

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3

2015

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 3 (23) / 2015

**Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных
и нефтегазоконденсатных месторождений**

Издается с 2010 г.

ISSN 2306-8949

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

Свидетельство
о регистрации СМИ ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор *П.Г. Цыбульский*, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

Редакционная коллегия
М.А. Анисимов, профессор, д.ф.-м.н., Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, профессор, д.т.н., Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н., Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, профессор, д.г.-м.н., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
В.А. Истомин, профессор, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Т. Мищенко, профессор, д.т.н., Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ПАО «Газпром»
А.Н. Шахвердиев, профессор, д.т.н., Азербайджанский технический университет

Научные редакторы
Д.В. Изюмченко, директор Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых
месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.
В.А. Истомин, главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации газовых
и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.х.н., профессор

Рецензенты
А.И. Ермолаев, д.т.н., профессор
С.Е. Ершов, к.т.н.

Над номером работали
Ответственный редактор *А.В. Лужкова*
Редакторы *Т.Г. Осияненко, А.Я. Стефанова*
Корректор *М.В. Бурова*
Перевод *А.Я. Стефанова*
Верстка *Н.А. Владимиров*
Дизайн обложки *И.В. Шерстюк*

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

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

Подписано в печать 31.08.2015 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015

Цена свободная.

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

Слово редакторов

В связи с началом освоения новых месторождений полуострова Ямал (Бованенковской группы) и предстоящим освоением месторождений Восточной Сибири (здесь базовыми являются Чаяндинское и Ковыктинское месторождения) существенно возрастает роль опережающих научных исследований. Прежде всего речь идет о научном сопровождении проектов разработки и обустройства месторождений. Век простых, массивных и пликативных газовых залежей, к сожалению, заканчивается. Сегодня становятся актуальными развитие теоретических основ физики пласта и фильтрации флюидов в сложностроенных коллекторах, разработка новых инновационных технологий в области добычи и подготовки газа, применение прогрессивных схемных решений. Новые технические решения требуются также для дальнейшей эффективной эксплуатации месторождений Западной Сибири, вошедших в стадию падающей добычи. Инновационный подход необходим и при «интеллектуализации» газовых и нефтегазоконденсатных месторождений и ПХГ.

В сборник вошли статьи, посвященные моделированию процессов разработки месторождений, геомеханических свойств пластовой среды, течения двухфазных потоков в газовых скважинах, а также созданию новых моделей фильтрации газа, интерпретации газодинамических исследований скважин и др. Появилась и новая рубрика – обзорные публикации, в которых анализируются вопросы функционирования газосборных сетей на стадии падающей добычи газа, исследуются низкотемпературные процессы промышленной подготовки газа (преимущественно на месторождениях Западной Сибири), а также рассматриваются работы коллег из Китайской Народной Республики по исследованию фильтрации с начальным градиентом.

Кроме того, в сборнике представлены актуальные аспекты развития подземных хранилищ газа (ПХГ) на современном этапе. Соответствующие публикации приурочены одновременно к 100-летию юбилею первого в мире ПХГ (1915 г., Канада) и 60-летию начала развертывания сети ПХГ в нашей стране в целях покрытия и сглаживания неравномерности потребления природного газа, интенсивная добыча которого началась в СССР в середине 1950-х гг.

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



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



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

Содержание

- 3 **Васильев Ю.Н.**
Влияние тупиковых пор на механизм фильтрации газа в пористой среде
- 8 **Орлов Д.М., Федосеев А.П., Савченко Н.В., Корчажина И.Ю., Григорьев Б.А., Рыжов А.Е., Перунова Т.А., Максимова Н.Ю., Калашникова Е.П.**
Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости
- 15 **Изюмченко Д.В., Косачук Г.П., Бельский Д.Г.**
Оценка геомеханических свойств геологической среды Чаяндинского месторождения
- 24 **Васильев Ю.Н., Ильницкая В.Г.**
Коэффициент газоотдачи как результат решения многоцелевой проблемы освоения газового месторождения
- 27 **Чельцов В.Н., Чельцова Т.В., Смирнов К.К.**
Цикличность изменения плотности смеси флюидов, поступающих из пласта в скважину (на примере Астраханского и Карачаганакского месторождений)
- 36 **Лапшин В.И., Минаков И.И., Уваров Д.П.**
Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установившемся режиме фильтрации)
- 42 **Николаев О.В., Моисейкин П.А., Стоноженко И.В., Шулепин С.А.**
О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду
- 47 **Мельникова Е.В., Нифантов В.И., Мельников Е.А., Ивченко О.В., Ивченко М.В., Парфенов А.М., Каминская Ю.В.**
Результаты освоения скважин на подземных газохранилищах и месторождениях углеводородов
- 55 **Глаголев Ю.В., Серегина Н.В.**
Динамика расширения Совхозного подземного хранилища газа
- 63 **Бондарев В.Л., Чугунов А.В., Саркисова М.А., Бондарев Е.В.**
Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке
- 68 **Лихушин А.М., Киршин В.И.**
Проектирование высокогерметичных подземных хранилищ газа для хранения гелия или гелиевого концентрата
- 73 **Гарайшин А.С., Григорьев А.В., Хан С.А., Ковалев А.А.**
Основные проблемы и пути решения интеллектуализации подземных хранилищ газа в России
- 79 **Гарайшин А.С., Бебешко И.Г., Григорьев А.В., Дейнеко С.С., Исаева Н.А., Осадчая В.В., Хан С.А.**
Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа
- 84 **Буравцов И.А., Кунафина Р.Р., Бачурина Н.М.**
Сравнительная оценка экономической целесообразности регулирования сезонной неравномерности потребления газа за счет подземных хранилищ газа и добычи газа
- 88 **Прудников И.А., Касперович А.Г., Омельченко О.А., Рычков Д.А., Украинцева Д.Е.**
Аддитивный метод расчета плотности нестабильных жидких углеводородов
- 94 **Бахшиян Д.Ц., Елистратов А.В., Ильина Е.П., Списов С.В.**
Исследование абсорбции природного газа в аппарате с пульсацией газового потока
- Обзорная информация**
- 100 **Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А., Федулов Д.М., Цацулина Т.С.**
Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений
- 109 **Ротов А.А., Сулейманов В.А., Истомин В.А., Чельцова Т.В., Митницкий Р.А.**
Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях
- 116 **Сюаньжань Ли**
Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах
- 122 **Джафаров К.И., Хвостова В.Ю., Пахомов А.В.**
История создания подземных хранилищ газа
- 128 **Сведения об авторах**
- 134 **Аннотированный перечень статей**
- 140 **Information about the authors**
- 146 **Annotated list of articles**

УДК 550.8.056

Ю.Н. Васильев

Влияние тупиковых пор на механизм фильтрации газа в пористой среде

В работе [1] выведено новое уравнение фильтрации, учитывающее влияние погребенной воды и тупиковых пор на движение газа в продуктивном пласте. Применительно к случаю радиальной фильтрации уравнение имеет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{K_0}{\mu \lambda \alpha \phi_1} \cdot \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{r \frac{\partial p}{\partial r}}{1 + \alpha \cdot \exp \left(-b \cdot \frac{\partial p}{\partial r} / \frac{\partial p_1}{\partial r} \right)} \right] + \frac{p_0 \phi_2}{\tau \phi_1}, \quad (1)$$

где p – давление газа, $p = p(t, r)$; t – время; r – радиальная координата; K_0 – коэффициент проницаемости, определенный по керну при условиях, когда его значение

не зависит от градиента давления $\frac{\partial p}{\partial r}$ (аппроксимирующее уравнение:

$$K = \frac{K_0}{1 + a \exp \left(-b \frac{\partial p}{\partial r} / \frac{\partial p_1}{\partial r} \right)}, \quad (2)$$

где K – коэффициент проницаемости в обводненном керне или в керне, содержащем конденсат, зависящий от градиента давления); a , b , $\frac{\partial p_1}{\partial r}$ – константы в аппроксимирующем уравнении (2); μ – коэффициент вязкости газа в пластовых условиях; λ – константа, имеющая размерность, обратную давлению, в уравнении состояния газа $\rho = C e^{\lambda p}$ (ρ – плотность газа, C – константа), используемом для линеаризации уравнения фильтрации; ∂ – знак частной производной; α – газонасыщенность пористой среды; ϕ_1 – коэффициент абсолютной пористости проточных пор; ϕ_2 – коэффициент абсолютной пористости тупиковых пор ($\phi = \phi_1 + \phi_2$ – коэффициент абсолютной пористости); p_0 – начальное пластовое давление; τ – общий период разработки месторождения.

В работе [1] показано, что значение коэффициента проницаемости K_0 , определенное в лабораторных условиях, закономерно использовать только вблизи работающей скважины – на расстоянии нескольких метров (в отдельных случаях десятков метров) от оси скважины. В остальном массиве продуктивного пласта коэффициент проницаемости зависит от градиента давления.

Градиенты давления в работающей скважине уменьшаются примерно обратно пропорционально расстоянию от оси скважины. В работе [1] показано, что на расстояниях нескольких десятков метров они становятся меньше тех минимальных значений, при которых определяются коэффициенты проницаемости в лабораториях. Значит, обоснованно можно утверждать следующее: чтобы вызвать движение по проточным порам и разблокировать тупиковые, требуется создать градиенты давления, равные или большие тех минимальных градиентов, при которых определяются значения проницаемости водо- или конденсатонасыщенных кернов. Область фильтрации газа через водонасыщенную пористую среду при градиентах ниже минимальных, регламен-

Ключевые слова: фильтрация газа, тупиковые поры, проточные поры.

Keywords: gas filtration, one-side open pore, flowing-through pores.

тируемых стандартом по определению проницаемости, к настоящему времени не изучена.

Ввиду различных размеров суженных пореток между порами (проточная-проточная, тупиковая-проточная) градиенты давления от начала до полного их разблокирования будут представлять собой некоторый промежуток, в котором проницаемость зависит от градиента. В первом слагаемом правой части уравнения (1) экспонента, зависящая от градиента давления, моделирует это свойство; второе слагаемое характеризует тупиковые поры как постоянный источник, из которого газ при падении давления подается в проточные поры.

Большинство пор заблокировано водяными (или конденсатными) пробками. Чтобы разблокировать тупиковые поры и вызвать движение по проточным, необходимы градиенты давления, превышающие те, которые оцениваются по используемой в настоящее время модели. При пуске газовой скважины в работу движение газа в сторону скважины происходит из области, ограниченной цилиндром, радиус основания которого равен внутреннему радиусу скважины, а высота – толщине пласта, и цилиндрической поверхностью той же высоты с подвижным радиусом, на которой область значений градиента давления обеспечивает вскрытие водяных пробок как между проточными, так и между тупиковыми и проточными порами. Поскольку эти градиенты ввиду различных размеров режимов между порами принимают разные значения, группирующиеся вокруг наиболее вероятных, то подвижный объем представляет собой коаксиальный цилиндр с размытыми внешними стенками.

Если средний радиус такого подвижного цилиндра возрастает при постоянном дебите скважины, его перемещение замедляется обратно пропорционально квадрату данного радиуса. Так что ненаучное понятие «зоны влияния» газовой скважины при известных параметрах пласта и свойствах насыщающих его флюидов можно оценить применительно к фиксированному времени работы скважины как имеющее даже физический смысл. Пластовое давление при работающей скважине на всем протяжении подвижного радиуса будет выше, чем при расчете по традиционно используемой мо-

дели, и, начиная с конца его до контура питания, останется постоянным.

Влияние на процесс фильтрации второго слагаемого (1), характеризующего наличие тупиковых пор, можно показать на примере решения самой простой задачи нахождения закона изменения пластового давления p при стационарной фильтрации. Если подходить строго, то осуществить такой процесс в реальных условиях невозможно, но, однако, в настоящее время в первом приближении он моделируется.

Поскольку на данный момент отсутствуют экспериментальные данные для построения аппроксимирующей функции

$$\frac{1}{\left[1 + a \exp\left(-b \frac{\partial p}{\partial r} / \frac{\partial p_1}{\partial r}\right)\right]^{-1}},$$

входящей в правую часть уравнения (1), можно использовать то обстоятельство, что в радиусе нескольких десятков метров от оси скважины она будет равна единице. Тогда уравнение (1) будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \psi, \quad (3)$$

$$\text{где } \chi = \frac{K_0}{\mu \lambda \alpha \phi_1}; \quad \psi = \frac{p_0 \phi_2}{\tau \phi_1},$$

для установившегося движения:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) + D = 0, \quad (4)$$

$$\text{где } D = \psi / \chi.$$

Граничные условия: если $r = r_c$, то $p = p_c$; если $r = R_k$, то $p = p_k$, где r_c, R_k – радиусы скважины и контура питания соответственно; p_c, p_k – давления на скважине и контуре.

