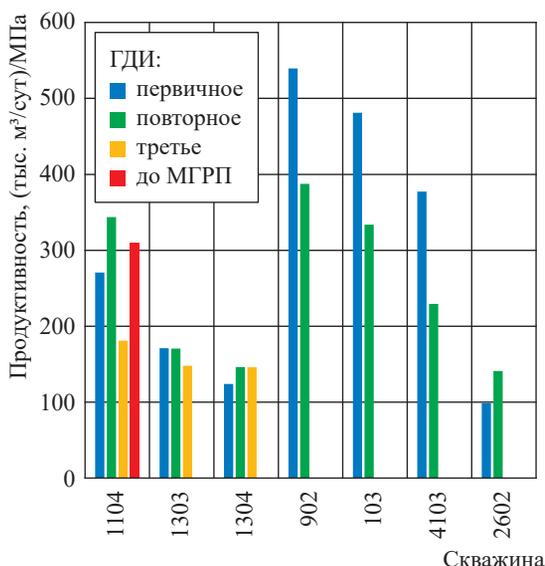


Рис. 1. Анализ динамики продуктивности скважин Южно-Русского НГКМ с субгоризонтальным окончанием с МГРП

Благодаря ОАО «Севернефтегазпром» и, в частности, слаженной работе геологической службы по этим скважинам ГДИ и ПГИ выполняются на высоком уровне и с хорошей периодичностью.

Необходимо напомнить, что ранее [2] на примере скв. № 4103 показано, что сразу

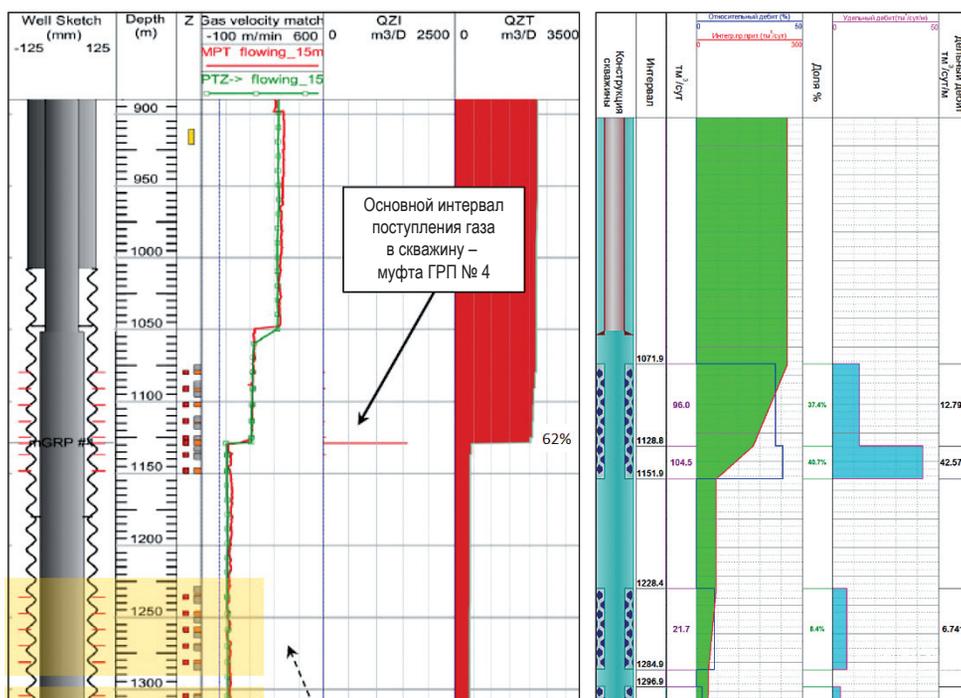


Рис. 2. Сравнение профилей притока по скв. № 4103 Южно-Русского НГКМ: а – ПГИ от 30.11.2020; б – ПГИ от 09.11.2021

Таблица 1

**Сводная геологическая и гидродинамическая информация
по скважинам с МГРП Южно-Русского НКМ**

Параметр		Скважины, пробуренные в 2019 г. (пусковой комплекс)			Скважины, пробуренные в 2020–2022 гг.			
		1104	1303	1304	103	902	4103	2602
№ скважины		1104	1303	1304	103	902	4103	2602
Порты ГРП (трещины)	количество	3	3	4	4	3	4	4
	работает по ПГИ	0	0	0	3	3	1	1
	состояние	Закрыты			Открыты			Закрыты
Полудлина трещин, м		37...58	20...76	33...66	32...59	24...58	38...63	33...42
К продуктивности после ГРП	первичное ГДИ	270	171	137	482	539	377	99
	повторное ГДИ	343	171	146	334	387	229	141
Радиус зоны дренирования, м	первичное ГДИ	72,7	61	64,6	80,1	118,9	155	531
	повторное ГДИ	220,8	280	182,7	349	479,8	839	725
Проницаемость по КВД, мД	первичное ГДИ	5,6	6,8	6,8	40	18	22,4	26,8
Проницаемость по ГИС, мД		2,32	2,5	2,5	1,1	5,4	1,26	1,1
Общая толщина пласта, м		30,8	46,9	37,4	47,3	48,4	30,8	42,8
Эффективная высота пласта, м		19,9	31,6	23,6	13,2	19,7	11,1	8,2

после МГРП работал только 4-й порт ГРП, обеспечивая вклад в приток около 70 % (рис. 2). После года работы подключаются интервалы выше и ниже. Точно оценить вклад трещины в приток достоверно невозможно, но суммарно с интервалом пласта в 123 м приток составляет 47,1 %. Если сравнить в абсолютных величинах, то приток газа упал с 207 до 99,8 тыс. м³/сут, т.е. более чем в 2 раза. По скв. № 104 и № 902 ситуация аналогичная: отмечается работа трех портов ГРП на начальном этапе, после года эксплуатации вклад в приток газа снижается.

Рассмотрим эффективность МГРП последней скв. № 2602, продуктивность которой в течение года эксплуатации выросла на 42 %. Планшеты ПГИ на рис. 3 представляют сводную характеристику притоков двух исследований, выполненных в мае и ноябре 2021 г. К сожалению, в ноябре построить поинтервальные профили притока на всех динамических режимах не удалось в связи с засорением крыльчатки расходомера. Анализ показывает, что непосредственно в зоне расположения трех премиум-портов значительного увеличения вклада в приток газа не отмечается, за исключением премиум-порта на глубине 1278 м. Так, в мае при 13%-ном вкладе в приток отмечаются аномалии термограммы на всех режимах при небольшой разнице в дебитах – 166; 198 и 245 тыс. м³/сут. Однако уже к ноябрю температура на двух режимах остается постоянной при существенной разнице

в дебитах – 340 и 177 тыс. м³/сут, что является косвенным признаком снижения вклада в общий дебит скважины притока газа из трещины ГРП, иными словами, подтверждается вывод, что в данном случае трещины ГРП – это кратковременная интенсификация. Анализ ФЕС по стволу показал, что все другие изменения в притоке газа связаны с качеством вскрытого коллектора. Более того, даже на начальном этапе работа одной трещины отмечается лишь на определенном режиме при увеличении депрессии. Следовательно, трещины, образованные в результате МГРП, не могли стать причиной роста продуктивности данной скважины после проведения данного вида геолого-технологического мероприятия (ГТМ). Снижение истинного скин-фактора с –0,45 до –1,93 позволяет предположить, что увеличение добычных возможностей объясняется очисткой призабойной зоны пласта (ПЗП). Однако согласно данным в табл. 1 скважина непосредственно забоем вскрывает всего 8 м эффективной толщины коллектора, и анализ ПГИ показывает, что приток газа значителен по крайней мере через одну муфту МГРП. С учетом того, что по кривой восстановления давления (КВД) определены очень высокая проницаемость и радиус¹ исследования скважины более 500 м (уже на первом исследовании), можно предположить, что скважина

¹ Условная зона дренирования, так как время КВД при ГДИ одинаковое.

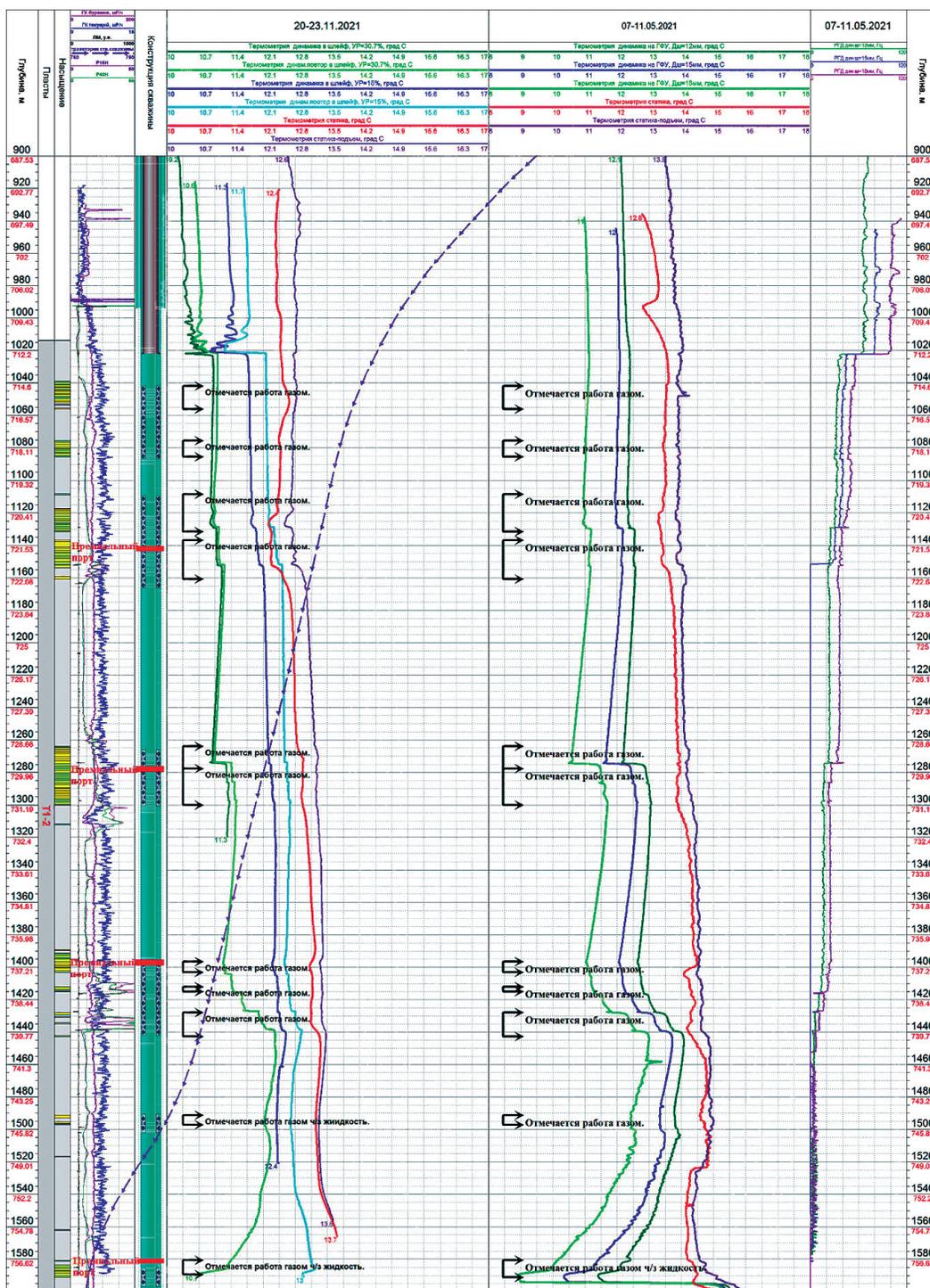


Рис. 3. Результаты ПГИ по скв. № 2602 Южно-Русского НГКМ. Сводная характеристика притоков двух исследований от 07–11.05.2021 и 20–23.11.2021

попала в зону сильной глинизации пласта и с помощью трещин МГРП удалось приобщить удаленные высокопродуктивные пропластки залежи. Рост продуктивности связан с постепенной очисткой ПЗП и приобщением удаленных высокопроницаемых пропластков. Однако выполненный анализ позволяет автору сделать прогноз, что в ближайшее время

следует ожидать снижения продуктивности этой скважины.