Решением уравнения будет функция

$$p = p_c + \frac{(p_k - p_c) \ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} + \frac{D}{4} \cdot \frac{\left[(R_k^2 - r_c^2) \ln \frac{r}{r_c} - (r^2 - r_c^2) \ln \frac{R_k}{r_c} \right]}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (5)$$

Значение коэффициента $D = \frac{p_0 \phi_2}{\tau} \cdot \frac{\mu \lambda \alpha}{K_0}$

увеличивается по мере возрастания глубины залегания продуктивного пласта, так как обычно в этих случаях увеличиваются значения таких параметров, как начальное пластовое давление p_0 , доля тупиковых пор в общей открытой пористости, вязкость газа, и снижается проницаемость пласта K_0 . Так, значение произведения $(p_0 \cdot \lambda)$, равное примерно $2p_0(p_k + p_c)$, возрастает в процессе разработки больше чем в 20 раз при падении пластового давления в 10 раз; с уменьшением проницаемости резко возрастает доля тупиковых пор в общей открытой пористости. По графику, построенному Б.И. Тульбовичем [2], она линейно снижается в зависимости от логарифмического нарастания проницаемости (см. таблицу).

Расчеты показывают, что в начале разработки залежей сеноманского газа коэффициент D равен $2,3 \cdot 10^{-3}$ Па/м², при снижении пластового давления до $20 \cdot 10^5$ Па он увеличивается до $11,9 \cdot 10^{-3}$ Па/м². На рисунке приведены графики зависимости давления от радиуса, построенные по формуле (5).

Как отмечалось ранее, вблизи скважины градиент давления оказывается бóльшим, чем

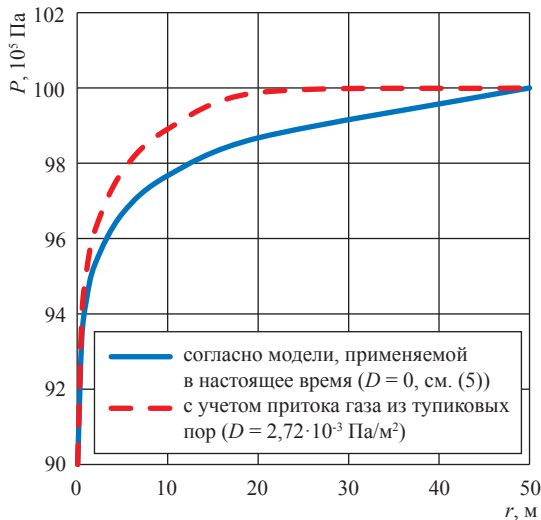


График зависимости пластового давления от радиуса (см. (5))

при логарифмическом нарастании давления. Если вместо давления p в уравнение (3) ввести функцию $\Pi = \Pi(r, t)$ по соотношению

$$p = \Pi + \psi t, \tag{6}$$

то уравнение (2) становится однородным:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Pi}{\partial r} \right). \tag{7}$$

Уравнение (7) в частных производных подстановкой Больцмана может быть преобразовано к обыкновенному дифференциальному уравнению введением переменной ξ , зависящей от r и t по соотношению $\xi = r^2/(4\chi t)$:

$$\xi \frac{d^2 \Pi}{d\xi^2} + (1 + \xi) \frac{d \Pi}{d\xi} = 0. \tag{8}$$

При обработке результатов исследования скважин в нестационарном режиме используется решение уравнения (8) относительно давления p . Физическая постановка задачи заключается в следующем: найти изменение давления как функцию расстояния от оси скважины r и времени t с начала пуска скважины с постоянным дебитом Q_* . Пуск осуществляется после полного восстановления давления в зоне расположения скважины до начального давления p_n .

В переменных r и t начальное и граничное условия формулируются следующим образом: если $t = 0$, то $p = p_n$; при $t > 0$ и $r \rightarrow 0$ дебит скважины¹ $Q_* = \text{const}$ (рассматривается приток газа к линейному стоку). Для независимой переменной $\xi = r^2/(4\chi t)$ эти условия будут таковыми:

$$\text{если } t = 0, \text{ то } \xi = \infty, \text{ а } p = p_n. \tag{9}$$

Чтобы использовать решение уравнения (3) для обработки исследования скважины в нестационарном режиме, необходимо для функции Π сформулировать начальные и граничные условия, которые бы совпадали с условиями (9) для функции p . При $r = r_c$ объемный

¹ Здесь и далее все обозначения со звездочкой в нижнем индексе указывают на то, что физическая величина рассматривается при стандартных условиях.

Доля тупиковых пор в общей открытой пористости [2]

Проницаемость, мД	10	50	100	200	500	600	1000
Относительное содержание тупиковых пор в общем объеме открытых пор	0,8	0,56	0,5	0,42	0,30	0,28	0,22

расход на забое скважины $Q = g/\rho$, где g по условию задачи – постоянный массовый расход; ρ – плотность газа при забойных условиях. При стандартных условиях тот же расход $Q_* = g/\rho_*$, следовательно,

$$Q = Q_*\rho_*/\rho. \quad (10)$$

Линейная скорость фильтрации на цилиндрической поверхности с радиусом $r = r_c$

$$V = -\frac{Q}{2\pi r_c h} = -\frac{AQ_*}{2\pi r_c h p_c}, \quad (11)$$

где $A = \frac{p_* z T}{z_* T_*}$, h – толщина пласта.

По закону Дарси та же скорость

$$V = -\frac{K_0}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c}. \quad (12)$$

Приравнивая правые части выражений (11) и (12), получаем:

$$r_c p_c \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = \frac{A\mu Q_*}{2\pi K_0 h}. \quad (13)$$

Правая часть равенства (13) имеет постоянное значение, следовательно, и произведение

$$r_c p_c \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} \text{ для каждого радиуса условно мож-}$$

но считать значением постоянным, так как при $0 \leq r < r_c$ никакого дополнительного притока в скважине нет.

Используя экспоненциальную аппроксимацию уравнения состояния газа [3], можно показать, что

$$r_c \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = \frac{A\mu\lambda Q_*}{2\pi K_0 h}, \quad (14)$$

где размерность константы λ обратна размерности давления. Но, принимая во внимание ра-

венство (6), имеем: $\frac{\partial \Pi}{\partial r} = \frac{\partial p}{\partial r}$.
Следовательно,

$$r_c \frac{\partial \Pi}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = 2 \frac{\partial \Pi}{\partial \xi} \Big|_{r=r_c} \frac{r_c^2}{4\chi t} = 2 \frac{\partial \Pi}{\partial \xi} \Big|_{r=r_c} \xi \Big|_{r=r_c}. \quad (15)$$

Уравнение (8) – обыкновенное дифференциальное уравнение с разделяющимися пере-

менными. После первого интегрирования получаем:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial \xi} = C_1 \frac{e^{-\xi}}{\xi}. \quad (16)$$

Используя граничное условие (15) и имея в виду, что если $\xi = 0$, то $e^{-\xi} = 1$, находим

$$C_1 = \frac{A\mu\lambda Q_*}{4\pi K_0 h}. \quad (17)$$

В действительности найденное значение константы C_1 верно не для $r = 0$, а для сколь угодно малого значения r при условии, что дебит Q_* будет сохраняться постоянным. Но и в используемом в настоящее время решении фактически делается такое же допущение.

Далее интегрируем уравнение (16) от текущего переменного значения функции Π , которое после пуска скважины с дебитом Q_* будет снижаться от p_n . В правой части интегрирование следует осуществить от некоторого текущего значения ξ , при котором давление равно Π , до бесконечности, что соответствует граничному условию: если $\xi = \infty$, то $\Pi = \Pi_n = p_n$.

$$\Pi \Big|_{\Pi}^{\Pi_n} = C_1 \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-\xi}}{\xi} d\xi. \quad (18)$$

$$\Pi_n - \Pi = C_1 [-E_i(-\xi)]. \quad (19)$$

$$\text{Или } p_n - p = C_1 [-E_i(-\xi)] - \psi t. \quad (20)$$

Упрощая решение, окончательно получаем:

$$p_n - p_s(t) = \frac{A\mu\lambda Q_*}{4\pi K_0 h} \ln \left(\frac{2,246\chi t}{r_c^2} \right) - \psi t, \quad (21)$$

где p_s – забойное давление.

Необходимо обратить внимание, что в отличие от используемой в настоящее время формулы в параметр χ входит делителем коэффициент не общей открытой, а проточной пористости ϕ_1 , слагаемое же ψt пропорционально отношению коэффициентов тупиковой и проточной пористости.

Принципиальный вывод, который можно сделать, анализируя результаты настоящей работы, заключается в том, что необходимо более четко разграничивать функции проточных и тупиковых пор в процессе фильтрации газа в пористой среде с погребенной водой или на-

личием жидких углеводородов, которые образуют между порами блокирующие жидкостные пробки.

Эффект работы тупиковых пор как постоянных источников не фиксируется в лабораторных опытах по определению проницаемости, а в реальных условиях, особенно для низкопроницаемых коллекторов, его значение в процессе фильтрации может оказаться весьма существенным, даже определяющим. Поэтому при моделировании фильтрационных процессов газа через пористую среду необходимо обязательно оценивать степень влияния массы газа в тупиковых порах на характер распределения давления.

Список литературы

1. Васильев Ю.Н. Новое уравнение фильтрации, учитывающее влияние погребенной воды и тупиковых пор на движение газа в продуктивном пласте / Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 4–15.
2. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем): учеб. пос. – Т. 1 / Н.Н. Михайлов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 с.
3. Васильев Ю.Н. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин / Ю.Н. Васильев, Н.И. Дубина. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 116 с.

УДК 622.279

Д.М. Орлов, А.П. Федосеев, Н.В. Савченко, И.Ю. Корчажкина, Б.А. Григорьев,
А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова, Н.Ю. Максимова, Е.П. Калашникова

Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости

Ключевые слова: многофазная фильтрация, влияние скорости, фазовые проницаемости, математическое моделирование.

Keywords: multiphase filtration, influence of velocity, permeability to phase, math modelling.

При наполнении гидродинамической модели залежи углеводородов или ее участка особое внимание уделяется детальным экспериментальным исследованиям процессов, происходящих при многофазной фильтрации в пластовых условиях. Для адекватного моделирования необходимо иметь экспериментальные данные, которые бы характеризовали течение в различных условиях: тип коллектора, особенности массообмена, режим фильтрации. В настоящей статье рассматривается многофазная фильтрация при нескольких линейных скоростях флюидов. Основными характеристиками многофазной фильтрации служат относительные фазовые проницаемости флюидов (ОФП) при различном насыщении порового пространства. Известно [1], что при высоких скоростях фильтрации ОФП могут зависеть не только от насыщенности, но и от значения такой скорости. При изучении влияния скорости фильтрации на многофазную фильтрацию в пористой среде особенно важно отделить изучаемый эффект от возможных методических ошибок. Для этого при интерпретации экспериментальных результатов необходимо подобрать наиболее подходящую теоретическую модель: закон фильтрации, капиллярные давления, граничные и начальные условия процесса фильтрации, показатели сжимаемости и взаимного растворения флюидов.

Далее описаны опыты по вытеснению модельной нефти модельной пластовой водой, выполненные для двух скоростных режимов фильтрации: 1) вдали от призабойной зоны, течение с низкими скоростями (< 1 м/сут); 2) в призабойной зоне, скорость течения – около 20 м/сут. Для горизонтального участка скважины длиной $L = 500$ м и диаметром 24,5 см, вскрывающей нефтяной пласт со средней пористостью 22 % и работающей с дебитом $Q_n = 400$ м³/сут, скорость течения жидкости v составляет 4,73 м/сут.

Методика определения ОФП

Для определения ОФП чаще всего используют прямое физическое моделирование многофазного течения методами стационарной и нестационарной фильтрации. Нестационарные методы определения ОФП связаны с моделированием непрерывного процесса вытеснения одного флюида другим, что наиболее характерно для реальных процессов, протекающих в пласте-коллекторе. При реализации в эксперименте стационарной фильтрации происходит последовательная смена стационарных состояний с различным соотношением долей фаз в потоке. Каждому стационарному состоянию соответствует конкретное распределение насыщенности порового пространства флюидами вдоль ядерной модели. Фазовая проницаемость при этом определяется в соответствии с законом Дарси в предположении равномерного распределения насыщенности в пористой среде. Основными измеряемыми в экспериментах характеристиками нестационарной фильтрации являются зависимости перепадов давления и насыщенности от времени, которые в непрерывном режиме регистрируются в процессе опыта.

В основе нахождения функций относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации лежит решение обратной задачи многофазной фильтрации, частным случаем которой является теория Баклея–Левверетта. Решение

такой обратной задачи впервые предложено в работе [2] и в современной литературе носит название метода JBN. Теория Баклея–Левретта применима для описания линейного вытеснения несжимаемых несмешивающихся флюидов, если можно пренебречь капиллярным давлением и влиянием силы тяжести. Другим способом определения ОФП (оптимизационный метод) является подбор функций ОФП за счет сопоставления экспериментальных данных и результатов решения прямой задачи фильтрации [3, 4]. В этом случае можно учесть капиллярное давление, сжимаемость газа и другие особенности фильтрации, но подбор ОФП осуществляется, как правило, в некотором конкретном параметрическом виде (например, в двухпараметрическом степенном виде Кори [5]).

В процессе работы реализован 2-й способ определения ОФП по данным нестационарной фильтрации. Исследования в этом направлении ведутся в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на протяжении многих лет [6, 7]. Алгоритм подбора ОФП основан на сопоставлении экспериментальных данных и результатов решения прямой задачи фильтрации с определенными ОФП. Решение прямой задачи фильтрации реализовывалось на основе уравнений непрерывности для обоих фильтрующихся флюидов (воды и нефти), закона Дарси, функциональных зависимостей ОФП и капиллярного давления от насыщенности порового пространства водой [8]:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial u_g}{\partial x} = 0, \quad (1)$$

$$m \frac{\partial(1-s)}{\partial t} + \frac{\partial u_n}{\partial x} = 0, \quad (2)$$

$$u_g = -\frac{kk_{o.g}(s)}{\mu_g} \frac{\partial P_g}{\partial x}, \quad (3)$$

$$u_n = -\frac{kk_{o.n}(s)}{\mu_n} \frac{\partial P_n}{\partial x}, \quad (4)$$

$$P_n - P_g = P_k(s), \quad (5)$$

$$P_k(s) = P_{k.n} J(s), \quad (6)$$

где t – время; s – водонасыщенность; m – пористость; u_g – линейная скорость воды; u_n – линейная скорость нефти; k – абсолютная проницаемость; μ_g и μ_n – вязкости воды и нефти соответственно; $k_{o.g}$ и $k_{o.n}$ – ОФП воды и нефти; P_n и P_g – давления в нефти и воде; P_k – капиллярное давление; J – функция Левретта; $P_{k.n}$ – пороговое капиллярное давление. В приближении несжимаемости воды и нефти из (1–2) имеем:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + U(t) \frac{\partial f(s)}{\partial x} = -\frac{P_{k.n} k}{\mu_n} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_{o.n}(s) f(s) \frac{\partial J(s)}{\partial x} \right], \quad (7)$$

$$u = u_g + u_n = U(t), \quad (8)$$

$$f(s) = \frac{k_{o.g}(s)/\mu_g}{k_{o.n}(s)/\mu_n + k_{o.g}(s)/\mu_g}. \quad (9)$$

Примем линейную скорость $U(t) = \text{const} = v_0$, так как математическая модель описывает фильтрацию с заданным фиксированным объемным расходом. Если выполнить соответствующую замену переменных, по которым осуществляется

дифференцирование ($x = \xi L$; $t = \tau mL/v_0$), то уравнение (7) можно записать в безразмерном виде:

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f(s)}{\partial \xi} = -\frac{P_{\kappa,n} k}{Lv_0 \mu_n} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_{o,n}(s) f(s) \frac{\partial J(s)}{\partial \xi} \right], \quad (10)$$

$$\xi \in (0,1), \quad \tau > 0,$$

$$s(\xi, 0) = S_{e0},$$

$$s(0, \tau) = 1 - S_n^{ocm},$$

$$s(1, \tau) = 1 - S_n^{ocm}, \quad (11)$$

где S_{e0} – начальная насыщенность водой, созданная перед экспериментом; S_n^{ocm} – остаточная нефтенасыщенность.

ОФП и капиллярные давления задаются в параметрическом виде Кори [5]:

$$s_1 = \frac{s - S_g^{ocm}}{1 - S_g^{ocm}}, \quad (12)$$

$$s_2 = \frac{s - S_g^{ocm}}{1 - S_g^{ocm} - S_n^{ocm}}, \quad (13)$$

$$J(s) = (s_1)^{-1/\lambda}, \quad (14)$$

$$K_{o,g}(s) = \begin{cases} K_{o,g}^{100\%} s_1^{n_g}, & \text{если } s \geq S_g^{ocm} \\ 0, & \text{если } s < S_g^{ocm} \end{cases}, \quad (15)$$

$$K_{o,n}(s) = \begin{cases} K_{o,n}^{100\%}, & \text{если } s < S_g^{ocm} \\ K_{o,n}^{100\%} (1 - s_2)^{n_n}, & \text{если } S_g^{ocm} \leq s \leq 1 - S_n^{ocm} \\ 0, & \text{если } s > 1 - S_n^{ocm} \end{cases}, \quad (16)$$

где $K_{o,g}^{100\%}$ – относительная проницаемость по воде при 100%-ной водонасыщенности; $K_{o,n}^{100\%}$ – относительная проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности; S_g^{ocm} – остаточная водонасыщенность (по данным капилляриметрии); n_g и n_n – показатели степени, характеризующие форму кривизны ОФП; λ – показатель степени, характеризующий форму кривизны зависимости капиллярного давления от насыщенности.

Система (12)–(16) хорошо описывает семейство фазовых проницаемостей для экспериментов, проводимых с «остаточной водой», т.е. когда $S_g^{ocm} = S_{e0}$. При этом следует отметить, что значения S_g^{ocm} и S_{e0} не всегда совпадают: S_g^{ocm} определяет границу ненулевой фазовой проницаемости по смачивающей фазе и рассчитывается независимо по данным прямых методов или капилляриметрии; S_{e0} характеризует созданную перед экспериментом начальную насыщенность смачивающей фазы (воды), которая может быть как больше, так и меньше остаточной водонасыщенности. Выполненные в рамках проекта эксперименты проводились при нулевой начальной водонасыщенности. В этом случае система уравнений (12)–(16) не позволяет учитывать продвижение фронта воды при насыщенностях менее S_g^{ocm} , так как проницаемость по воде в обозначенном диапазоне насыщенностей равна нулю. При этом удастся обойти неопределенность капиллярных давлений: капиллярный член в уравнении (10) будет равен нулю при любых значениях капиллярного давления за счет равенства нулю доли воды в потоке $f(s)$. Применительно к изучению влияния скорости фильтрации на ОФП использование системы (12)–(16) является допустимым.

Граничные и начальные условия (11) в математической модели повторяли экспериментальные. Значения водонасыщенности на отрезке $\xi \in (0,1)$ в начальный момент времени ($\tau = 0$) соответствовали начальной водонасыщенности S_{e0} , предварительно

созданной в образцах перед проведением экспериментов. Значения водонасыщенности на входе ($\xi = 0$) в керновую модель и на выходе ($\xi = 1$) из нее соответствовали максимальной величине $1 - S_n^{ocm}$.

В связи с необходимостью смоделировать влияние «концевых эффектов» на результат решения системы (10–11), в модель закладывалось еще одно условие. Как известно [6–8], при фильтрации нескольких фаз на торцах керновых моделей имеет место скачок капиллярного давления, влияющий на перераспределение насыщенностей в пористой среде, и, как следствие, на основные регистрируемые в эксперименте параметры – среднюю насыщенность и перепад давления. Моделирование такого скачка (концевого эффекта) осуществлялось приравниванием к нулю функции Леверетта на входе и выходе из керновой модели:

$$J(0, \tau) = 0, \quad J(1, \tau) = 0. \quad (17)$$

При решении уравнений (10)–(11) используется вычислительный алгоритм на основе конечно-разностных аппроксимаций (явный расчет насыщенности на каждом последующем временном шаге):

$$\frac{s_i^{j-1} - s_i^j}{\Delta \tau} = \frac{f_i - f_{i-1}}{\Delta \xi} + \frac{C}{(\Delta \xi)^2} \times \\ \times [k_{o,n_i} f_i (J_{i+1} - J_i) - k_{o,n_{i-1}} f_{i-1} (J_i - J_{i-1})], \quad (18)$$

$$i = 2, 3, \dots, N-1; j = 1, 2, \dots, M,$$

$$s_1^j = s_N^j = 1 - S_n^{ocm}, \quad (19)$$

$$s_i^0 = S_{o0}, \quad (20)$$

где $C = (P_{к,н} k) / (L v_0 \mu_n)$, μ_n – вязкость нефти.

При подборе ОФП варьируются 3 параметра, характеризующие ОФП: S_n^{ocm} , n_o и n_n . Параметры S_n^{ocm} , $P_{к,н}$ и λ определяются по данным капилляриметрии; $K_{o,г}^{100\%}$, $K_{o,н}^{100\%}$ – в эксперименте. Перепад давления вычисляется на основе уравнений (3), (4) и (8) в приближении, что сумма линейных скоростей воды и нефти в каждой точке $\xi \in (0, 1)$ имеет постоянное значение v_0 .

Вычислительный и оптимизационный алгоритмы реализованы в программной среде Matlab. При условии доработки интерфейса программы и внедрения вариативности граничных и начальных условий написанная програм-

ма может быть рассмотрена в качестве кандидата в корпоративный (ПАО «Газпром») комплекс программ для интерпретации результатов лабораторных исследований.

Экспериментальные исследования

Оценка влияния скорости фильтрации на ОФП и коэффициенты вытеснения была выполнена на установке многофазной фильтрации AutoFlood AFS-300. Установка предназначена для физического моделирования процессов двухфазной фильтрации и определения коэффициентов вытеснения и относительных фазовых проницаемостей при ограничивающем (горном) давлении до 69 МПа, поровом давлении до 62 МПа и температуре до 150 °С. Фильтрационные исследования проводились на керновых моделях пласта, составленных из образцов пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений шельфа о. Сахалина. Образцы принадлежали к одному структурно-литологическому типу: однородные мелкозернистые песчаники, относящиеся к III и IV классам проницаемости (классификация А.А. Ханина). Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна, составлявших модель пласта, приведены в табл. 1. Для составной модели использовались образцы стандартных размеров – длиной и диаметром 30 мм.

Для изучения влияния скорости фильтрации на значение коэффициента вытеснения выполнены опыты по вытеснению декана ($C_{10}H_{24}$) водой (водяной раствор соли NaCl с концентрацией 23 г/л). Выбор декана в качестве модели нефти обусловлен необходимостью быстрой и качественной очистки кернового материала от продуктов фильтрации для проведения повторных опытов на другой скорости.

С той же целью эксперименты проводились при комнатной (24 °С) температуре, а не при пластовой (125 °С), но при пластовых давлениях: горное давление – 57 МПа, поровое – 28,3 МПа. Остаточная вода перед началом опытов не создавалась с тем, чтобы снизить воздействие на пористую среду, так как образцы керна предполагалось использовать при повторных исследованиях на более высокой скорости фильтрации. Вязкости при комнатной температуре (24 °С) составляли для воды – 1 МПа·с (в пластовых условиях – 0,22 МПа·с), для декана – 0,88 МПа·с (пластовой нефти – 0,43 МПа·с).

Таблица 1

Параметры керновых моделей

Лаб. номер обр.	Открытая пористость, % (метод насыщения деканом)	Проницаемость абсолютная, мД	Длина обр., мм	Диаметр обр., мм	Объем пор, см ³	Литология
Модель 1						
1	20,9	24,8	119,5	30,4	18,16	Песчаник мелкозернистый
2	21	25,6				
3	21,1	23,3				
4	20,8	24,4				
Модель 2						
5	24,30	197	89,48	29,88	14,72	Песчаник мелкозернистый
6	23,20	212				
7	22,90	200				

Исследования нестационарной фильтрации при вытеснении нефти водой были проведены на каждой керновой модели пласта при двух объемных расходах: $Q_1 = 0,1$ см³/мин и $Q_2 = 2$ см³/мин. Учитывая геометрию и свойства моделей объемные расходы соответствовали линейным скоростям: $v_1 = 0,95$ м/сут и $v_2 = 18,9$ м/сут (для модели 1); $v_1 = 0,88$ м/сут и $v_2 = 17,64$ м/сут (для модели 2).

Поскольку перепад давления (1,7 МПа) на модели пласта не превышал 10 % порового давления (28,3 МПа), сжимаемостью газа и воды можно было пренебречь, а моделирование выполнять в соответствии с математической моделью (1)–(9). С использованием алгоритма для каждого эксперимента подбирались ОФП в виде зависимостей (12)–(16). (Как уже упоминалось, варьировались три параметра: S_n^{ocm} , n_e и n_n ; параметры S_g^{ocm} , $P_{кл}$ и λ определялись по данным капилляриметрии.) На рис. 1 представлены зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, полученные методом полупроницаемой мембраны для образцов с характерными для моделей свойствами. Значения параметров S_g^{ocm} , $P_{кл}$ и λ , определенные при аппроксимации зависимостями вида (10), (12), указаны в табл. 2.