Рассмотрим планшеты ПГИ по скв. № 1104 (рис. 4). Анализ ПГИ до МГРП (18–21.04.2018) и двух ПГИ после МГРП (29.06–03.07.2019 и 04–08.12.2019) показал, что происходит перераспределение притока газа по разрезу пласта в зависимости от расположения

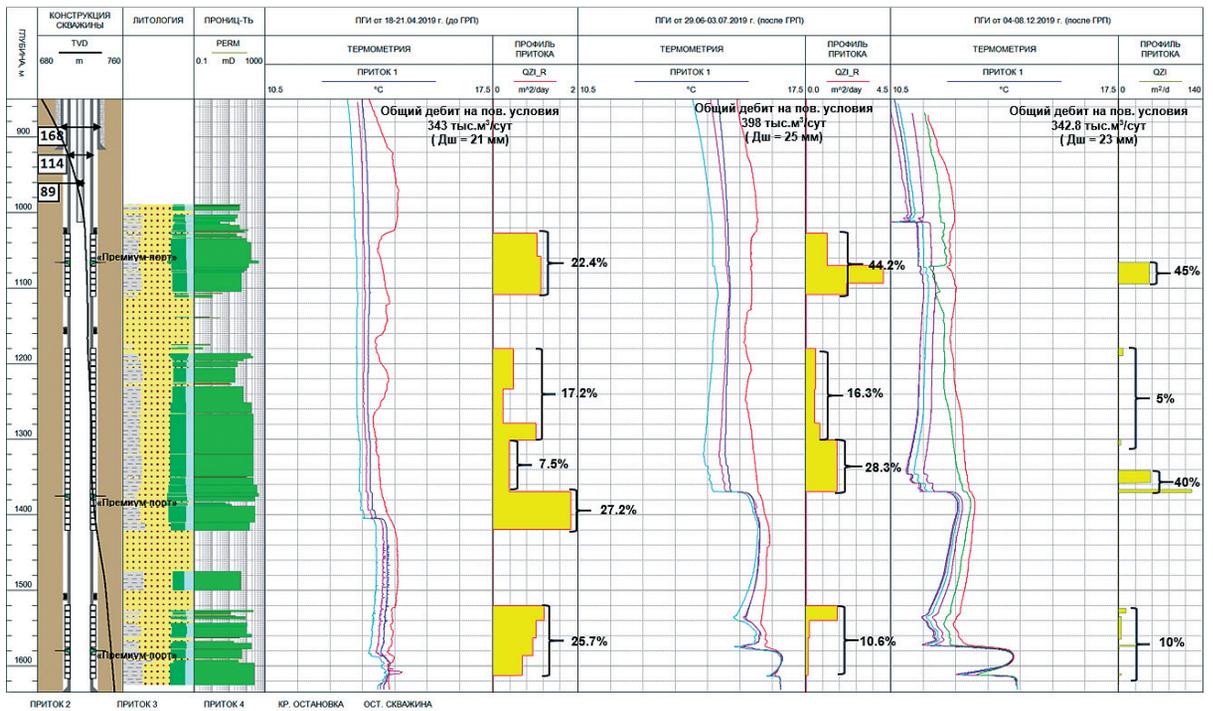


Рис. 4. Сравнительный анализ работы продуктивной части пласта T₁₋₂ по данным ГИС 2019 г. скв. № 1104 Южно-Русского НГКМ, проведенным до и после ГРП

Таблица 2

Технологические режимы скв. № 1104 Южно-Русского НГКМ, полученные при ПГИ до и после МГРП: ГФУ – горизонтальная факельная установка; Дш – диаметр штуцера

Параметр	Скважина работает на ГФУ						Статика	
	Дш = 15 мм		Дш = 20 мм		Дш = 25 мм		до МГРП	после МГРП
	до МГРП	после МГРП	до МГРП	после МГРП	до МГРП	после МГРП		
Устьевое давление, кгс/см ²	62,0...70,0	64,5...75,5	47,7...57,6	44,0...51,4	40,6...59,2	40,7...41,2	88,8...89,2	84,1...88,8
Забойное давление (P _{зоб}), кгс/см ²	90,88	84,79	86,53	81,3	85,03	78,81	96,25	95,09
Забойная температура, °С	13,98	11,40	13,64	11,15	13,58	10,56	14,39	13,04
Дебит (Q), тыс. м ³ /сут	221	235	306	310	370	355	–	–
Пластовое давление (P _{пл}), кгс/см ²	–	–	–	–	–	–	98,95	98,47
Депрессия, кгс/см ²	8,07	13,68	12,42	17,17	13,92	19,66		

премиум-портов МГРП. Однако даже на рис. 4 можно отметить, что мы имеем одинаковые дебиты до МГРП и при ПГИ в декабре 2019 г., хотя шайба в декабре на 2 мм больше и должна в принципе обеспечить больший дебит. Более того, анализ технологических режимов

ПГИ до и после МГРП (табл. 2) показывает, что проведение МГРП повлияло на депрессию в сторону ее увеличения в 1,4...1,7 раза при примерно одинаковых дебитах. Рост продуктивности на рис. 1, полученный при первом ГДИ, объясняется очисткой скважины,

что подтверждает снижение истинного скин-фактора с 0,22 до $-0,48$. Также падение коэффициента продуктивности при третьем исследовании вызвано именно снижением добывного потенциала скважины, а не, например, скоплением жидкости на забое, что подтверждают результаты ПГИ и продолжение снижения истинного скин-фактора до значения $-0,7$.

По скв. № 1303 и № 1304 значительного вклада в приток портов ГРП по ПГИ не наблюдается.

Выполним более подробный анализ табл. 2; для этого обозначим, что время записи КВД во всех исследованиях для каждой скважины одинаковое:

1) учитывая ранее сделанный анализ изменения продуктивности по скв. № 1104, можно сделать вывод, что закрытие портов ГРП по скв. №№ 1104, 1303, 1304 привело к тому, что газ, перетекая сначала по трещине, продолжал движение к фильтровой части через коллекторы ПЗП, проницаемость которых стала ограничением притока газа и привела к отсутствию даже кратковременного эффекта роста продуктивности вследствие операции МГРП;

2) по скв. № 2602 эффект от МГРП продолжается 2 года, однако, следует ожидать снижения продуктивности в течение следующей эксплуатации. Рост продуктивности от МГРП по данной скважине обусловлен тем, что ее забой попал в заглинизированную зону, эффективная толщина ($h_{эфф}$) в 5 раз меньше общей толщины пласта и с помощью трещин происходит приобщение недоступных высокопроницаемых пропластков залежи как по разрезу, так и по площади;

3) уверенно диагностируется влияние проницаемости на продуктивность скважин. Самые низкие по продуктивности скважины с МГРП (№№ 1104, 1303, 1304) имеют проницаемость в диапазоне 7,8...9,5 мД по ГИС и 6,8...7,9 мД по КВД. По скв. №№ 103, 902, 4103 влияние применения технологии МГРП на полученные высокие коэффициенты продуктивности не очевидно, так как ПЗП имеют самую высокую проницаемость 17,2...19 мД по ГИС и 18...23 мД по КВД;

4) в случае значительного превышения радиусом дренирования полудлины трещины формирование зоны условно постоянного давления вокруг скважины при установившемся режиме ее работы подтверждается тем,

что даже после снижения продуктивности в скв. №№ 103, 902, 4103 значительный приток газа происходит по трещинам ГРП – наиболее близкому каналу к границе этой зоны;

5) по трем скважинам (№№ 103, 902, 4103) с открытыми портами МГРП эффект длился от нескольких месяцев до года. Прирост продуктивности на начальном этапе можно оценить по степени ее падения за первый год эксплуатации – 30...40 %, что объясняется радиусами зон исследования (условно дренирования) скважин сразу после МГРП в диапазоне 80,1...155 м, что больше полудлины почти всех созданных трещин. После года эксплуатации радиусы зоны исследования увеличиваются до 349...839 м (при одинаковой продолжительности исследования), т.е. скважины очень быстро выходят на приток газа к зоне условно постоянного давления в ПЗП, созданного трещинами МГРП [2], что также объясняет отсутствие долговременного эффекта от данной технологической операции. Следовательно, для получения долговременного эффекта полудлина трещины должна иметь сопоставимые размеры с радиусом дренирования скважины, увеличивая коэффициент продуктивности и дренируемые ей запасы.

В целом после анализа геолого-промышленной информации по скважинам с МГРП туронской залежи Южно-Русского месторождения можно сделать вывод, что по итогам данного вида ГТМ изменяется профиль притока и увеличивается вклад в приток газа интервалов коллектора непосредственно в зоне расположения премиум-портов, что либо не приводит к увеличению роста продуктивности скважины, либо приводит на краткосрочный период. Подтверждаются высокие риски загрязнения ПЗП скважин при проведении МГРП, что может полностью нивелировать эффект от МГРП.

Ачимовские залежи Уренгойского НГКМ

Вторым наиболее охваченным операциями МГРП объектом в группе месторождений ПАО «Газпром» являются ачимовские залежи Уренгойского НГКМ. Данные залежи характерны тем, что значения средней проницаемости по ГИС по залежам лежат в диапазоне 2,66...0,18 мД, из-за чего автору и интересны результаты применения МГРП на этих объектах.

На текущий момент по всем участкам данных залежей количество проведенных гидро-разрывов пласта исчисляется несколькими

сотнями. Большая часть фонда эксплуатационных скважин представлена S-образными скважинами с МГРП (рис. 5). На текущий момент пробурены 35 скважин с субгоризонтальным окончанием, в которых проведены операции ГРП.

За 6-летний период на эксплуатационных участках 1А и 2А проведены соответственно 112 и 51 ГДИ с фиксацией динамического забойного давления. В общем случае первичные и текущие гидродинамические исследования включали один эксплуатационный, или оптимальный, режим, обеспечивающий стабильную работу скважины (Q_0) и последующую остановку на КВД, при этом среднее время на режиме составляло порядка 108 ч, на КВД – 360 ч.

Одной из особенностей разработки участков 1А и 2А ачимовских отложений является вскрытие и дренирование одновременно трех пластов: Ач₃, Ач₄ и Ач₅²⁻³, что затрудняет интерпретацию ГДИС и получение достоверных параметров раздельно по пластам.

Поскольку ачимовские отложения характеризуются низкими ФЕС и время выхода на радиальный режим притока достаточно велико, актуальным остается вопрос нахождения баланса между временем остановки скважин на КВД и сокращением отставания от проектных уровней добычи; оптимальная длительность КВД определяется исходя из ФЕС в зоне дренирования скважины на основе имеющейся КВД длительностью 600 ч. Посредством аналитического сокращения времени КВД в технологической схеме разработки Уренгойского НГКМ определено, что 350 ч достаточно для последующей корректной оценки параметров.

На скважинах участка 1А за 6-летний период (на основании 112 исследований по 91 скважине) диагностируются следующие параметры для пластов Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³ соответственно: средняя проницаемость коллектора – 1,30 и 0,29 мД; средняя проводимость коллектора – 63,8 и 10,42 мД·м; средняя полудлина трещины – 163 и 152 м; средняя проводимость трещины – 1744 и 1681 мД·м. Средний скин-фактор составляет –5,76. Проницаемость, полученная в результате ГДИ, в среднем совпадает с проницаемостью по ГИС.

На скважинах участка 2А за 6-летний период (на основании 51 исследования по 28 скважинам) диагностируются следующие параметры для пластов Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³

соответственно: средняя проницаемость коллектора – 0,33 и 0,14 мД; средняя проводимость коллектора – 5,2 и 8,75 мД·м; средняя полудлина трещины – 213 и 231 м; средняя проводимость трещины – 1459 и 2056 мД·м. Средний скин-фактор составляет –6,67. Проницаемость, полученная в результате ГДИ, в среднем совпадает с проницаемостью по ГИС.

В качестве одной из первых субгоризонтальных скважин с МГРП в сентябре 2018 г. пробурена и запущена в эксплуатацию скв. № 1А313 (рис. 6). На пласты Ач₅²⁻³ и Ач₃₋₄ проведены ГРП с закачкой проппанта, т: на порт № 1 – 150; на порт № 2 – 200; на порт № 3 – 150; на порт № 4 – 300. Работа через четыре муфты



Рис. 5. Схема S-образной скважины с МГРП

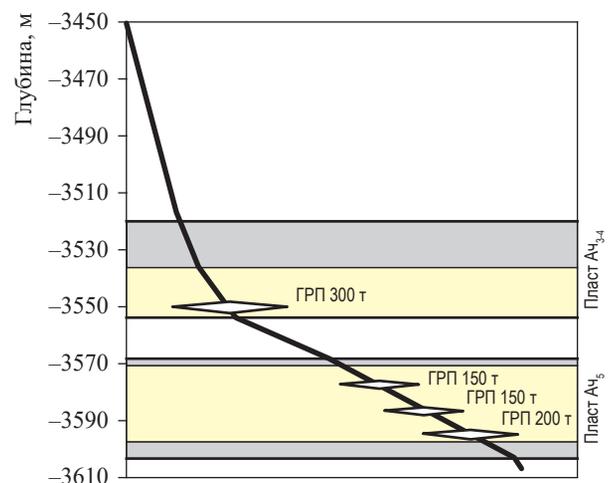


Рис. 6. Профиль скв. № 1А313 с расположением стадий МГРП

ГРП, она вскрывает продуктивный пласт $A_{ч_{3,4}}$ в интервале 4058,23...4059,05 м (порт № 4, полудлина трещины – 275 м) и пласт $A_{ч_{5^{2-3}}}$ в интервалах 4539,50...4540,32 м (порт № 3, полудлина трещины – 150 м), 4721,99...4722,81 м (порт № 2, полудлина трещины – 191 м), 4882,01...4883,01 м (порт № 1, полудлина трещины – 175 м).

По данной скважине проведено достаточное количество исследований, чтобы проанализировать эффективность МГРП. Первичный комплекс ГДИ скв. № 1А313 проведен в период 17.12.2018–17.01.2019. Исследования проведены на четырех режимах фильтрации газа, включая эксплуатационный режим. С учетом сложности и особенности интерпретации исследования скв. № 1А313 в программе Saphir при МГРП в многопластовой модели, когда в одном пласте расположен всего один порт ГРП, настройка модели осуществлялась на две трещины МГРП при одной фактической. В итоге по достижении удовлетворительного качества адаптации модели диагностируются параметры призабойной и удаленной зон пласта, представленные в табл. 3.

Как минимум невосстановленная КВД и вскрытие двух пластов обуславливают то, что все фильтрационные параметры в табл. 3 носят оценочный характер. Необходимо уточнить, что в случае субгоризонтальной скважины с МГРП радиус исследования, зона дренирования скважины и тем более ее форма носят весьма неопределенный характер. Так, контур зоны дренирования может иметь как овальную форму вдоль ствола скважины, так и повторять конфигурацию трещин вместе с забоем скважины.

Оценить работу трещин и изменение вклада в приток по трещинам в динамике за 4 года позволяет сводная информация по ПГИ в табл. 4. Через год после МГРП происходит более чем двукратное увеличение дебита скважины до 515 тыс. м³/сут, причем значительный рост притока происходит с $A_{ч_{5^{2-3}}}$ по мере очистки трещины и расширения депрессионной воронки. Через два года дебит снижается до 325 тыс. м³/сут, однако все равно остается выше, чем без ГРП на 71 %.

Анализ близлежащих к скв. № 1А313 скважин с близкими значениями проводимости

Таблица 3

Фильтрационные параметры скважины № 1А313

Параметр	$A_{ч_{3,4}}$	$A_{ч_{5^{2-3}}}$	В среднем по двум пластам
Проводимость, мД·м			59,3
Проницаемость, мД	1,1	0,5	0,81
Общий скин-фактор	–	–	–6,8
Полудлина трещины, м	150	220	–
Проводимость трещины, 10 ⁻³ мкм ² ·м	1900	1300	–
Радиус исследования, м	–	–	260
Давление на конец КВД, МПа	–	–	53,95
Коэффициент продуктивности (PI), (тыс. м ³ /сут)/МПа ²	–	–	0,39

Таблица 4

Сводная информация по интервалам притока газа по результатам трех ПГИ с 2018-го по 2022 г. по скв. № 1А313 с МГРП первого участка Уренгойского НГКМ

Пласт	Интервал перфорации	Интервал притока	Дебит						Прирост (+) / падение (–) дебита в период с 2018-го по 2022 г.	
			исследования 22–23.07.2018		исследования 02–05.12.2019		исследования 02–10.10.2022		тыс. м ³ /сут	%
			тыс. м ³ /сут	%	тыс. м ³ /сут	%	тыс. м ³ /сут	%		
$A_{ч_3}$, $A_{ч_4}$	Муфта ГРП	4056,4...4057,2	103,0	44,8	181,1	35,2	150,2	46,2		
		Σ	103,0	44,8	181,1	35,2	150,2	46,2	–30,9	–25,5
$A_{ч_{5^{2-3}}}$	Муфта ГРП	4535,9...4536,7	16,6	7,2	116,1	22,5	52,6	16,2		
		4718,7...4719,5	73,2	31,8	176,5	34,2	58,8	18,1		
		4879,8...4880,8	37,2	16,2	41,8	8,1	63,6	19,5		
		Σ	127,0	55,2	334,4	64,8	175,0	53,8		
Итого:			230	100	515,5	100	325,2	100	–190,3	–36,9

(табл. 5) показывает более чем двукратный рост продуктивности после проведения ГРП. Кроме того, если рассмотреть средние результаты ГРП отдельно по участкам 1А и 2А (табл. 6), то можно отметить, что со снижением проницаемости (по 2А в среднем ниже в 2,4 раза, чем по 1А) при остальных сопоставимых параметрах растет эффективность применения ГРП. Так, в среднем продуктивность по скважинам участка 1А после ГРП выросла в 3,4 раза, а по скважинам участка 2А – в 5,4 раза.

В табл. 7 автором сведены все основные гидродинамические параметры скважин с МГРП, полученные в ходе выполнения исследования, которые так или иначе характеризуют эффективность данной технологической операции. Кроме того, на рис. 7 показана зависимость эффективности ГРП от проницаемости

ПЗП, которая позволила выявить численное условное граничное значение проницаемости – 2 мД, выше которого применение ГРП не имеет смысла, особенно если учесть, что эффект от этой операции длится всего несколько месяцев. Граничное значение эффективности применения ГРП в 2 мД абсолютно совпало со значением по западным месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами газа [6]. Надо понимать, что выявленная зависимость и условное значение проницаемости в 2 мД имеют ряд допущений: отсутствие деления на горизонтальные и вертикальные скважины, количество трещин, период эффективности ГРП, геологические особенности (например, расчлененность) и т.д. Однако в целом на качественном уровне выявленная зависимость позволяет более тщательно подходить

Таблица 5

Сопоставление гидродинамических параметров скв. № 1А313 с соседними скважинами и близкими по параметру проводимости пласта

Скважина	Проницаемость, мД		Полудлина трещины, м		Общий скин-фактор	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	Q , тыс. м ³ /сут		PI		Прирост PI, раз
	$A_{ч_{3-4}}$	$A_{ч_5}$	$A_{ч_{3-4}}$	$A_{ч_5}$				с ГРП	без ГРП	с ГРП	без ГРП	
1А314	1,37	0,41	300	258	-6,5	48,49	38,79	530	233	0,63	0,28	0,56
1А041	0,556	0,0556	308	180	-6,34	55,20	44,16	544	189	0,50	0,17	2,88
1А313	1,10	0,50	167	249	-6,8	53,95	49,70	395	173	0,90	0,39	2,3
1А046	0,62	0,197	165	152	-6,72	56,57	45,26	490	178	0,43	0,15	2,75
1А241	0,388	0,335	189	197	-6,59	56,66	45,33	480	174	0,42	0,15	2,76
1А312	0,875	0,329	115	150	-6,03	53,42	42,74	385	159	0,37	0,15	2,42
1А304	0,952	0,14	149	225	-6,15	55,99	44,79	320	133	0,28	0,12	2,41