Параметр $K_{o,n}^{100\%}$ определялся на основе прямых замеров однофазной проницаемости по нефти в пластовых условиях с учетом поправки на влияние остаточной воды (табл. 2). Параметр $K_{o,g}^{100\%}$ принимался равным проницаемости, определенной экспериментально на образцах со схожими фильтрационно-емкостными и литологическими характеристиками.

Данным из табл. 2 соответствуют ОФП на рис. 2 (для модели 1) и рис. 3 (для модели 2).

Можно видеть, что с увеличением скорости фильтрации значение остаточной воды снижается, а точка пересечения зависимостей смещается в сторону более низких значений водонасыщенности и более высоких значений проницаемостей. Увеличение фазовой проницаемости по воде может быть связано с развитием при больших скоростях неустойчивости фронта вытеснения.

Пример наилучшего соответствия расчетных данных экспериментальным результатам при выборе оптимальных ОФП представлен на рис. 4 для модели 2 при скорости фильтрации 0,1 см³/мин. Такая же высокая степень соответствия расчетных и экспериментальных данных была получена во всех четырех опытах.

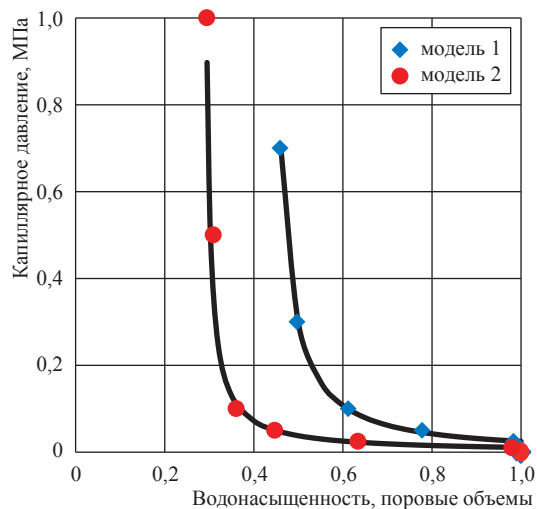


Рис. 1. Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (по данным капилляриметрии)

Таблица 2

Параметры ОФП и «кривой» капиллярного давления

№ модели	Q , см ³ /мин	$K_{o.g}^{100\%}$, б/р	$K_{o.n}^{100\%}$, б/р	$S_{o.g}^{ост}$, б/р	λ , б/р	$P_{к.п}$, МПа	$S_{n}^{ост}$, б/р	n_g , б/р	n_n , б/р
1	0,1	0,5	0,163	0,42	0,8	0,022	0,35	1,9	2,4
1	2	0,5	0,163	0,42	0,8	0,022	0,32	1,4	4,7
2	0,1	0,5	0,226	0,285	0,97	0,0081	0,33	4	2
2	2	0,5	0,226	0,285	0,97	0,0081	0,32	1,8	2,6

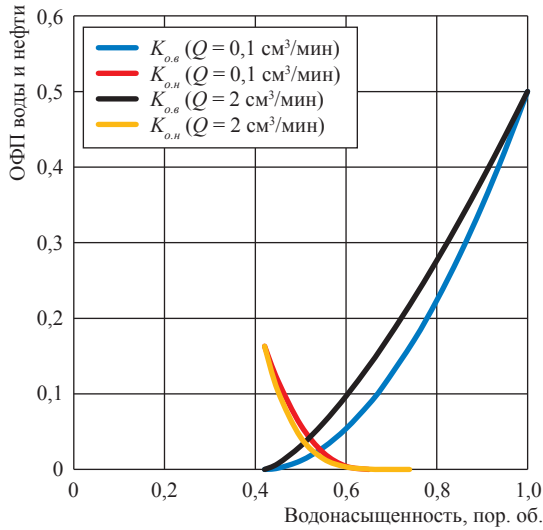


Рис. 2. ОФП воды и нефти для модели 1 при различных скоростях фильтрации: фазовые проницаемости отнесены к абсолютной проницаемости модели по газу

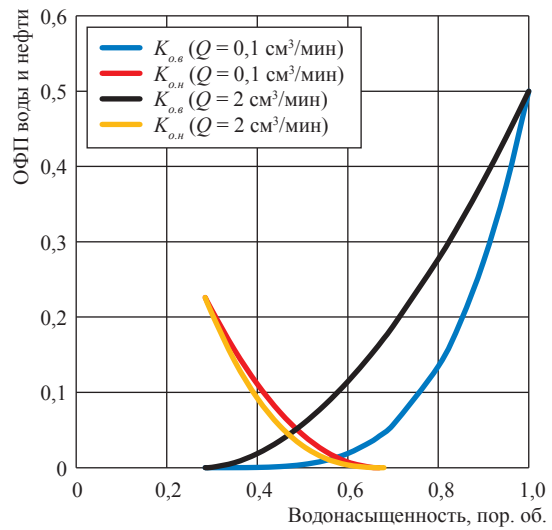


Рис. 3. ОФП воды и нефти для модели 2 при различных скоростях фильтрации: фазовые проницаемости отнесены к абсолютной проницаемости модели по газу

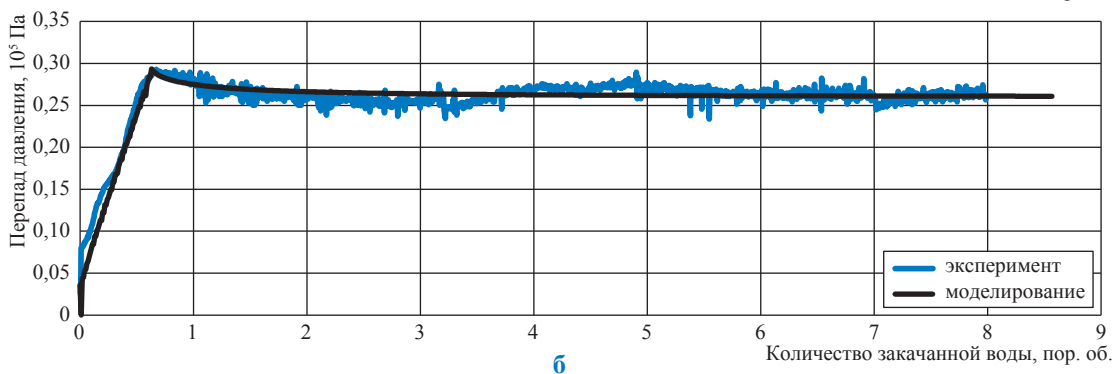
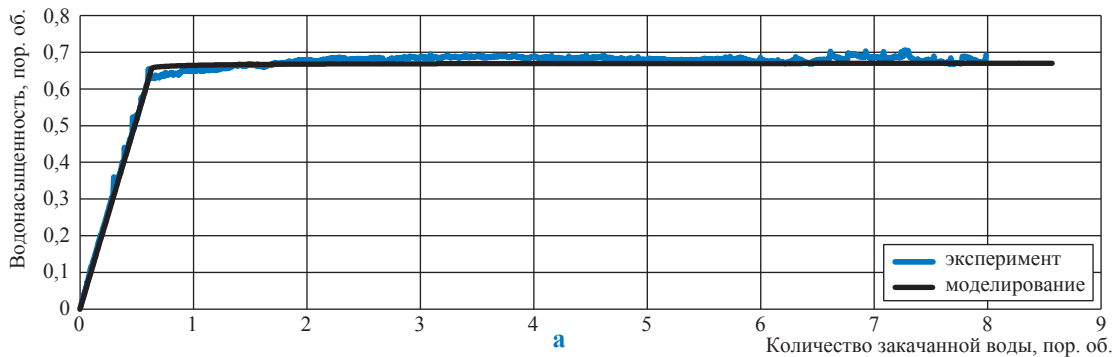


Рис. 4. Сравнение экспериментальных и расчетных данных о фильтрации: зависимости водонасыщенности (а) и перепада давления (б) от объема закачанной воды

Таким образом, исследовано влияние скорости фильтрации на ОФП и коэффициенты вытеснения в системе «вода–нефть». Обнаружено, что с увеличением скорости фильтрации значение остаточной нефти снижается, а точка пересечения зависимостей смещается в сторону более низких значений водонасыщенности и более высоких значений проницаемостей.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 13-08-00340 а.

Определение ОФП выполнялось оптимизационным методом с учетом капиллярных давлений по данным нестационарной фильтрации. Влияние скорости фильтрации на ОФП и коэффициенты вытеснения изучалось на двух моделях пласта, относящихся к различным классам проницаемости.

Список литературы

1. Эфрос Д.А. Определение фазовых проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой / Д.А. Эфрос // ДАН СССР. – 1956. – № 5. – С. 110.
2. Johnson E.F. Calculation of relative permeability from displacement experiments: transl. / E.F. Johnson, D.P. Bossler, V.O. Naumann // AIME. – 1959. – V. 216. – P. 370–376.
3. Richmond P.C. Estimation of multiphase flow functions from displacement experiments / P.C. Richmond, A.T. Watson // SPE Res. Eng. – 1990. – V. 5. – № 1. – P. 121–127.
4. Shahverdi H. A New algorithm for estimating three-phase relative permeability from unsteady-state core experiments / H. Shahverdi, M. Sohrabi, M. Jamiolahmady // Transport in Porous Media. – 2011. – V. 90. – Is. 3. – P. 911–926.
5. Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A.T. Corey // Producers Monthly. – 1954. – V. 19. – Is. 1. – P. 38–41.
6. Рыжов А.Е. Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ / А.Е. Рыжов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 126–137.
7. Орлов Д.М. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования / Д.М. Орлов, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова // ПМТФ. – 2013. – Т. 54. – № 5. – С. 119–128.
8. Alvarez L. Numerical solution of the Rapoport–Leas equation using the method-of-lines and the DASSL code / L. Alvarez, C. Cunha // Ж. вычисл. матем. и матем. физ. – 1998. – Т. 38. – № 11. – С. 1928–1935.

УДК 553.98: 004.9

Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, Д.Г. Бельский

Оценка геомеханических свойств геологической среды Чаяндинского месторождения

Поскольку традиционными методами изучения коллекторов решить проблему закономерностей образования и развития трещинного пространства в геологической среде Чаяндинского месторождения не представляется возможным, особое значение приобретает анализ результатов геолого-технологических исследований скважин (ГТИ), имеющих целью получение точного представления о геомеханической характеристике разреза скважин.

Геологическая среда повсеместно находится в напряженном состоянии. Напряженно-деформационное состояние (НДС) пород определяется эффективным и дополнительным давлением (главными нормальными напряжениями и пластовым давлением) и упруго-прочностными (деформационными) свойствами пород. Существующие в геологической среде напряжения влияют на ее свойства, приводят к образованию зон (секторов) с пониженными прочностными свойствами и развитию планетарной трещиноватости пород (Павлова Н.Н., 1975; Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г., 1985; Петров А.И., Шеин В.С., 2005; Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Шустов Д.В. и др., 2012 [1–4]). Многочисленные отечественные и зарубежные исследования [5–7] показали, что азимутальное направление изменения траектории стволов скважин совпадает с направлением развития трещин. Учитывая, что инклинометрия является информационной основой ГТИ, вектор направления напряжений геологической среды Чаяндинского месторождения был определен по данным инклинометрии.

Для выявления зон (секторов) с пониженными прочностными свойствами пород Чаяндинского месторождения проанализированы данные инклинометрии об изменении траектории стволов 15 скважин. Для наглядности представления и объективности суждения построена круговая диаграмма, состоящая из концентрических окружностей с шагом 200–250 м и радиусом 2000 м. Эта диаграмма разбита по частям света с ценой деления шкалы $\sim 5\text{--}10^\circ$ и началом отсчета на «севере» (точка 0°) по часовой стрелке. На диаграмму нанесены азимуты изменения траектории стволов скважин на глубинах их фиксации. Полученные диаграммы имеют вид «роз трещиноватости» с определяемым или неопределяемым радиусом вектора. Независимо от блока, в котором расположена скважина, выявлено 4 типа вектора направления изменения траектории стволов скважин: три с определяемым трендом вектора, один – с неопределяемым. Определяемые тренды: юго-восточный (ЮВ, зенитный угол $125\text{--}176^\circ$), юго-западный (ЮЗ, зенитный угол $185\text{--}236^\circ$), северо-восточный (СВ, зенитный угол 26°). Вектор с неопределяемым трендом характеризуется тем, что при отсутствии четко выраженной анизотропии трещиноватости по азимутальным направлениям средний зенитный угол колеблется в пределах $135\text{--}209^\circ$ и не превышает 90° (74°).

Юго-западный тренд вектора определяется в скважинах: № 321-16, 321-23, 180-06, 761 (Северный блок), 808 (Саманчакитский блок II), 229-1 (Саманчакитский блок 0); юго-восточный – в скважинах № 228-1, 844, 845 (Южный блок I), 763 (Северный блок); северо-восточный – в скважине № 321-19 (Северный блок), 806 (Южный блок II); не определяется тренд в скважинах № 321-22, 321-20, 321-14, 321-1, 213-05 (Северный блок). Представление о характере изменения траектории стволов скважин дают рис. 1–5. У подавляющего числа скважин (93 %) определяющая траектория ствола скважины находится в пределах трех секторов: $180^\circ \pm 15^\circ$ (40 %); $225^\circ \pm 15^\circ$ (33 %); $135^\circ \pm 15^\circ$ (20 %).