Таблица 6

Сопоставление гидродинамических параметров скважин участков 1А и 2А Уренгойского НГКМ

Участок	Количество скважин в выборке		Полудлина трещины, м		Проницаемость, мД		Общий скин-фактор	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	Q , тыс. м ³ /сут		PI		Прирост PI, раз
	$A_{ч_{3-4}}$	$A_{ч_5^{2-3}}$	$A_{ч_{3-4}}$	$A_{ч_5^{2-3}}$	$A_{ч_{3-4}}$	$A_{ч_5^{2-3}}$				с ГРП	без ГРП	с ГРП	без ГРП	
1А	79	75	163,44	158,31	1,03	0,26	-6,20	54,97	48,02	376,29	123,05	0,67	0,22	3,27
2А	8	38	155,75	204,74	0,35	0,14	-6,70	55,95	39,85	261,50	56,61	0,20	0,04	5,38

Таблица 7

Свод основных гидродинамических параметров скважин с МГРП Южно-Русского и Уренгойского НГКМ

НГКМ / пласт	Проницаемость, мД	Полудлина трещины, м	Радиус исследования, м	Время замера КВД, ч	Время эффекта от МГРП, мес.	Увеличение продуктивности ГРП, раз
Южно-Русское / Т ₁₋₂	18,1	60	425	100	4	1,26
Уренгойское / $A_{ч_{3-4}}$	0,7	160	270	360	Более 48	3,27
Уренгойское / $A_{ч_5^{2-3}}$	0,2	181		360	Более 48	5,38

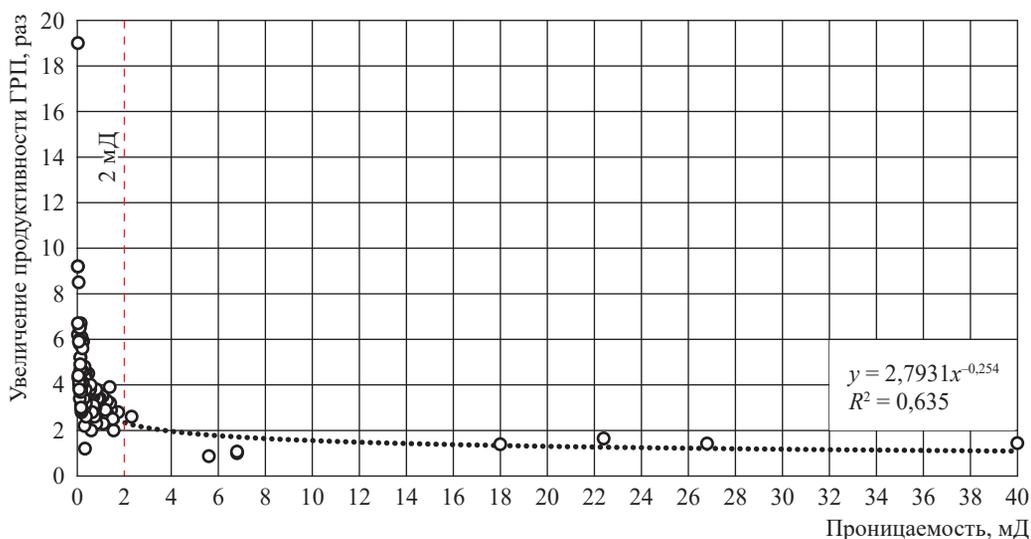


Рис. 7. Зависимость увеличения продуктивности при проведении МГРП от проницаемости ПЗП

к решению о применении ГРП в случаях, когда проницаемость находится выше уровня выявленного граничного значения.

Заключение

Результаты интерпретации ПГИ в скважинах до и после ГРП, особенно в случае наличия данных в динамике исследований, в целом позволяют сделать выводы о качественной эффективности операции. Однако результаты ГДИ зачастую очень противоречивы и неоднозначны ввиду многих факторов: одновременного вскрытия нескольких пластов, нескольких трещин на каждом пласте, наличия перетоков между пластами, недостаточности времени исследования и т.д. Однако комплексный анализ всей накопленной геолого-промысловой информации по скважинам Южно-Русского и Уренгойского НГКМ позволяет автору сформулировать следующие критерии эффективности применения МГРП на газовых терригенных пластах:

1) порядок полудлины трещины должен быть сопоставим с радиусом зоны дренирования скважины, увеличивая коэффициент ее продуктивности и объем дренируемых ей запасов;

2) установлено условное граничное значение проницаемости в 2 мД, после которого эффективность применения ГРП значительно снижается и требует тщательного технико-экономического обоснования;

3) расстояние между двумя трещинами МГРП на забое горизонтальной газовой скважины должно быть в 2 раза больше радиуса дренирования скважины.

Первый критерий не просто так формулируется автором очень аккуратно. Дело в том, что сам термин «зона дренирования скважины» неоднозначен. Поэтому автором будут продолжены работы по данной тематике и дано дополнительное численное обоснование.

Автор благодарит ОАО «Севернефтегазпром» и ООО «Газпром добыча Уренгой» за возможность использования материалов авторского сопровождения [7] и проектных технологических документов, за разрешение на публикацию и неоценимый вклад в данную работу. Отдельная благодарность коллективу специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за помощь при проведении исследования.

Список источников

1. Красовский А.В. Анализ результатов исследований эксплуатационных скважин с МГРП и с восходящими стволами на туронской газовой залежи Южно-Русского НГКМ / А.В. Красовский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 3. – С. 3–10.
2. Красовский А.В. Гидравлический разрыв газового пласта: когда эту технологию следует считать способом кратковременной интенсификации притока флюида к скважине и когда – способом разработки / А.В. Красовский // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 2 (54): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 221–231.
3. Красовский А.В. Результаты обоснования и выбора конструкции скважин для эффективной разработки туронской залежи Южно-Русского НГКМ / А.В. Красовский // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 3 (35). – С. 60–67.
4. Патент № 2743478 Российская Федерация, МПК E21B 43/267; E21B 43/11; C09K 8/60. Способ добычи трудноизвлекаемого туронского газа: № 2020108285: заявл. 26.02.2020; опубл. 18.02.2021: бюл. № 5. / Воробьев В.В., Дмитрук В.В., Дубницкий И.Р. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Севернефтегазпром».
5. Федоров А.Э. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов США / А.Э. Федоров, Н.Ф. Фазлыев, А.Ф. Калимуллин и др. – 2019. – Вып. 1. – https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/tod1_evolyuciya_razvitiya_tehnologii_razrbotki_trudnoizvlekaemyh_zapasov_ssha.pdf
6. Шандрыголов З.Н. Корректировка фильтрационно-емкостных свойств пласта по результатам промыслово-геофизических исследований при адаптации пластового давления гидродинамической модели газового месторождения / З.Н. Шандрыголов, Е.С. Зимин, М.А. Казанцев // Материалы X Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» по секции «Моделирование и управление процессами добычи и транспорта нефти и газа». – Тюмень: ТИИ, 2014.
7. Авторский надзор за выполнением проектных решений по разработке сеноманской и туронской газовой залежей Южно-Русского НГКМ: отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; рук. А.И. Бабак. – Тюмень, 2022. – 273 с. – Инв. № 2172124321.4.

Standard of performance for hydraulic fracturing of a gas bed**A.V. Krasovskiy**

Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation
 E-mail: A.Krasovskiy@adm.gazprom.ru

Abstract. Contemporary stage of gas production evolution requires involvement of more gas fields with poor filtration properties. To provide profitable gas yields and cost recovery, the state-of-art techniques of gas inflow stimulation are needed. Multi-stage hydraulic fracturing is one of the most successful methods. Nevertheless, practice of its application shows that the wanted durable and considerable effect is not always reached. This article describes searching and substantiation of criteria for efficiency of hydraulic fracturing of gas reservoirs on the grounds of Yuzno-Russkoye and Urengoyeskoye fields cases.

Keywords: difficult gas reserves, Turonian gas deposit, Achim gas deposit, multi-stage hydraulic fracturing, horizontal well, upstream well profile, performance of a gas well, well drainage radius, active zone of well drainage, stimulation of gas production.

References

1. KRASOVSKIY, A.V. Analyzing results of testing running wells with multistage hydraulic fracturing and uprising shafts at Turonian gas deposit of Yuzhno-Russkoye oil-gas-condensate field [Analiz rezultatov issledovaniy ekspluatatsionnykh skvazhin s MGRP i s voskhodyashchimi stvolami na turonskoy gazovoy zalezhi Yuzhno-Russkogo NGKM]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2023, no. 3, pp. 3–10, ISSN 2070-6820. (Russ.).

2. Krasovskiy, A.V. A case when hydraulic fracturing is a technique for temporal stimulation of a gas well instead of reservoir development [Gidravlicheskiy razryv gazovogo plasta: kogda etu tekhnologiyu sleduyet schitat sposobom kratkovremennoy intensivifikatsii pritoka flyuida k skvazhine b kogda – sposobom razrabotki]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 2: Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 221–231. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. KRASOVSKIY, A.V. Results of well design justification and selection for efficient development of the Turonian deposit of the Yuzhno-Russkoye oil and gas field [Rezultaty obosnovaniya i vybora konstruksii skvazhin dlya effektivnoy razrabotki turonskoy zalezhi Yuzhno-Russkogo NGKM]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshestva*, 2022, no. 3(35), pp. 60–67, ISSN 2412-6497. (Russ.).
4. SEVERNEFTEGAZPROM OJSC. *Difficult Turonian gas production method* [Sposob dobychi trudnoizvlekayemogo turonskogo gaza]. Inventors: VOROBYEV, V.V., V.V. DMITRUK, I.R. DUBNITSKIY et al. 18 February 2021. Appl.: 26 February 2020, no. 2020108285. RU 2743478. (Russ.).
5. FEDOROV, A.E., N.F. FAZLYYEV, A.F. KALIMULLIN et al. *Tight oil digest. Evolution of techniques for difficult reserves recovery in the USA* [Evolyutsiya razvitiya tekhnologiy razrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov SShA]. 2019, is. 1. Available from: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/tod1_evolyuciya_razvitiya_tehnologii_razrbotki_trudnoizvlekaemyh_zapasov_ssha.pdf. (Russ.).
6. SHANDRYGOLOV, Z.N., Ye.S. ZIMIN, M.A. KAZANTSEV. Correction of reservoir filtration and capacitance properties based on the results of field and geophysical studies when adapting reservoir pressure to the hydrodynamic model of a gas field [Korrektirovka filtratsionno-yemkostnykh svoystv plasta po rezultatam promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy pri adaptatsii plastovogo davleniya gidrodinamicheskoy modeli gazovogo mestorozhdeniya]. *Proc. of the 10th International Scientific and practical Conference of students, postgraduates and young scientists “New technologies for the oil and gas region”* in the section “Modeling and management of oil and gas production and transport processes”. Tyumen: TII, 2014. (Russ.).
7. BABAK, A.I. (chief). *Authorship supervision on implementation of design concepts for development of Cenomanian and Turonian gas deposits at Yuzhno-Russkoye oil-gas-condensate field* [Avtorskiy nadzor za vypolneniyem proyektnykh resheniy po razrabotke senomanskoy i turonskoy gazovykh zalezhey Yuzhno-Russkogo NGKM]: scientific report. Tyumen: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022. Invent. no. 2172124321.4. (Russ.).

УДК 553.9

Вуктыльское месторождение как объект индустриального наследия

В.В. Сергеева

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 169314, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1А
E-mail: v.sergeeva@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. История ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» тесно связана с освоением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. За годы работы сотрудниками филиала созданы множество разработок, которые позволили оптимизировать процессы бурения, добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья. Большая часть из них подготовлена для решения задач уникального Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, научным сопровождением разработки которого специалисты занимаются с 1967 г.

Вуктыльское месторождение обогатило газовую отрасль принципиально новыми технологиями. По сути, все, что было изучено, апробировано и внедрено в промышленном масштабе на Вуктыле, в последующем нашло практическое применение на других месторождениях страны.

В последние десятилетия вопросам сохранения индустриального наследия во всем мире уделяется серьезное внимание. В самом общем виде под этим термином понимается совокупность производственных строений и артефактов. Однако индустриальное наследие – это не только материальные объекты. Развитие экономики невозможно без фундаментальных научных исследований и создания передовых технологий. Таким образом, Вуктыльское месторождение, которое входит в число интереснейших в научном плане нефтегазоконденсатных месторождений мира, вполне может претендовать на статус действующего объекта индустриального наследия. Учитывая, что в нашей стране насчитывается множество уникальных с научной точки зрения месторождений углеводородов, предлагается выделить их в отдельную категорию памятников индустриального наследия.

Крупнейшее на севере европейской части страны Вуктыльское месторождение открыто в 1964 г. и первоначально было отнесено к категории газоконденсатных (рис. 1). Наличие нефтяной оторочки геологи подтвердили в 1978 г., тогда же месторождение перешло в разряд нефтегазоконденсатных. Месторождение характеризовалось сложным геологическим строением, крупными размерами, большим этажом газоносности и высоким содержанием растворенного в газе конденсата. В середине 1960-х гг. месторождений с такими параметрами не встречалось ни в отечественной, ни в мировой практике.

Первые результаты бурения показали, что предстоит решить множество нестандартных задач. В 1966 г. совместно московские и ухтинские специалисты ВНИИГАЗа¹ выпустили комплексный проект опытно-промышленной эксплуатации, в котором обосновали метод разработки в режиме истощения пластовой энергии. Данный вариант разработки обеспечивал полное извлечение утвержденных запасов газа. Проект предусматривал ввод месторождения в эксплуатацию на стадии разведки, вскрытие и эксплуатацию полутораклометровой толщи вуктыльской залежи одной сеткой скважин (в результате чего фонд эксплуатационных скважин сокращался в четыре раза), а также бурение скважин увеличенного диаметра в зонах повышенной продуктивности, высокую подвеску лифтовых труб и многое другое. Осуществление этих мероприятий позволило повысить рабочие дебиты более чем в 2 раза по сравнению с прогнозируемыми показателями. В 1967 г. данный научный проект удостоен бронзовой медали ВДНХ СССР [1–3].

Ключевые слова:

Вуктыльское месторождение, история, научные разработки, новые технологии, индустриальное наследие.

¹ С 1963 г. в состав Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов (ВНИИГАЗа) входил Ухтинский нефтегазовый отдел, в 1968 г. преобразованный в Коми филиал ВНИИГАЗа. Ныне – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (далее – филиал).

Автор – В.С. Хорьков, фото из архива филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта



Рис. 1. Скважина № 2 – первооткрывательница Вуктыльского газоконденсатного месторождения. 1965 г.

Фото из архива филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта



Рис. 2. Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Реализация проекта «Конденсат». На переднем плане справа – руководитель проекта «Конденсат» Р.М. Тер-Саркисов. 21 июня 2000 г.

В качестве альтернативы также были выполнены расчеты по применению на месторождении сайклинг-процесса, суть которого заключалась в том, что на первом этапе разработки добываемый газ после отделения конденсата закачивался в пласт. Процесс должен был продолжаться до тех пор, пока не будет извлечена основная часть конденсата. И только после этого начиналась добыча газа.

Размеры и геологическое строение месторождения являлись существенным препятствием для реализации на Вуктыле этого варианта. Но главной причиной отказа от сайклинг-процесса стала необходимость ввода месторождения в эксплуатацию для подачи газа в центр страны в рекордно короткие

сроки, что диктовалось экономическими и политическими обстоятельствами.

Тем же, кто считал, что конденсат безвозвратно потерян, Мингазпромом был дан ответ: «...Учитывая, что выпадающий в порах пласта жидкий конденсат при разработке залежи на истощение не является безвозвратно потерянным, считать важнейшей задачей исследование возможных путей извлечения этого конденсата на поздней стадии разработки». Изучением данного вопроса с первых дней освоения месторождения занялись специалисты ВНИИГАЗа совместно с коллегами из Коми филиала и промысловиками Вуктыла [4].

В 1970–1980-е гг. под руководством заместителя директора по науке, начальника отдела методов повышения конденсатотдачи ВНИИГАЗа Рудольфа Михайловича Тер-Саркисова специалисты филиала провели масштабные исследования, результатом которых стала разработка метода извлечения ретроградного конденсата путем закачки в пласт обогащенного газа. Метод опробовали на опытной скважине. Результаты обнадеживали: существенно повысился дебит, а конденсатосодержание продукции увеличилось на треть.

Следующим этапом эксперимента стал проект «Конденсат», суть которого заключалась в закачке в пласт широкой фракции легких углеводородов. Несмотря на то что метод оказался эффективным, ученые продолжили исследования для поиска оптимального решения. В результате был найден способ резкой активизации процесса испарения ретроградной жидкой фазы за счет закачки «сухого» газа. В 1993 г. на опытном полигоне начались промышленные испытания, которые подтвердили высокую эффективность метода. А в 1997 г. на Вуктыле, впервые в мировой практике, началась промышленная добыча выпавшего в пласт конденсата (рис. 2) [2].

3 марта 1967 г. стартовало строительство газопровода «Сияние Севера» для транспортировки вуктыльского газа в центр страны. Трасса газопровода проходила по труднодоступной тайге, через болота и реки. Чтобы построить первую очередь, потребовалось всего полтора года. Газопровод стал самой северной газотранспортной магистралью в мире (рис. 3). По своим эксплуатационным характеристикам он значительно отличался от всех ранее построенных. В 1968 г. газ Вуктыла пришел в Ухту, а через год начал поступать

на Череповецкий металлургический комбинат, предприятия Москвы и Ленинграда.

Параллельно с освоением Вуктыла шло строительство конденсатопровода для доставки ценного сырья с месторождения на Ухтинский газоперерабатывающий завод, по которому в 1969 г. впервые в стране под давлением более 2 МПа начал транспортироваться нестабильный конденсат.

Перед учеными были поставлены задачи изучения состава и свойств пластовых флюидов, а также возможности использования стабильного конденсата Вуктыльского месторождения. Только в период с 1966-го по 1969 г. специалистами ухтинского подразделения ВНИИГАЗа подготовлены 17 отчетов с рекомендациями для оптимизации процессов на Ухтинском газоперерабатывающей заводе. Предложения охватывали широкий спектр вопросов – от борьбы с отложениями солей в технологических аппаратах установки стабилизации конденсата до получения различных видов топлив. За вклад в реализацию дела государственной важности специалисты, принимавшие участие в запуске установки стабилизации конденсата, награждены серебряными и бронзовыми медалями ВДНХ СССР.

В последующие годы проект разработки Вуктыльского месторождения корректировался. Принципы и методы, на основе которых создавались эти коррективы, стали настоящим прорывом для того времени и обогатили отраслевую науку множеством уникальных решений. Например, применение вероятностных

методов проектирования позволило начать разработку месторождения еще до окончания его разведки, а добыча газа к 1973 г. (на два года раньше срока) достигла проектной мощности.

В начале 1970-х гг. велось интенсивное разбуривание Вуктыльской площади (рис. 4). В 1975 г. с глубины 5038 м был получен аварийный фонтан газа. Это обстоятельство дало толчок к расширению поисковых работ на глубокозалегавшие горизонты. Было решено развернуть бурение глубоких и сверхглубоких скважин на самом месторождении и близлежащих площадях. Специалисты филиала разработали технологию проводки поисковой скважины глубиной 7000 м. В 1979 г. коллективу



Фото из архива Комплекса выставочных залов ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Рис. 3. Строительство второй нитки магистрального газопровода «Сияние Севера». 1973 г.



Фото из архива филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Рис. 4. Вуктыльское месторождение. Буровая. 1970-е гг.

ученых за эту работу присвоили звание лауреатов премии Коми комсомола в области науки и техники. А сама скважина № 58, пробуренная до глубины 7026 м, заняла почетное четвертое место в пятерке сверхглубоких скважин СССР [3, 5].

В настоящее время месторождение находится на завершающей стадии разработки. Несмотря на это, в филиале по-прежнему уделяется серьезное внимание вопросам его эксплуатации. В частности, научные работы сосредоточены в области вторичных методов повышения конденсатоотдачи. В 2018 г. филиал представил Концепцию комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района. Предложенные в работе мероприятия позволяют обеспечить бесперебойную работу единого производственного комплекса в системе «добыча – транспорт – переработка» на 25-летний период [6]. В этой связи крылатая фраза газавиков «Вуктыл – не тыл, а передовая», появившаяся еще в конце 1960-х гг., не потеряла своей актуальности.

Как видно из короткого исторического экскурса, Вуктыльское месторождение ознаменовало собой новую эпоху в развитии технологий газовой отрасли. Именно на Вуктыле впервые решены такие сложные инженерные задачи, как сепарация и осушка газа с высоким содержанием конденсата, транспорт нестабильного конденсата на большие расстояния, бурение скважин увеличенного диаметра, исследование скважин через установки комплексной подготовки газа, осуществлена промышленная добыча выпавшего в пласт конденсата и многое другое [3].