Ключевые слова:

Чаяндинское месторождение, геомеханическая характеристика разреза, инклинометрия, азимут направления напряжений, поглощающие толщи, развитие трещинного пространства.

Keywords:

Chayandinsk field, geomechanical characteristics of a cut, drift survey, azimuth of stresses direction, absorbing strata, development of fractured space.

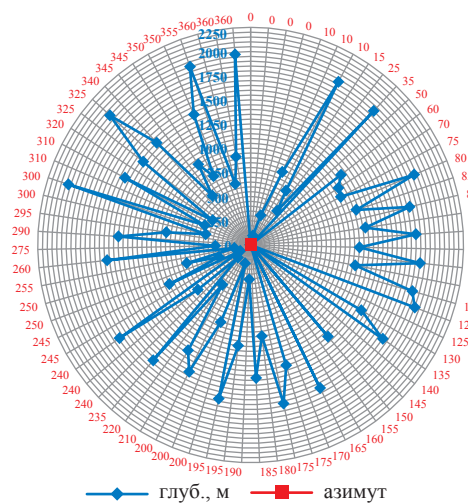


Рис. 1. Неопределяемый вектор направления напряжений (скв. 321-1, Северный блок)

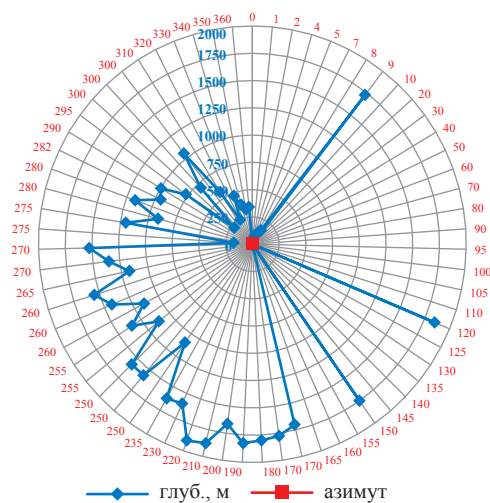


Рис. 2. Юго-западный вектор направления напряжений (скв. 761, Северный блок)

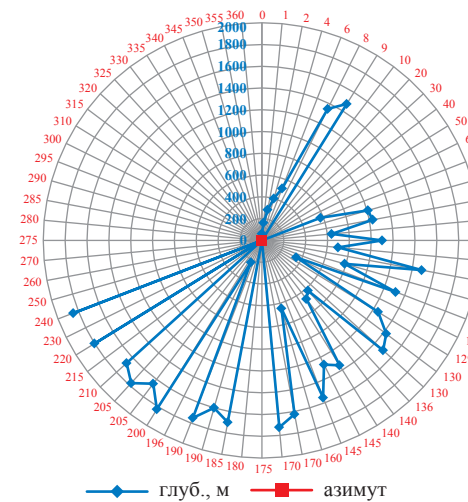


Рис. 3. Юго-восточный вектор направления напряжений (скв. 763, Северный блок)

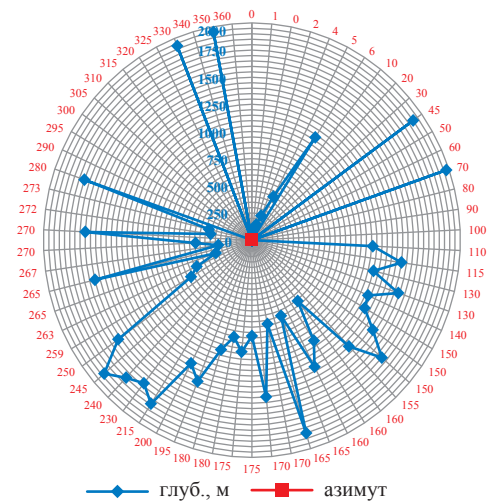


Рис. 4. Юго-восточный вектор направления напряжений (скв. 844, Южный блок I)

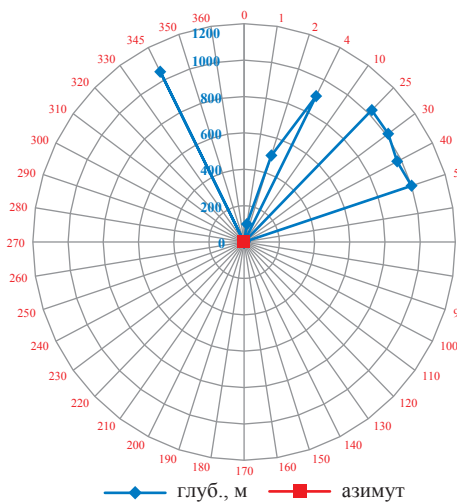


Рис. 5. Северо-восточный вектор направления напряжений (скв. 806, Южный блок II)

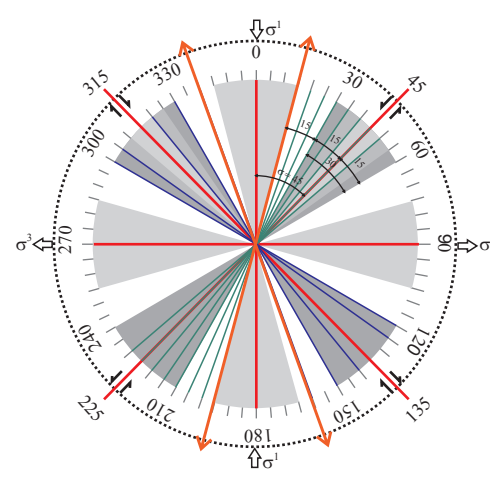


Рис. 6. Азимутальный круг и положение осей максимальных нормальных напряжений σ^1 и σ^3 (А.И. Тимурзиев, 2009 г.)

Теоретически, согласно А.И. Тимурзиеву [8], разрядка напряжений может быть осуществлена через разрывообразование в восьми азимутальных секторах систем планетарной делимости земной коры: ортогональных (4 сектора) и диагональных (4 сектора) (рис. 6). В этой связи для условий Чаяндинского месторождения преимущественное развитие трещин может происходить по трем осям напряжений – одной ортогональной и двум диагональным (динамопаре). При этом крайние значения азимутов простирания разломов для динамопар сколов ЮВ ($125\text{--}176^\circ$) и ЮЗ ($185\text{--}236^\circ$) образуют двойной угол скола, величина которого составляет 51° (менее 90°). Этот факт указывает на единственно возможное, безальтернативное горизонтальное положение оси максимальных сжимающих напряжений при формировании разломов осадочного чехла Чаяндинского месторождения.

Горизонтальное сжатие формирует меридиональное растяжение. Прямым доказательством этому является смещение в плане оси древнего свода по фундаменту относительно его положения по горизонтам КВ (отражающий сейсмический горизонт по кровле терригенных отложений венда) и П (отражающий сейсмический горизонт по кровле билирской свиты нижнего кембрия). То есть процессы образования и развития трещинного пространства в геологической среде Чаяндинского месторождения ориентированы субпараллельно горизонтальному сжатию.

Многочисленные отечественные и зарубежные исследования показали [5, 6, 9], что азимутальное направление стволов скважин совпадает с направлением развития трещин. Данные о направлениях трещиноватости пород согласуются с данными о естественном искривлении стволов скважин на Жирновско-Бахметьевском (Волгоградская область, РФ), Тенгизском (Казахстан), Нагумановском (Оренбургская область, РФ) месторождениях в интервалах поглощений бурового раствора. Преобладающие азимуты $30\text{--}60^\circ$ ($210\text{--}240^\circ$) и $120\text{--}150^\circ$ ($300\text{--}330^\circ$).

В целях определения азимута поглощающих пластов на Чаяндинском месторождении проведен сбор инклинометрических данных по скважинам, на которых имели место осложнения. Проанализированы данные об изменении траектории ствола в интервалах поглощения, глубины вскрытия поглощающих пластов, их

азимут и зенитный угол, интенсивность поглощения. Анализ проведен по 24 скважинам, на которых было вскрыто 46 интервалов, имеющих различную интенсивность поглощений – от частичных до катастрофических. При этом интервалы поглощений залегают на глубинах от менее 100 до 1887 м, которые приурочены к отложениям от метегерской свиты до хамакинского горизонта включительно. Особенности распределения поглощающих толщ в разрезе Чаяндинского месторождения приведены в табл. 1. Данные таблицы показывают, что в разрезе Чаяндинского месторождения прослеживаются 10 поглощающих толщ (свит, горизонтов), при этом 81 % поглощений приходится на 4 свиты кембрия – метегерскую, чарскую, олекминскую и толбачанскую. Наибольшая частота поглощений (37,9 %) фиксируется в чарской свите. Поглощающие отложения представлены галогенно-сульфатно-карбонатными породами:

- *метегерская свита* сложена переслаиванием доломитов участками глинистых, загипсованных известняков с прослоями мергелей и ангидритов. В нижней части свиты повсеместно встречаются кавернозные породы;
- *чарская свита* сложена тонко-мелкозернистыми доломитами, часто ангидритизированными и глинистыми, с прослоями мергелей, аргиллитов и ангидритов и пластами каменной соли. Отложения сильно закарстованы, особенно в зоне минимальных толщин свиты;
- *олекминская свита* сложена известняками, известняковыми доломитами, участками кавернозными, иногда слабо глинистыми и трещиноватыми, часто битуминозными;
- *толбачанская свита* сложена доломитами и известняками – массивными участками трещиноватыми, глинистыми, с прослоями ангидритов и мергелей. В доломитах и известняках встречаются кавернозно-поровые разности. Свита в верхней части сложена доломитами с прослоями мергелей, аргиллитов и каменной соли.

Выявлены следующие азимутальные направления в интервалах поглощений:

- северное ($0^\circ \pm 15^\circ$): 18,9 %;
- северо-западное ($315^\circ \pm 15^\circ$): 8,1 %;
- северо-восточное ($45^\circ \pm 15^\circ$): 2,8 %;
- южное ($180^\circ \pm 15^\circ$): 13,5 %;
- юго-западное ($225^\circ \pm 15^\circ$): 18,9 %;
- юго-восточное ($135^\circ \pm 15^\circ$): 16,2 %;
- восточное ($90^\circ \pm 15^\circ$) и западное ($270^\circ \pm 15^\circ$): по 10,8 %.

Таблица 1

Частота поглощений в поглощающих толщах Чайядинского месторождения, %

Поглощающая толща, горизонт	Азимутальные секторы систем планетарной делимости земной коры, °								Всего
	0±15	45±15	90±15	135±15	180±15	225±15	270±15	315±15	
1. Метегерская	2,7			2,7	2,7		2,7		10,8
2. Чарская	5,4	2,8	8,1	5,4	2,7	10,8		2,7	37,9
3. Олекминская			2,7	2,7	2,7	5,4			13,5
4. Толбачанская	2,7			5,4	5,4			5,4	18,9
5. Эльганская							2,7		2,7
6. Юрегинская							2,7		2,7
7. Билирская	2,7								2,7
8. Юряхская	2,7					2,7			5,4
9. Ботубинский							2,7		2,7
10. Хамакинский	2,7								2,7
Итого	18,9	2,8	10,8	16,2	13,5	18,9	10,8	8,1	100,0

Очевидно, что разрядка напряжений может быть осуществлена через разрывообразование во всех восьми азимутальных секторах – четырех ортогональных и четырех диагональных. Азимутальные направления напряжений распределены довольно равномерно. Минимальные напряжения приходятся на 2 диагональных сектора (динамопару) северо-восток $45^\circ \pm 15^\circ$ – северо-запад $315^\circ \pm 15^\circ$, которые являются основными азимутальными направлениями в интервалах поглощения бурового раствора на месторождениях Волгоградской и Оренбургской областей, Казахстана. А это может означать, что линейно ориентированные элементы не имеют связи с закономерностями образования и распределения планетарной трещиноватости при формировании поглощающих толщ Чайядинского месторождения.

Для подтверждения данного предположения на азимутальный круг наложены направления напряжений геологической среды Чайядинского месторождения и азимутальные секторы направления напряжений в поглощающих толщах (табл. 2). Согласно данным таблицы, тренд вектора (азимут) направления напряжений не оказывает влияния на интенсивность поглощения, а также отсутствует четко выраженная анизотропия трещиноватости по азимутальным направлениям. Так, в 43 % случаев сохраняется тренд вектора направления напряжений по разрезу в интервалах поглощения; в 57 % случаев в интервалах поглощения происходит изменение траектории ствола скважины по сравнению с преобладающим направлением напряжения геологической среды. По-видимому, тектонический фактор, определяющий развитие трещиноватости, не оказывает заметного влияния на ха-

актер изменения фильтрационно-емкостных свойств пород поглощающих толщ (свит, горизонтов) Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Выполнена оценка возможности изменения местного напряжения в стволе скважин за счет гидроразрыва пород в стволе вертикальных скважин. Увеличение давления в стволе скважины может настолько изменить местные напряжения, что возникают явления гидроразрыва, приводящие к поглощению бурового раствора (частичному, полному и др.). На Чайядинском месторождении в процессе бурения 20 новых разведочных скважин (№ 321-43, 321-47, 321-49, 321-51, 321-53, 321-54, 321-55, 321-56, 321-57, 321-59, 21-61г, 321-62, 321-66, 321-67, 321-69, 321-70, 321-71, 321-72, 321-74, 321-76) произошли поглощения бурового раствора различной интенсивности.

Направление напряжений и разрушение ствола скважины за счет гидроразрыва оценивалось по условиям:

- если удельный вес бурового раствора слишком велик, то вдоль максимального горизонтального напряжения могут возникнуть трещины, вызываемые процессом бурения;
- если удельный вес бурового раствора слишком мал, скважинные разрывы могут возникнуть по направлению минимального напряжения (рис. 7).

Гидростатическое давление бурового раствора ($P_{\sigma,p}$) рассчитано согласно формуле

$$P_{\sigma,p} = 9,81H\rho, \text{ МПа},$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³;
 H – глубина, м.

Таблица 2

Изменение траектории ствола скважины в интервалах поглощений

№ скв.	Тренд вектора направления напряжений по разрезу	Глубина поглощения, м	Интенсивность поглощения, м ³ /ч	Направление напряжений в интервалах поглощений, °				Преобладающий азимут напряжения в интервалах поглощений	
				зенитный угол	азимут	сектор	отклонение	преобладающий зенитный угол	сектор
845	Юго-восточный	22	15	0,15	0	0 ± 15	–	176	180 ± 15
		660	Второй ствол	2	350	0 ± 15	–	–	–
213-05	Неопределяемый	66	15	0,3	275	270 ± 15	–	–	–
		316	10	0,45	45	45 ± 15	–	–	–
761	Юго-западный	126	1	0	0	0 ± 15	–	225	225 ± 15
		581	10	2,3	310	315 ± 15	–	–	–
321-20	Неопределяемый	1313	1	1	260	270 ± 15	–	183	180 ± 15
		1860	2	0,3	260	270 ± 15	–	–	–
		1875	30	0	0	0 ± 15	–	–	–
321-22	Неопределяемый	347	–	1,45	110	90 ± 15	–	135	135 ± 15
		450	1–2	2,3	350	0 ± 15	–	–	–
		684	10	1,3	150	135 ± 15	–	–	–
321-23	Юго-западный	920	1,5	2,3	295	315 ± 15	–5	209	225 ± 15
		1225	60	5	325	315 ± 15	–	–	–
321-1	Неопределяемый	1537	Незнач.	1,45	240	225 ± 15	–	200	180 ± 15
321-16	Юго-Западный	566	6–25	2	245	225 ± 15	+5	208	225 ± 15
321-14	Неопределяемый	150	1–2	0,3	150	135 ± 15	–	186	180 ± 15
		290	1–2	0,45	205	225 ± 15	–5	–	–
		629	10	0,3	240	225 ± 15	–	–	–
		460	5–7	1,3	220	225 ± 15	–	–	–
		532	20	1	230	225 ± 15	–	–	–
		669	5–7	1	230	225 ± 15	–	–	–
808	Юго-западный	775	3–5	–	265	270 ± 15	–	236	225 ± 15
229-1	Юго-западный	615	2	1,15	125	135 ± 15	–	185	180 ± 15
		860	3	2	115	135 ± 15	–5	–	–
		104	15	0,3	160	180 ± 15	–5	–	–
		484	10	1	115	135 ± 15	–5	–	–
228-1	Юго-восточный	469	15–10	5	110	90 ± 15	+5	143	135 ± 15
		538	0,5–1,0	4,15	105	90 ± 15	–	–	–
844	Юго-восточный	700	Незнач.	1,3	160	180 ± 15	–5	196	180 ± 15
		800	Незнач.	1,15	170	180 ± 15	–	–	–
321-19	Северо-восточный	1460	–	1,15	15	0 ± 15	–	26	45 ± 15
		1539	15–20	1,15	15	0 ± 15	–	–	–
763	Юго-восточный	225	1–2	1	196	180 ± 15	+1	125	135 ± 15
		578	10	1,3	68	90 ± 15	–7	–	–
180-06	Юго-западный	605	2,5	0,45	180	180 ± 15	–	203	225 ± 15
		670	6	0,45	130	135 ± 15	–	–	–

Совпадение с зенитным углом по разрезу 43 %

Давление гидроразрыва пласта ($P_{z,p}$) рассчитано согласно формулам

$$P_{z,p} = 0,87P_g, \text{ МПа,}$$

$$\text{или } P_{z,p} = 0,83H + 6,6P_{пл}, \text{ МПа,}$$

где P_g – горное (геостатическое давление), которое определяется весом пород с насыщающими их флюидами в интервале от земной поверхности до точки измерения; $P_{пл}$ – пластовое давление.



Рис. 7. Направление напряжений и разрушение скважины за счет гидроразрыва [7]

Если $P_{б,р}$ приблизительно равно $P_{пл}$, то рост репрессии на пласт может стать причиной поглощения бурового раствора, тогда пластовое давление рассчитано согласно формуле

$$P_{пл} = P_г = \rho_г gH, \text{ МПа,}$$

где $P_г$ – гидростатическое давление столба воды, МПа; $\rho_г$ – плотность воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения.

В соответствии со средней плотностью осадочных пород 2,31 г/см³ градиент геостатического давления составляет 0,0231 МПа на 1 м мощности пород. В нормальных условиях на глубине H давление флюидов $P_{пл}$ приблизительно равно гидростатическому давлению столба воды $P_г$, МПа, плотностью $\rho_г = 1000$ кг/м³.

Горно-геологические характеристики и условия проходимых пород при строительстве скважин на Чаяндинском месторождении приведены в табл. 3. Отражено, что изменение местного напряжения за счет гидроразрыва пород наблюдалось в стволе одиннадцати (или 60 %) скважин:

- № 321-59, 321-62, 321-66, 321-67, 321-69 (25 %) – в процессе бурения репрессия на пласт превышала максимально допустимую, и в этом случае вдоль максимального напряжения могли возникнуть горизонтальные трещины;

- № 321-55, 321-66, 321-69, 321-70, 321-71, 321-72, 321-76 (35 %) – в процессе бурения $P_{б,р} \sim P_{пл}$ и в этом случае скважинные разрывы (трещины) могли возникнуть по направлению минимального вертикального напряжения.

Следует отметить, что в скважине № 321-69 явления гидроразрыва могли возникнуть как по причине слишком большого удельного веса бурового раствора, так и по причине слиш-

ком малого удельного веса бурового раствора (см. табл. 3). Учитывая, что вертикальное распространение трещин предполагает большее количество зон (интервалов) поглощений и их максимальную выраженность [6], следует отметить, что четко выраженного изменения в интенсивности поглощений не прослеживалось.

При строительстве остальных девяти (40 %) скважин условия проходимых пород не были нарушены, однако поглощения бурового раствора различной интенсивности зафиксированы.

Таким образом, использован опыт получения информации о напряженно-деформационном состоянии пород геологического разреза Чаяндинского месторождения с применением инструментария инклинометрии. Реализация данной технологии требует знаний горно-геологических характеристик геологической среды месторождения.

Для условий Чаяндинского месторождения преимущественное развитие трещин может происходить по трем осям напряжений – ортогональной и двум диагональным (динамопаре). При этом угол скола для динамопары составляет менее 90°. Этот факт указывает на единственно возможное, безальтернативное горизонтальное положение оси максимальных сжимающих напряжений при формировании разрывных нарушений осадочного чехла Чаяндинского месторождения.

Анализ изменения траектории ствола в интервалах поглощений показал, что линейно ориентированные элементы не имеют связи с закономерностями образования и распределения планетарной трещиноватости при формировании поглощающих толщ Чаяндинского месторождения.

Оценка возможности изменения местного напряжения за счет гидроразрыва пород в стволе вертикальных скважин продемонстрировала, что трещины (горизонтальные и вертикальные), вызванные бурением, не имеют четко выраженной анизотропии по проницаемости, что указывает на отсутствие связи их с разрывными нарушениями и планетарной трещиноватостью.

Оценка геомеханических свойств геологической среды поглощающих свит кембрия (метегерской, чарской, олекминской, толбачанской) выявила сильную закарстованность поглощающих галогенно-сульфатно-карбонатных пород (участками кавернозных) в чарской свите.

Таблица 3

Горно-геологические характеристики и условия проходимых пород при строительстве скважин на Чайнинском месторождении

№ скв.	Глубина, м	Удельная плотность входящего раствора, г/см ³	Удельная плотность выходящего раствора, г/см ³	Механическая скорость бурения, м/ч	Интенсивность поглощения бурового раствора, м ³ /ч	Применение, поглощенный объем	Давление бурового раствора (гидростатическое), МПа (9,81Нр)	Давление горное (геостатическое), МПа (0,0231 МПа на 1 м)	Давление гидроразрыва пласта, МПа $P_{ср} = 0,87P_c$	Давление пластовое (столба воды), МПа $P_m = P_e = \rho_e gH$	Максимально допустимая репрессия на пласт, МПа	Репрессия на пласт при бурении, МПа
321-43	84,9-86,1	-	-	5,5	138	30,0 м ³ общий	-	1,989	1,73	0,84	1,5	-
321-47	33-209	-	-	3,52	6,8	13,4 м ³ общий	-	4,828	4,20	2,05	1,5	-
321-49	400-420	1,4	-	2,6	Частичное	24,1 м ³ за рейс	5,76	9,702	8,44	4,12	1,5	1,64
	800-866	1,3	-	1,6	Частичное	2,1 м ³ за рейс	11,04	20,005	17,40	8,50	1,5	2,54
321-51	1500-1606,6	1,2	-	1,3	Частичное	17,3 м ³ за рейс	18,91	37,112	32,29	15,76	2,5-3,5	3,15
	155	1,2	-	2,4	Частичное	1,4 м ³ за рейс	1,82	3,581	3,12	1,52	1,5	0,30
321-53	168-200	1,08-1,1	-	-	-	10,0 м ³ за рейс	2,15	4,620	4,02	1,96	1,5	0,19
	605-635	1,25-1,27	-	3,7	-	Затяжки до 10 т	7,9	14,669	12,76	6,23	1,5	1,67
321-54	55,3	-	-	1,6	-	Затяжки до 20 т	-	1,277	1,11	0,54	1,5	-
	431-552	1,2	1,18	2,1	-	18,5 м ³ за рейс	6,4	12,751	11,09	5,42	1,5	0,98
321-54	563-580	-	1,17	3,1	Полное	24,0 м ³ за рейс	6,65	13,398	11,66	5,69	1,5	0,96
	1213-1225	1,14	1,23 (перед нараст.)	2,1	-	5,9 м ³ за рейс	13,69 (14,78)	28,298	24,62	12,02	2,5-3,5	1,67
321-55	57-59	1,10	-	1,2	-	Появление грифонов	0,63	1,363	1,19	0,58	1,5	0,05
321-56	462	1,04	-	2,6	Полное	-	4,71	10,672	9,28	4,53	1,5	0,18
321-57	402,1	1,4	-	0,2	97,0	Полная потеря циркул. (пп/л)	5,52	9,289	8,08	3,94	1,5	1,58
	409-425	1,33	1,24	2,7	1,0	-	5,54	9,818	8,54	4,17	1,5	1,37
321-59	61,8-230,3	1,05	-	5,6-7,6	7,0	-	2,37	5,320	4,63	2,26	1,5	0,11
	1700,4-1701	1,25-1,28	-	1,4	6-8	30,0 м ³ всего	21,35	39,293	34,18	16,69	2,5-3,5	4,66
321-61г	1352-1380	1,25	-	7,4	5,0	-	16,92	31,878	27,73	13,54	2,5-3,5	3,38
	400-614,7	1,75	-	1,2	3-12	-	10,55	14,200	12,35	6,03	1,5	4,52
321-62	850-1203	1,2	-	1,9	1,3	-	14,16	27,789	24,18	11,80	1,5	2,36
321-66	98	1,05	-	9,87	25-65	Полное поглощение	1,00	2,264	1,97	0,96	1,5	0,04
	783-795,6	1,15-1,24	-	6,72	4,3	-	9,67	18,385	16,00	7,80	1,5	1,87
321-66	943,9-951	1,15-1,24	-	7,5	102	-	11,56	21,968	19,11	9,33	1,5	2,23