В настоящее время в мире развивается движение за сохранение следов индустриальной эпохи. Концепция и понятие индустриального наследия возникли в начале 1950-х гг. и претерпели изменения в течение последующих лет. В самом общем виде индустриальное наследие, являясь частью материального культурного наследия, определяется как совокупность строений и артефактов, произведенных обществом с использованием труда и считающихся достаточно важными для сохранения будущим поколениям. И если для многих объектов материального наследия в первую очередь применяются такие критерии, как эстетичность и уникальность, то материальное наследие индустриального периода ценится прежде всего как документальное доказательство

экстраординарности этого периода в человеческой истории [7].

В последние годы вопросы сохранения индустриального наследия приобрели во всем мире большую актуальность. Причина заключается в стремительных изменениях производственной сферы на фоне перехода общества от индустриальной к постиндустриальной стадии развития, в результате чего происходит закрытие части промышленных предприятий. Многочисленные и часто внушительные по своим размерам материальные свидетельства предыдущего исторического этапа – индустриальные ландшафты, производственные площадки, вахтовые поселения и т.п. – заставляют серьезно задуматься об их дальнейшей судьбе в качестве хранителей исторической памяти, в частности представителей региональных и муниципальных властей [8].

Индустриальное наследие – это наследие рабочего мира. Для зарубежного опыта это прежде всего памятники массового индустриального производства, относящиеся к периоду с конца XVIII до середины XX в., а именно: предприятия, вокзалы, энергетические производства и т.д., а также агрегаты и механизмы, построенные по индивидуальным или массовым проектам. В России наблюдается стремление не ограничивать себя только материальной сферой, а обратить внимание на человеческий фактор, придать этому движению антропологическую и экономико-историческую окраску [9]. Специалисты в данной области сходятся во мнении, что к индустриальному наследию вполне могут быть отнесены и бытовые составляющие – спецодежда, профессиональные байки и даже меню столовых, обслуживающих вахтовиков.

По мнению доктора исторических наук профессора Владимира Васильевича Запария, целью исследования индустриального наследия должно являться лучшее понимание нашей социальной и экономической истории. Проекты сохранения индустриального наследия должны быть продиктованы пониманием места первичного предприятия. Это предполагает сохранение структурных элементов и содержания, отражающих деятельность, а затем – интерпретацию объекта. Параллельно с сохранением оборудования необходимо сохранять или документировать информацию о человеческих навыках и знаниях. Благодаря междисциплинарной природе, изучение объектов индустриального

наследия не приписывают к определенной сфере науки. Поэтому к данному вопросу можно обращаться сквозь призму разных областей знаний [9, 10].

Пример Вуктыльского месторождения, во многом ставшего для газовой отрасли научным полигоном, где испытывались новейшие технологии, – частный случай. Но в нашей стране насчитывается множество интереснейших месторождений, которые по своим размерам и запасам могут быть скромнее или значительно больше, но при этом уникальны как научные объекты. Возможно, часть из них уже не эксплуатируются, а значит, информация о созданных для их условий или впервые примененных там технологиях со временем может быть забыта или искажена. Производственные технологии и научные достижения газовой отрасли являются важной частью индустриального наследия, и их развитие в разные периоды необходимо отслеживать и документально сохранять.

Как точно подметил доктор технических наук Рудольф Михайлович Тер-Саркисов, месторождение, подобно людям, переживает пору становления, расцвета, а затем истощения своего энергетического потенциала, когда оно, как любой человек, особенно нуждается в поддержке. Это как нельзя лучше иллюстрирует сложившуюся ситуацию. В этой связи актуальным представляется рассмотреть вопрос о выделении уникальных месторождений углеводородов в особую категорию объектов индустриального наследия, а также на высшем

уровне закрепить необходимость проведения соответствующей работы по сохранению их истории, включая не только информацию об открытии, людях, этапах развития, но и о применяемых научных технологиях. Тем более что научно-технологическое развитие Российской Федерации является одним из приоритетов государственной политики [11].

Необходимо разработать критерии, по которым месторождения углеводородов могут быть причислены к объектам индустриального наследия. В качестве основных предлагаются следующие: геологическое строение, размеры залежи, использованные новаторские технологии и технические решения. При этом разработка критериев и основание для придания месторождению статуса объекта индустриального наследия должны определяться совместно специалистами отраслевых институтов, производственных предприятий и историками. В перспективе также целесообразно создать единый реестр месторождений углеводородов – объектов индустриального наследия. Информация о данных объектах должна сохраняться и быть общедоступной не только для того, чтобы иметь полное представление о развитии отраслевых достижений и давать однозначный ответ, где, когда и что было сделано впервые. Стратегическая цель – это более глубокое осознание роли нефтяной и газовой отраслей в социально-экономическом развитии страны, что в конечном итоге не может не сказаться на укреплении корпоративных ценностей и культуры.

Список литературы

1. Вуктыл: годы поисков и свершений: буклет / сост. Е.М. Гурленов, В.Н. Данилов, В.В. Сергеева. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – «СеверНИПИгаз», 2009. – 18 с.
2. Флагман газовой науки. ВНИИГАЗу – 70 лет. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 470 с.
3. Сергеева В.В. Научный и инновационный вклад ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в разработку Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения / В.В. Сергеева // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2018. – № 7 (283). – С. 49–52.
4. Гуменюк А.С. Тимано-Уральский треугольник / А.С. Гуменюк. – Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2005. – 518 с.
5. Мир минералов: путеводитель по геологическому музею ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, 2019. – 30 с.
6. Сергеева В.В. Форпост газовой науки на Европейском Севере России / В.В. Сергеева // Регион. – 2018. – № 8. – С. 19.
7. Копылова А.А. Перепрофилирование объектов индустриального наследия / А.А. Копылова // Вестник гуманитарного научного образования. – 2016. – № 2 (53). – С. 22–27.
8. Алексеева Е.В. Индустриальное наследие: видовое разнообразие, пути и способы перепрофилирования / Е.В. Алексеева // Уральский исторический вестник. – 2021. – № 2 (71). – С. 46–54.

9. Запарий В.В. Индустриальное наследие (к вопросу о понимании данной концепции в России и за рубежом) / В.В. Запарий // Сайт исторического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. – <http://www.hist.msu.ru/Labs/Ecohist/OB13/zaparij.pdf>.
10. Запарий В.В. «Индустриальное наследие» и его современное толкование / В.В. Запарий // Академический вестник УралНИИПроект РААСН. – 2009. – № 1. – С. 34–37.
11. Сергеева В.В. Месторождения углеводородов как объекты индустриального наследия / В.В. Сергеева // Индустриальное наследие России: междисциплинарные исследования, опыт сохранения, стратегии реновации: сб. тезисов II Всероссийской научной конференции (12 октября 2022 г.). – Сургут: РИО СурГПУ, 2023. – С. 74–76.

Vyktyl field as an object of industrial heritage

V.V. Sergeeva

Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, Bld. 1A, Sevastopolskaya street, Ukhta, Ukhtinskiy district, The Komi Republic, 169314, Russian Federation
E-mail: v.sergeeva@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The history of the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC closely relates to development of Timan-Pechora oil-gas-bearing province. Over the years, the employees of the Ukhta subsidiary have created lots of technologies, which have enabled optimization of drilling, as well as production, processing and transportation of raw hydrocarbons. Most of these technologies have been aimed for the unique Vyktyl oil-gas-condensate field, which scientific support has been carried out by the Ukhta specialists since 1967.

Vyktyl field has enriched the gas industry with the conceptually new techniques. In fact, all the things which had been studied, tested and implemented commercially at Vyktyl, later were applied practically for other fields.

Last decades, the challenge of preserving the industrial heritage of humanity is quite topical. In general, this term means a family of industrial buildings and artefacts. Nevertheless, it is not only the material objects, as far as the economic advancement is impossible without scientific explorations and high technologies. Therefore, Vyktyl being a quite scientifically interesting field can claim the status of an industrial heritage actor. Whereas, our country has many unique hydrocarbon fields, they are suggested to be separated into a category of the industrial heritage artefacts.

Keywords: Vyktyl field, history, scientific studies, new technologies, industrial heritage.

References

1. GURLENOV, Ye.M., V.N. DANILOV, V.V. SERGEYEVA (compilers). *Vyktyl: The years of endeavors and achievements* [Vyktyl: gody poiskov i sversheniy]: booklet. Ukhta: Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta – SeverNIPIgaz, 2009. (Russ.).
2. *Flagman of gas science. The 70th anniversary of the VNIIGAZ* [Flagman gazovoy nauki. VNIIGAZu – 70 let]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018. (Russ.).
3. SERGEYEVA, V.V. Scientific and innovative impact of the Gazprom VNIIGAZ LLC into development of Vyktyl oil-gas-condensate field [Nauchnyy i innovatsionnyy vklad OOO “Gazprom VNIIGAZ” v razrabotku Vyktylskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vestnik Instituta geologii Komi NTs UrO RAN*, 2018, no. 7(283), pp. 49–52, ISSN 2221-1381. (Russ.).
4. GUMENYUK, A.S. *Timan-Urals triangle* [Timano-Uralskiy treugolnik]. – Syktyvkar: Komi respublikanskaya tipografiya, 2005. (Russ.).
5. *The world of minerals: Guide over the geological museum of the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC* [Mir mineralov: putevoditel po geologicheskomu muzeyu ukhtinskogo filiala OOO “Gazprom VNIIGAZ”]. Ukhta: Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ukhta, 2019. (Russ.).
6. SERGEYEVA, V.V. The vanguard of gas science at European North of Russia [Forpost gazovoy nauki na Evropeyskom Severe Rossii]. *Region*, 2018, no. 8, p. 19. (Russ.).
7. KOPYLOVA, A.A. The repurposing of objects of industrial heritage [Pereprofilirovaniye obyektov industrialnogo naslediya]. *Vestnik Gumanitarnogo Nauchnogo Obrazovaniya*, 2016, no. 2(53), pp. 22–27, ISSN 2219-8636. (Russ.).
8. ALEKSEYEVA, Ye.V. Industrial heritage: diversity of types, ways and methods of adaptive reuse [Industrialnoye naslediyе: vidovoye raznoobraziye, put ii sposoby pereprofilirovaniya]. *Uralskiy Istoricheskiy Vestnik*, 2021, no. 2(71), pp. 46–54, ISSN 1728-9718. (Russ.).

9. ZAPARIY, V.V. Industrial heritage (to understanding of this concept in Russia and abroad) [Industrialnoye naslediyе (k voprosu o ponimaniі dannoy kontseptsii v Rossiі i za rubezhom)]. *Historical department of Lomonosov Moscow State University* [online]. Available from: <http://www.hist.msu.ru/Labs/Ecohist/OB13/zaparij.pdf>. (Russ.).
10. ZAPARIY, V.V. “Industrial heritage” and its current interpretation [«Industrialnoye naslediyе» i yego sovremennoye tolkovaniye]. *Akademicheskiy Vestnik UralNIIProyekt RAASN*, 2009, no. 1, pp. 34–37, ISSN 2074-2932. (Russ.).
11. SERGEYEVA, V.V. Hydrocarbon fields as objects of industrial heritage [Mestorozhdeniya uglevodorodov kak obyekty industrialnogo naslediya]. In: *Industrial heritage of Russia: interdisciplinary studies, practice of preserving, strategies of renovation* [Industrialnoye naslediyе Rossii: mezhdistiplinarnyye issledovaniya, opyt sokhraneniya, strategii renovatsii]: collected theses of the 2nd All-Russia scientific conference, October 12, 2022. Surgut: RIO SurGPU, 2023, pp. C. 74–76. (Russ.).