Окончание табл. 3

№ скв.	Глубина, м	Удельная плотность входящего раствора, г/см ³	Удельная плотность выходящего раствора, г/см ³	Механическая скорость бурения, м/ч	Интенсивность поглощения бурового раствора, м ³ /ч	Примечание, поглощенный объем	Давление бурового раствора (гидростатическое), МПа (9,81H _p)	Давление горное (геостатическое), МПа (0,0231 МПа на 1 м)	Давление гидроразрыва пласта, МПа $P_{гдр} = 0,87P_z$	Давление пластовое (столба воды), МПа $P_{пл} = P_g = \rho_g g H$	Максимально допустимая репрессия на пласт, МПа	Репрессия на пласт при бурении, МПа
321-67	452,7-454,9	1,82	-	6,8	-	пл/л, 12,0 м ³ за рейс	8,12	10,508	9,14	4,46	1,5	3,66
	586,4-599,8	-	1,14	9,4	Частичное поглощение		6,69	13,855	12,05	5,88	1,5	0,81
321-69	155,7	1,05	1,05	2,26	Частичное поглощение	21,7 м ³ за рейс	1,60	3,597	3,13	1,53	1,5	0,07
	217,5	0,95	1,06	3,44	Частичное поглощение	20,0 м ³ за рейс	2,56	5,024	4,37	2,13	1,5	0,43
321-70	806,7-809,4	1,15	1,0	8,42	8,0		9,53	18,697	16,27	7,94	1,5	1,59
	1042,2-1053	1,2	1,0	8,42	8,0	5,5 м ³ за рейс	12,39	24,324	21,16	10,33	1,5	2,06
	211	1,05	-	3,7	-	3,0 м ³ за рейс	2,17	4,874	4,24	2,07	1,5	0,10
	329-441-464	1,03-1,12	-	2,1-3,7	0,5-10,2-13,0		5,09	10,718	9,33	4,55	1,5	0,54
321-71	506	1,12	-	1,8	34,0		5,55	11,689	10,17	4,96	1,5	0,59
	674-750	1,2	-	19,0	2,0	54,0 м ³ общий	8,83	17,325	15,07	7,36	1,5	1,47
	140-160	1,0	-	6,2	5-9,5	пл/л	1,57	3,696	3,22	1,57	1,5	0,00
	418,8-420	1,24	-	3,0	2,5	10,2 м ³ общий	5,10	9,702	8,44	4,12	1,5	0,98
321-72	756	1,24	-	4,6	0,5		9,19	17,464	15,19	7,42	1,5	1,77
	1412	1,24	0,75	1,2	26	13,0 м ³ общий	17,17	32,617	28,38	13,85	2,5-3,5	3,32
	102-124,8	1,05-1,06	1,05	1,7	0,6-6,0	12,0 м ³ общий	1,29	2,883	2,51	1,22	1,5	0,07
	442,9-453	1,22	1,13	1,2	3-12	28,6 м ³ общий	5,42	10,464	9,10	4,44	1,5	0,98
321-74	1684-1691	1,19	1,17	6,83	24	15,0 м ³ общий	19,74	39,062	33,98	16,59	2,5-3,5	3,15
	1710,2-1721-1733,5	1,19	1,17	2,4	0,5-1,3	20-10 м ³ за рейс	20,23	40,044	34,84	17,01	2,5-3,5	3,22
321-76	227,9-242,7-287,7	1,07	1,07	4,7-1,68	1,5		3,02	6,646	5,78	2,82	1,5	0,20
	292,5-329,5-400,5	1,07	1,06	2,4	0,7-7,5		4,20	9,252	8,05	3,93	1,5	0,27
321-76	489	1,12	-	2,4	Полное поглощение	20,0 м ³ общий	5,37	11,296	9,83	4,80	1,5	0,57
	522,9-523,1	1,02	1,05	2,3	13,0		5,23 (5,38)	12,084	10,51	5,13	1,5	0,10

Список литературы

1. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород / Н.Н. Павлова. – М.: Недра, 1975. – 240 с.
2. Ставрогин А.Н. Прочность горных пород и устойчивость выработок на больших глубинах / А.Н. Ставрогин, А.Г. Протосеня. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
3. Петров А.И. О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете промышленных запасов нефти и газа / А.И. Петров, В.С. Шеин // Геология нефти и газа. – 2009. – № 11. – С. 10–39.
4. Калашников Ю.А. Геолого-геомеханическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения / Ю.А. Калашников, С.В. Гладышев, Д.В. Шустов и др. // Геология и разработка месторождений. – 2012. – № 3. – С. 29–33.
5. Белоусов Г.А. Геолого-физическая характеристика проницаемых (поглощающих) пластов / Г.А. Белоусов и др. // Бурение глубоких разведочных скважин в осложненных условиях Нижнего Поволжья: сб. науч. тр. – М.: ИГиРГИ, 1976. – С. 44–49.
6. Потапов А.Г. К вопросу применения технологии обхода зон катастрофического поглощения на Тенгизском месторождении / А.Г. Потапов, Р.Е. Багиров, Г.А. Белоусов и др. // Геология, разведка и разработка месторождений углеводородов Прикаспийской впадины и обрамления: сб. науч. тр. – Волгоград: Волгоград НИПИ нефть, 1992. – С. 127–132.
7. Али А.Х.А. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах / Анвар Хусен Акбар Али, Тим Браун, Роджер Дельгано и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – С. 4–23.
8. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А.И. Тимурзиев. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2009. – 40 с.
9. Потапов А.Г. К вопросу о геомеханическом моделировании при бурении скважин / А.Г. Потапов, О.А. Бельский, О.А. Потапов // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 69–74.

УДК 553.048

Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая

Коэффициент газоотдачи как результат решения многоцелевой проблемы освоения газового месторождения

Ключевые слова:
коэффициент
газоотдачи,
системный анализ,
полнота
достижения цели.

Keywords:
gas-recovery factor,
system analysis,
completeness of goal
attainment.

В газовой отрасли, в отличие от нефтяной, на начальном этапе освоения месторождения подсчитываются только балансовые запасы газа, в то время как в отношении нефтяного месторождения – и балансовые, и извлекаемые запасы нефти. Это не означает, что оценка извлекаемых запасов газа менее важна, чем прогноз коэффициента нефтеотдачи. Эффективное проектирование и управление разработкой газового месторождения непосредственно зависят от конечных промышленных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи, и, тем не менее, на начальном этапе разработки приходится мириться с отсутствием их достоверной оценки. Это происходит по причине меньшей изученности и большей сложности прогнозирования коэффициента газоотдачи по сравнению с коэффициентом нефтеотдачи [1]. На коэффициенты извлечения газа и конденсата существенно влияют запасы низкопроницаемых пропластков, находящихся в объекте разработки, а также трудно прогнозируемое на начальном этапе внедрение пластовых вод в газонасыщенную часть пласта.

В статье далее показана невозможность разработки универсальной формальной процедуры достоверной оценки промышленных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи: для каждого конкретного месторождения происходит принятие сложного управляющего воздействия на процесс извлечения углеводородов. Системно подходу к процессу разработки газового месторождения, можно обоснованно ответить на вопросы, какими в тех или иных геологических, технологических и экономических условиях должны быть текущие и конечные коэффициенты газоотдачи.

Разрабатываемое газовое месторождение является, по сути, искусственной многоцелевой развивающейся сложной системой однократного жизненного цикла с неопределенностями [2]. Первый вид неопределенности заключается в неустранимой неполноте информации о пласте и происходящих в нем процессах, а также о параметрах внешней по отношению к системе среды. Так как разрабатываемое месторождение функционирует весьма длительное время, то невозможно на этот период достоверно спрогнозировать изменение внешней среды (например, предсказать степень активности пластовых вод, изменений цен на газ и проведение геологоразведочных работ, потребность в газе и многое другое). Этот вид неопределенности именуется в системном анализе «неопределенностью природы» [3].

Другой вид неопределенности носит название «неопределенности цели» и заключается в наличии нескольких целей, для достижения которых формируется сложная система. В рассматриваемом в статье случае газодобывающее предприятие (ГДП) организуется для разработки газового месторождения. Соответственно, можно назвать несколько целей создания ГДП, таких как:

- обеспечение запланированных объемов добычи газа по годам;
- достижение высокой надежности функционирования газодобывающего предприятия;
- минимизация при разработке месторождения расхода воспроизводимых ресурсов (капиталовложений и эксплуатационных затрат);
- минимизация потерь невозпроизводимых ресурсов (запасов газа, конденсата, пластовой энергии), другими словами, повышение текущих и конечных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи;
- минимизация вредных воздействий на окружающую среду;

- обеспечение прибыли непосредственным инвесторам ГДП;
- создание условий для высокой занятости трудоспособного населения;
- обеспечение высокой адаптируемости (частичной изменяемости и приспособляемости) проекта для достижения перечисленных и других целей в условиях неполноты информации о продуктивном пласте, трудно прогнозируемых процессе обводнения, будущих потребностях в газе и актуальных ценах на газ.

Без глубокого анализа вполне ясно, что многие из перечисленных целей противоречивы (антагонистичны) в том смысле, что увеличение степени достижения одной сразу же вызывает уменьшение степени достижения другой или других целей. В системном анализе доказывается, что компромисс между степенями достижения целей может быть установлен только экспертным путем, экспертными заключениями высококвалифицированных специалистов.

Начиная с Канта и до недавних пор научным подходом к принятию решения считалось описание соответствующих объекта и процесса математической моделью, при этом принято было использовать детерминированные модели. По признаку применения/неприменения математического инструментария науки разделялись на точные и неточные. Но с середины текущего столетия, когда начали проектироваться и создаваться сложные объекты (сложные системы), к которым относятся и крупные разрабатываемые газовые месторождения, указанный подход был пересмотрен.

Оказалось, что весь ценный, накопленный специалистами опыт можно результативнее использовать путем обязательного комбинирования формального знания в виде моделей с обработанными математическими приемами экспертными гипотезами и оценками высококвалифицированных специалистов. Для включения в алгоритм и программу принятия решения с применением ЭВМ экспертные, не детерминированные жестко знания формализуются в виде функций принадлежности, функций полезности и т.п. с использованием теории нечетких множеств, целей и ограничений. Чем сложнее решаемая проблема, тем большую долю при принятии решения в используемом знании составляют неформализуемые знания экспертов. При проектировании и управлении разработкой газовых месторождений, когда прихо-

дится решать многоцелевую проблему при недостатке информации, необходимо применять методы теории принятия решений. При этом приходится принимать сложные решения. Под сложным понимается решение, принимаемое в отношении многоцелевой проблемы в условиях неполноты информации (тогда говорят, что решается слабоструктуризованная проблема, т.е. проблема, в которой только часть отношений может быть формализована в виде математических моделей, а другая часть, нередко большая, не может быть описана формальными приемами и требует экспертных оценок высококвалифицированных специалистов).

При проектировании и управлении разработкой газового месторождения нельзя формализовать следующие процедуры:

- постановку целей;
- составление иерархии целей;
- выделение лидирующих и проблемных целей;
- формулирование целей замещения;
- уяснение сути проблемных ситуаций;
- установление показателя, характеризующего степень (полноту) достижения каждой цели или определения затрат на ее достижение;
- конструирование из показателей для отдельных целей общего критерия сложной цели (векторного критерия);
- разработку процедуры оценки предпочтительности одной альтернативы (варианта проекта разработки или варианта управляющих воздействий на процесс) по отношению к другой по набору показателей (векторному критерию с одноразмерными или разноразмерными показателями);
- выбор лучшей альтернативы;
- составление перечня всех видов ограничений: физических, технических, ресурсных;
- разработку основных концепций, которым должны удовлетворять возможные альтернативы проекта (наборы управляющих воздействий);
- конструирование набора возможных альтернатив проекта (управляющих воздействий), удовлетворяющих всем видам ограничений и реализующих (с различной полнотой) поставленные цели.

Из изложенного следует, что невозможно разработать универсальную формальную процедуру, которая бы позволяла устанавливать разумный компромисс между степенями полноты достижения отдельных целей или

затратами на их достижение. Следовательно, нельзя сконструировать универсальный метод выбора эффективной (об «оптимальной» вообще говорить бессмысленно!) альтернативы при решении многопоказательной проблемы. Такие проблемы нередко неточно называют многокритериальными: критерий должен быть один. Любой из многочисленных предложенных учеными способов такого выбора применим в ограниченных пределах – для узкого круга проблем, определяемого субъективными суждениями. Более подробно сформулированные выше принципиальные концепции раскрываются в работах [3, 4].

Ошибка специалистов, продолжающих настаивать на применении исключительно детерминированных количественных методов при принятии решений в области проектирования и управления разработкой газовых месторождений, заключается в том, что детерминированное математическое моделирование (бесспорно, один из самых сильных методов познания) используется в условиях, в которых оно, строго говоря, может служить только средством, частично помогающим решению проблемы.

Необходимо решительно бороться с вредным представлением о возможности «научно» обосновать выбор альтернатив при решении слабоструктурированной проблемы. Это обстоятельство особо подчеркнуто в работе [3]. Сторонники «научного» обоснования понимают под этим термином «однозначный и объективный выбор без привлечения субъективных оценок» и даже делают попытки осуществить такой выбор на практике путем создания различных «общих оптимизационных функционалов», забывая, что при разработке подобных функционалов на основании субъективных рассуждений делается много гру-

бых допущений и упрощений. Рассчитывая затем «оптимальные» варианты, создатели «научных» приемов облегчают положение для тех лиц, от которых зависит принятие окончательных решений, так как в этом случае последние могут снять с себя ответственность и не использовать для принятия решения существующие эвристические приемы, ссылаясь при этом на результаты объективной науки.

Подобные действия носят псевдонаучный характер, создают ложную объективность в решении слабоструктурированных проблем и нередко совершенно справедливо критикуются работниками производственных предприятий. Практика убедительно показывает, что управление в сложных условиях с неполной информацией только на основе математических моделей без привлечения субъективных суждений оказывается, как правило, неэффективным. Поскольку повышение коэффициента газоотдачи служит одной из целей разработки газового месторождения, то конечная величина этого коэффициента для каждого конкретного случая может быть оценена только путем экспертного согласования данной величины со степенями достижения других целей при проектировании и управлении процессом разработки. В отрыве от такого согласования постановка вопроса о текущих и конечном коэффициентах газоотдачи неправомерна. И тем более неправомерны попытки разработать некоторую формальную процедуру, которая бы позволила конструировать варианты разработки месторождения с «максимальным коэффициентом газоотдачи». При разработке крупного газового месторождения прогнозирование текущих и конечных коэффициентов газоотдачи всегда будет результатом экспертного согласования степеней достижения многих целей [4].

Список литературы

1. Васильев Ю.Н. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 116–120.
2. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений / Ю.Н. Васильев. – М.: Недра, 1987. – 141 с.
3. Ларичев О.И. Наука и искусство принятия решений / О.И. Ларичев. – М.: Наука, 1979.
4. Васильев Ю.Н. Применение системного подхода и методов системного анализа при проектировании и разработке газовых месторождений / Ю.Н. Васильев, Н.И. Дубина. – М.: Недра, 2011. – 208 с.

УДК 622.279.5

В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова, К.К. Смирнов

Цикличность изменения плотности смеси флюидов, поступающих из пласта в скважину (на примере Астраханского и Карачаганакского месторождений)

Плотность смеси флюидов, поступающих из пласта в работающую скважину, является одним из важных параметров при расчете режимов работы скважины и определении ее продуктивной характеристики: с использованием значений плотности смеси рассчитываются забойные давления для режимов работы скважины, а также депрессии на пласт и значения фильтрационных коэффициентов. Точность определения указанных параметров существенно зависит от точности принимаемых для расчетов средних значений плотности смеси по стволу скважины, особенно применительно к глубинным залежам с резко неоднородным низкопроницаемым коллектором, сложным составом газа и повышенным содержанием воды в продукции. К последним относятся залежи Астраханского газоконденсатного (АГКМ) и Карачаганакского нефтегазоконденсатного (КНГКМ) месторождений, на примере которых и рассмотрена далее задача определения динамики плотности смеси флюидов, поступающих из пласта.

Указанные залежи находятся на глубине 4–5 км, карбонатный коллектор низкопроницаем и резко неоднороден по площади и разрезу, фильтрация флюидов характеризуется наличием пороговых градиентов давления. Составы пластового газа многокомпонентны: на Астраханском месторождении газ характеризуется высоким содержанием кислых компонентов и воды, на Карачаганакском – высоким содержанием тяжелых углеводородов. На АГКМ пластовая вода находится в 20–50 м от забоев скважин, а на КНГКМ забой скважин, эксплуатирующих 1-й и 2-й газоконденсатные объекты, отделены от пластовой воды 3-м объектом, содержащим нефть.

Плотность смеси флюидов, поступающих в работающую скважину из пласта, можно определить двумя способами: 1) по рекомбинируемому составу смеси (берутся пробы из сепаратора), которая принимается за пластовый газ; 2) расчетным путем по измеренным давлениям на устье и забое скважины после ее остановки при простое. По скважинам АГКМ количество определений значений плотности названными способами примерно одинаково. Сравнивая качество определений значений плотности двумя способами (на примере АГКМ), можно отметить следующее. При определении плотности по составу газа не учитывается его влагосодержание и точность определений ниже, чем во втором случае (точность измерения давлений в настоящее время очень высока). Кроме того, использование для расчета забойных давлений значений плотности, определенных по составу газа, может привести к существенным погрешностям в связи с несоответствием других принимаемых исходных данных фактическим – средних значений температуры и давления по стволу скважины, среднего коэффициента сжимаемости газа. Во втором случае плотность смеси может не соответствовать фактической при указанных принимаемых исходных данных, но при решении обратной задачи эта погрешность компенсируется. Сравнение значений плотности смеси, рассчитанных поименованными способами по 8 скважинам Астраханского месторождения, показало, что в среднем плотность, найденная по составу газа, выше, чем во втором варианте расчета, на 3,17 % (от 1 до 5,5 %).

Рассматривая значения плотности смеси, полученные по скважинам АГКМ, видим, что их распределение по площади залежи дифференцировано. При этом выделяются макрозоны с повышенными или пониженными значениями плотности смеси с общей тенденцией снижения значений плотности на юго-восток. Так, среднее значение относительной плотности на северо-западе разрабатываемой части залежи

Ключевые слова:

плотность смеси флюидов, виброгеодинамическая цикличность, сжатие и разуплотнение геосреды, пороговые градиенты давления, период и амплитуда колебаний.

Keywords:

density of fluids' mixture, vibro-geodynamical cyclicity, compression and deconsolidation of geoenvironment, threshold pressure gradients, period and amplitude of oscillations.

(УКПГ-1) составляет 1,05 (максимально 1,07), а в юго-восточной части (УКПГ-6 и УКПГ-9) 1,02 (минимально 0,98). Естественно предположить, что эти изменения связаны с неоднородностью компонентного состава пластового газа (видимо, в основном кислых компонентов), которая обусловлена изменчивостью фильтрационных свойств коллекторов и структурой их порового пространства при непосредственном влиянии на формирование компонентного состава газа пороговых градиентов давления.

Средний тренд динамики варьирования плотности смеси по конкретным скважинам за длительный период времени показывает, что значения плотности могут демонстрировать некоторую тенденцию снижения или возрастания. Это, вероятно, связано с площадными перетоками газа. Если анализировать изменение плотности смеси за более короткие промежутки времени, можно увидеть, что они происходят циклически.

Цикличность изменения значений плотности смеси во времени по конкретной скважине может быть обусловлена несколькими факторами. В работе [1] обосновано и показано на данных стендовых испытаний, что при фильтрации многокомпонентной смеси через пористую среду при наличии пороговых градиентов давления ее плотность на выходе из модели циклически колеблется в определенном диапазоне. Это связано с тем, что переток компонентов смеси из поры в пору происходит поочередно. Каждый компонент смеси характеризуется присущим ему значением порогового градиента давления, зависящим от материала породы коллектора, структуры порового объема и размера пор. Возможно, наблюдаемая цикличность изменения продуктивной характеристики скважин обусловлена поочередным движением компонентов смеси и различием их пороговых градиентов. Анализ данных эксплуатации скважин АГКМ показывает, что при одной и той же депрессии в разные моменты времени фактические дебиты существенно различаются и это происходит по всему фонду скважин. При этом анализировались периоды, в течение которых геолого-технические мероприятия не проводились. Обоснование наличия пороговых градиентов давления при фильтрации многокомпонентной смеси в низкопроницаемом карбонатном коллекторе дано в работах [1, 2].

В связи с циклическим сжатием и разжатием земной коры (и, соответственно, коллекто-

ров залежи) в результате внешних воздействий [3] происходит циклическое изменение порового объема, проницаемости и пороговых градиентов давления. Как следствие, возникает циклическое колебание относительно среднего тренда пластовых давлений [4, 5], водогазового фактора [6], пластовой температуры [7]. В перечисленных работах на основании анализа фактических данных четко установлены 2 типа цикличности с периодами ≈ 4 года (главная деформационная волна) и ≈ 18 лет (лунные циклы совершают полный оборот за 18,61 года [3]). Известны и другие типы цикличности внешних воздействий с периодами менее и более 4 лет [3].

В соответствии с изложенным с большой уверенностью можно предположить, что колебательное изменение плотности смеси, поступающей из пласта в скважину при ее эксплуатации, обусловлено также (кроме составляющей, определяемой внутренними процессами при фильтрации смеси в пористой среде) внешними закономерными циклическими воздействиями на коллектор залежи. В этом случае и колебательное изменение плотности смеси может иметь закономерный циклический характер.

Исследование характера цикличности изменения значений плотности в процессе работы скважины проводилось по фактическим данным для скважин АГКМ и КНГКМ. На АГКМ динамика плотности смеси изучалась по 14 скважинам, по которым было выполнено наибольшее число определений (от 15 до 11) значения плотности смеси по результатам измерений давлений в стволах скважин. Строились зависимости изменения безразмерных значений относительной плотности смеси во времени (здесь относительная плотность – плотность смеси, деленная на плотность воздуха; безразмерная плотность – относительная плотность конкретного определения, деленная на среднюю плотность по всему числу определений). Согласно построенным зависимостям по каждой из 14 скважин определялись даты (отсчет времени производился от 1900 г.) с экстремальными значениями плотности – минимальными или максимальными (там, где эти даты определялись достаточно надежно). Для примера на рис. 1 представлены упомянутые зависимости по скважинам 52, 76, 77 и 85Д. При этом к фактическим датам (точкам временной оси) определений плотности по скважинам 52, 76 и 85Д введены поправки. Для этого определялось

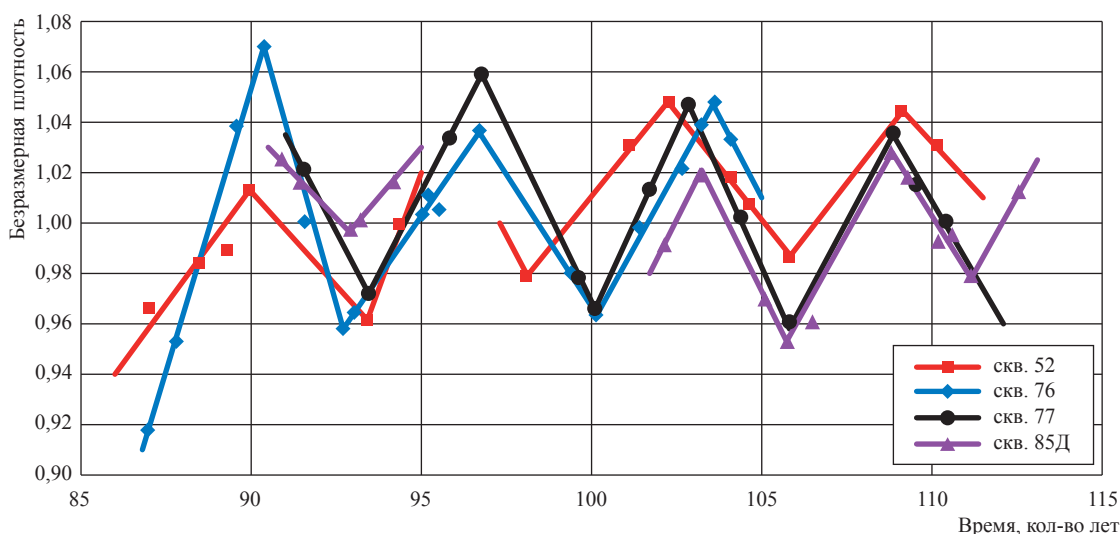


Рис. 1. Динамика плотности смеси по скважинам 52, 76, 77 и 85Д

среднее отклонение временных координат экстремальных точек по каждой скважине от соответствующих координат по скважине 77, и это значение использовалось как поправка ко всем датам для данной скважины. Средние поправки составили, количество лет: скв. 52 – (–0,56); скв. 76 – (–0,63); скв. 85Д – (+0,93). Графики зависимостей, приведенные на рис. 1, показывают очевидное соответствие циклическостей изменения плотности по скважинам.

В табл. 1 по скважинам, там, где это было возможно, определены средние периоды циклическости изменения плотности смеси как отношение разницы во времени между последней и первой из зафиксированных дат к числу циклов, прошедших за этот период. При этом среднеарифметическое значение периода циклическости по рассматриваемым скважинам составило 6,36 года, а средневзвешенное значение по числу циклов – 6,10 года (считаем, что второе значение является более точным). Также были рассчитаны средние даты (как