Сведения об авторах

<i>Аливердиев Абутраб Александрович</i>	д.ф.-м.н., доцент, главный научный сотрудник Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала ОИВТ РАН. E-mail: aliverdi@mail.ru
<i>Андреев Иван Николаевич</i>	ООО «РусГазАльянс». E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Атаманов Григорий Борисович</i>	научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра промышленных технологий добычи ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: G_Atamanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Белецкая Екатерина Олеговна</i>	научный сотрудник Лаборатории технологий ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Beletskaia@vniigaz.gazprom.ru
<i>Беляков Михаил Юрьевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: belyakov@ogri.ru
<i>Бирилло Игорь Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Богданович Татьяна Ивановна</i>	ведущий научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: T_Bogdanovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Вагарин Владимир Анатольевич</i>	к.ф.-м.н., генеральный директор ООО «Газпром проектирование». E-mail: box@proektirovanie.gazprom.ru
<i>Валеев Рахий Дамирович</i>	ООО «РусГазАльянс». E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Васильев Вячеслав Георгиевич</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: v.g.vasilyev@adm.gazprom.ru
<i>Вишератина Нина Петровна</i>	к.г.-м.н., филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.
<i>Волков Андрей Николаевич</i>	начальник Отдела комплексных исследований скважин и пластовых систем филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Волков Дмитрий Павлович</i>	к.т.н., доцент Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России. E-mail: dp-lv@yandex.ru
<i>Гайдаров Азамат Миталимович</i>	научный сотрудник Отдела буровых растворов ТОО «Asia Petro Service», Республика Казахстан. E-mail: omgpost@yandex.ru
<i>Гайдаров Миталим Магомед- Расулович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: M_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Герасимов Юрий Алексеевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промышленных технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Gerasimov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Елфимов Александр Васильевич</i>	к.т.н., начальник Центра стандартизации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Elfimov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ефимова Оксана Валерьевна</i>	инженер Лаборатории геологии филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: o.efimova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Жданов Кирилл Юрьевич</i>	инженер Лаборатории комплексных промысловых исследований филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Заричняк Юрий Петрович</i>	д.ф.-м.н., профессор, доцент Национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики. E-mail: zarich4@gmail.com
<i>Ибрагим оглы Беджан</i>	dr., профессор Научного университета Анкары (Ankara Bilim Üniversitesi). E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com
<i>Игумнов Денис Васильевич</i>	ведущий инженер Лаборатории комплексных промысловых исследований филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: d.igumnov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Истомин Владимир Александрович</i>	д.х.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», главный научный сотрудник Сколковского института науки и технологий «Сколтех». E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кадыров Нияметдин Терланович</i>	инженер 1 категории Лаборатории разработки технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Kadyrov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Казакова Татьяна Ивановна</i>	научный сотрудник Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: t.kazakova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Каракая Ф.</i>	Энергетический центр «Анатолийские плазменные технологии» (Anadolu Plazma Teknoloji Enerji.Merkezi), Турция. E-mail: info@anadoluplazma.com
<i>Квон Валерий Герасимович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: v_kwon@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кельметр Владимир Викторович</i>	научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки Южно-Русского НГКМ Отделения разработки и эксплуатации месторождений НПТР (г. Тюмень) Центра разработки и эксплуатации месторождений НПТР ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: v_kelmetr@vniigaz.gazprom.ru
<i>Киян Павел Игоревич</i>	инженер Лаборатории комплексных промысловых исследований филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: p.kiyan@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Кияченко Юрий Федорович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: kiyatchenko@mail.ru
<i>Кочкина Юлия Вячеславовна</i>	начальник Лаборатории геологии филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: yu.kochkina@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Крапивин Владимир Борисович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промысловых газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Krapivin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Красовский Александр Викторович</i>	к.т.н., советник начальника Департамента ПАО «Газпром». E-mail: a.krasovskiy@adm.gazprom.ru
<i>Ксёنز Татьяна Геннадиевна</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: t.ksyonz@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Кубанов Александр Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра промышленных технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузьбожев Александр Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, начальник Отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Куликов Вячеслав Дмитриевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: kulikov@ogri.ru
<i>Куницына Татьяна Николаевна</i>	Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.
<i>Курбанов Шамиль Магомедрасулович</i>	к.т.н., доцент Дагестанского государственного технического университета. E-mail: shalym04@mail.ru
<i>Маслов Александр Александрович</i>	начальник Отдела технологий добычи, подготовки и транспортировки газа филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: a.maslov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Матейчук Леонид Валерьевич</i>	инженер Лаборатории комплексных промышленных исследований филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: l.matejchuk@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Маянц Юрий Анатольевич</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра технологий строительства, эксплуатации и ремонта ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Mayants@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мелькова Любовь Витальевна</i>	ведущий инженер Лаборатории геологии филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: l.melkova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Мирзоев Артур Султанович</i>	инженер-технолог по буровым растворам 2 категории ООО «Технологическая компания Шлюмберже». E-mail: marpehh@mail.ru
<i>Михайловский Александр Артемович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории контроля эксплуатации ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мнацаканов Вадим Александрович</i>	д.т.н., начальник Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Mnatsakanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Муратова Эльвира Женишбековна</i>	аспирант Сколковского института науки и технологий. E-mail: Elvira.Muratova@skoltech.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	д.т.н., заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Новиков Никита Сергеевич</i>	инженер Лаборатории создания цифровых моделей пластовых флюидов и гидродинамических моделей новых месторождений (г. Тюмень) Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Novikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Огданец Лариса Васильевна</i>	главный специалист Лаборатории физико-химических исследований пластовых флюидов филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: l.ogdanets@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Плосков Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поднек Виталий Эдуардович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, заведующий Лабораторией фазовых переходов и критических явлений Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: podnek77@gmail.com

<i>Попов Данила Андреевич</i>	инженер 2 категории Лаборатории методико-аналитического сопровождения эксплуатации месторождений Отделения мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений Центра мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Popov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прокопов Андрей Васильевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра промышленных технологий добычи ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Романова Диана Дмитриевна</i>	ООО «РусГазАльянс». E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Ротов Александр Александрович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра промышленных технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рочев Алексей Николаевич</i>	к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики Ухтинского государственного технического университета. E-mail: arochev@ugtu.net
<i>Сарикая Юксел</i>	dr., профессор Университета Анкары (Ankara Üniversitesi), Турция. E-mail: ankara@ankara.edu.tr
<i>Свитцов Алексей Александрович</i>	к.т.н., доцент Российского химико-технологического университета им. Д.И. Менделеева. E-mail: tecoas@yandex.ru
<i>Семенов Антон Павлович</i>	к.т.н., доцент кафедры физической и коллоидной химии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. E-mail: semenov.a@gubkin.ru
<i>Сергеева Виктория Валерьевна</i>	начальник Службы научно-технической информации филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: v.sergeeva@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Сергеева Дарья Викторовна</i>	к.т.н., научный сотрудник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промышленных технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Sergeeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Симонова Марина Александровна</i>	к.т.н., доцент Высшей школы техносферной безопасности Инженерно-строительного института Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: masima62@inbox.ru
<i>Соловьев Тимур Игоревич</i>	начальник отдела разработки месторождений ООО «РусГазАльянс». E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Соломахин Александр Владимирович</i>	начальник управления ПАО «Газпром». E-mail: a.solomakhin@adm.gazprom.ru
<i>Сосна Никита Маратович</i>	ведущий специалист (по буровым растворам) ООО «Газпром морские проекты». E-mail: n.sosna@gazprom-seaprojects.ru
<i>Стоноженко Иван Васильевич</i>	начальник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Токарев Денис Константинович</i>	начальник Лаборатории проектирования пробной эксплуатации залежей (г. Тюмень) Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Tokarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тройникова Анна Александровна</i>	научный сотрудник Лаборатории промышленных газогидратных, адсорбционных и мембранных технологий Центра промышленных технологий добычи ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: a_troynikova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Труфанов Сергей Валерьевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Фатеев Дмитрий Георгиевич</i>	заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Fateev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	заместитель начальника Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ханов Борис Борисович</i>	инженер 1 категории Лаборатории создания цифровых моделей пластовых флюидов и гидродинамических моделей новых месторождений (г. Тюмень) Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: B_Khanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Храбров Дмитрий Владимирович</i>	ведущий специалист Лаборатории разработки цифровых моделей технологических процессов и оборудования (группа в Московской обл.) Центра исследований и внедрения цифровых технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Khrabrov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Хуббатов Андрей Атласович</i>	к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
<i>Шандрыгин Александр Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации месторождений Европейской части РФ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Shandrygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шарипов Роман Ильгизович</i>	начальник Лаборатории проектирования и анализа разработки Южно-Русского НГКМ Отделения разработки и эксплуатации месторождений НПТР (г. Тюмень) Центра разработки и эксплуатации месторождений НПТР ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: r_sharipov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шарифуллин Ильдар Фаритович</i>	заместитель генерального директора – главный геолог ООО «РусГазАльянс». E-mail: sharifullin_if@rusgasalliance.ru
<i>Швецов Михаил Витальевич</i>	начальник филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: m.shvetsov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Шиков Илья Александрович</i>	начальник Лаборатории комплексных промысловых исследований филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: i.shikov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Шпигель Илья Гершевич</i>	заместитель начальника отдела ПАО «Газпром». E-mail: i.shpigel@adm.gazprom.ru
<i>Шульц Евгения Васильевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. E-mail: e.shulc@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Юдин Дмитрий Игоревич</i>	младший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: dmitryig@gmail.com
<i>Юрасов Виталий Олегович</i>	заместитель начальника Службы мониторинга технологических процессов добычи, сбора и подготовки газа, газового конденсата и нефти Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой». E-mail: v.o.yurasov@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Яремко Артем Владимирович</i>	генеральный директор ТОО «Asia Petro Service», Республика Казахстан. E-mail: info@asiapetroservice.kz

Information about the authors

<i>Aliverdiyev Abutrab Aleksandrovich</i>	doctor of physics and mathematics, docent, chief research associate in the Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences. E-mail: aliverdi@mail.ru
<i>Andreyev Ivan Nikolayevich</i>	RusGazAlyans LLC. E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Atamanov Grigoriy Borisovich</i>	research associate in the Laboratory for field low-temperature processes of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: G_Atamanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Beletskaya Yekaterina Olegovna</i>	research associate in the UGS technologies laboratory of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Beletskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Belyakov Mikhail Yuryevich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: belyakov@ogri.ru
<i>Birillo Igor Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for reliability of the gas transport system facilities at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Bogdanovich Tatyana Ivanovna</i>	leading research associate of the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: T_Bogdanovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fateyev Dmitriy Georgiyevich</i>	deputy head of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Fateev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fedulov Dmitriy Mikhaylovich</i>	deputy head of the Center for field technologies of gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gaydarov Azamat Mitalimovich.</i>	research associate in the Division for drilling muds at the TOO «Asia Petro Service», The Republic of Kazakhstan. E-mail: omgpost@yandex.ru
<i>Gaydarov Mitalim Magomed-Rasulovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: M_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gerasimov Yuriy Alekseyevich</i>	senior research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Gerasimov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, correspondent member of RAS, head of the Scientific council division at the Gazprom VNIIGAZ LLC, chief research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>İbrahimoglu Beycan</i>	dr., professor at the Ankara Science University (Ankara Bilim Üniversitesi), Turkey. E-mail: beycanibrahimoglu@yahoo.com
<i>Igumnov Denis Vasilyevich</i>	leading engineer in the Laboratory for complex field explorations at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: d.igumnov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemistry, professor, chief research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC, principal research scientist of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Kadyrov Niyameidin Terlanovich</i>	engineer of the 1 st category in the Laboratory for designing technical fluids for drilling and treatment of wells of the Center for well construction and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Kadyrov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Karakaya F.</i>	Anadolu Plazma Teknoloji Enerji.Merkezi, Turkey. E-mail: info@anadoluplazma.com
<i>Kazakova Tatyana Ivanovna</i>	research associate in the Laboratory for reliability of the gas transport system facilities at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: t.kazakova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Kcenz Tetyana Gennadiyevna</i>	leading research associate in the Laboratory for field development at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: t.ksyonz@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Kelmetr Vladimir Viktorovich</i>	research associate in the Laboratory for design and analysis of Yuzhno-Russkoye oil-gas-condensate field of the Department for development and operation of fields in Nadym-Pur-Taz Region (Tyumen) of the Center for development and operation of fields in Nadym-Pur-Taz Region at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v_kelmetr@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khanov Boris Borisovich</i>	engineer of the 1 st category in the Laboratory for designing digital simulators of in-situ fluids and hydrodynamic models of new fields (Tyumen) in the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: B_Khanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khrabrov Dmitriy Vladimirovich</i>	leading specialist of the Laboratory for designing digital simulators of technological processes and equipment (Moscow Region group) in the Center for studying and implementation of digital technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Khrabrov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khubbatov Andrey Atlasovich</i>	candidate of engineering, the Gazprom VNIIGAZ LLC.
<i>Kiyachenko Yuriy Fedorovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: kiyachenko@mail.ru
<i>Kiyan Pavel Igorevich</i>	engineer in the Laboratory for complex field explorations at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: p.kiyan@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Kochkina Yuliya Vyacheslavovna</i>	head of the Geology laboratory at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: yu.kochkina@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Krapivin Vladimir Borisovich</i>	senior research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Krapivin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krasovskiy Aleksandr Viktorovich</i>	candidate of engineering, consultant of a head of a department at the Gazprom PJSC. E-mail: a.krasovskiy@adm.gazprom.ru
<i>Kubanov Aleksandr Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for field low-temperature processes in the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kulikov Vyacheslav Dmitriyevich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: kulikov@ogri.ru
<i>Kunitsyna Tatyana Nikolayevna</i>	The Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC.

<i>Kurbanov Shamil Magomedrasulovich</i>	candidate of engineering, assistant professor of Dagestan State Technical University. E-mail: shalym04@mail.ru
<i>Kuzbozhev Aleksandr Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Division for reliability and resource of the GTS Northern corridor at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Kvon Valeriy Gerasimovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v_kwon@vniigaz.gazprom.ru
<i>Maslov Aleksandr Aleksandrovich</i>	head of the Division for gas recovery, treatment and transport technologies at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: a.maslov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Mateychuk Leonid Valeryevich</i>	engineer in the Laboratory for complex field explorations at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: l.mateychuk@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Mayants Yuriy Anatolyevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific-technical center for construction, operation and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Mayants@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melkova Lyubov Vitalyevna</i>	leading engineer in the Geology laboratory at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: l.melkova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Mikhailovskiy Aleksandr Artemovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for UGS operation control of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mirzoyev Artur Sultanovich</i>	engineer-technologist on drilling fluids at the Tekhnologicheskaya Kompaniya Schlumberger LLC. E-mail: marpehh@mail.ru
<i>Mnatsakanov Vadim Aleksandrovich</i>	doctor of engineering, head of the Center for well construction and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Mnatsakanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Muratova Elvira Zhenishbekovna</i>	postgraduate student of the Skolkovo Institute of Science and Technology. E-mail: Elvira.Muratova@skoltech.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	deputy head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems in the Center for well construction and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Novikov Nikita Sergeevich</i>	engineer in the Laboratory for designing digital simulators of in-situ fluids and hydrodynamic models of new fields (Tyumen) of the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Novikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ogdanets Larisa Vasilyevna</i>	chief specialist of the Laboratory for physical-chemical studies of in-situ fluids at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: l.ogdanets@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Ploskov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Center for well construction and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Podnek Vitaliy Eduardovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate, head of the Laboratory for phase transitions and critical phenomena at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: podnek77@gmail.com
<i>Popov Danila Andreyevich</i>	engineer of the 2 nd category in the Laboratory for methodical and analytical support of field operation of the Division for monitoring and support of fields operation of the Center for monitoring and support of fields operation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Popov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Prokopov Andrey Vasilyevich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for field low-temperature processes of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rochev Aleksey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, assistant professor at the Department for development and operation of oil and gas fields and underground hydromechanics of Ukhta State Technical University. E-mail: arochev@ugtu.net
<i>Romanova Diana Dmitriyevna</i>	RusGazAlyans LLC. E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Rotov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for intra-field transport of gas in the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sarikaya Yuksel</i>	dr., professor at the Ankara University (Ankara Üniversitesi), Turkey. E-mail: ankara@ankara.edu.tr
<i>Semenov Anton Pavlovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at the Department for physical and colloid chemistry at Gubkin University. E-mail: semenov.a@gubkin.ru
<i>Sergeyeva Darya Viktorovna</i>	candidate of engineering, research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Sergeeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sergeyeva Viktoriya Valeryevna</i>	head of the Service for R&D information at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v.sergeeva@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Shandrygin Aleksandr Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Center for development and operation of fields in the European part of Russian Federation at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Shandrygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sharifullin Ildar Faritovich</i>	deputy general director – chief geologist at the RusGazAlyans LLC. E-mail: sharifullin_if@rusgasalliance.ru
<i>Sharipov Roman Ilgizovich</i>	head of the Laboratory for design and analysis of Yuzhno-Russkoye oil-gas-condensate field of the Department for development and operation of fields in Nadym-Pur-Taz Region (Tyumen) in the Center for development and operation of fields in Nadym-Pur-Taz Region at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: r_sharipov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shikov Ilya Aleksandrovich</i>	head of the Laboratory for complex field explorations at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: i.shikov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Shpigel Ilya Gershevich</i>	deputy head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: i.shpigel@adm.gazprom.ru
<i>Shults Yevgeniya Vasilyevna</i>	senior research associate in the Laboratory for field development at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: e.shulc@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Shvetsov Mikhail Vitalyevich</i>	head of the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: m.shvetsov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Simonova Marina Aleksandrovna</i>	candidate of engineering, assistant professor at the Higher school of technosphere safety in the Engineering-construction institute at the Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. E-mail: masima62@inbox.ru
<i>Solomakhin Aleksandr Vladimirovich</i>	head of an administration at the Gazprom PJSC. E-mail: a.solomakhin@adm.gazprom.ru
<i>Solovyev Timur Igorevich</i>	head of the Department for field development at the RusGazAlyans LLC. E-mail: info@rusgasalliance.ru

<i>Sosna Nikita Maratovich</i>	leading specialist on drilling fluids at the Gazprom Morskiye Proyekt LLC. E-mail: n.sosna@gazprom-seaprojects.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in gas production systems in the Center for well construction and repair at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Svitsov Aleksy Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at Mendeleev University of Chemical Technology. E-mail: tecoas@yandex.ru
<i>Tokarev Denis Konstantinovich</i>	head of the Laboratory for designing pilot operation of deposits (Tyumen) in the Corporate scientific-technical center for development of new fields and subsoil sites at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Tokarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Troynikova Anna Aleksandrovna</i>	research associate in the Laboratory for field gas-hydrate, adsorption and membrane technologies of the Center for field production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: a_troynikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Trufanov Sergey Valeryevich</i>	leading research associate in the Laboratory for field development at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Vagarin Vladimir Anatolyevich</i>	candidate of physics and mathematics, general director of the Gazprom Proyektirovaniye LLC. E-mail: box@proektirovanie.gazprom.ru
<i>Valeyev Radiy Damirovich</i>	RusGazAlyans LLC. E-mail: info@rusgasalliance.ru
<i>Vasilyev Vyacheslav Georgiyevich</i>	head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: v.g.vasilyev@adm.gazprom.ru
<i>Visheratina Nina Petrovna</i>	candidate of geology and mineralogy, Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC.
<i>Volkov Andrey Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Division for complex testing of wells and bedded systems at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Volkov Dmitriy Pavlovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at the University of State Fire Service of EMERCOM of Russia. E-mail: dp-lv@yandex.ru
<i>Yaremenko Artem Vladimirovich</i>	general director of the TOO «Asia Petro Service», the Republic of Kazakhstan. E-mail: info@asiapetroservice.kz
<i>Yefimova Oksana Valeryevna</i>	engineer in the Geology laboratory at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: o.efimova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Yelfimov Aleksandr Vasilyevich</i>	candidate of engineering, head of the Center for standardization at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Elfimov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yudin Dmitriy Igorevich</i>	junior research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: dmitryig@gmail.com
<i>Yurasov Vitaliy Olegovich</i>	deputy head of the Service for monitoring technological processes of recovering, collecting and treating gas, gas condensate and oil in the Engineering Technical Center at the Gazprom Dobycha Urengoy LLC. E-mail: v.o.yurasov@gd-urengoy.gazprom.ru
<i>Zarichnyak Yuriy Petrovich</i>	doctor of physics and mathematics, professor, assistant professor at the ITMO University. E-mail: zarich4@gmail.com
<i>Zhdanov Kirill Yuryevich</i>	engineer in the Laboratory for complex field explorations at the Ukhta subsidiary of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru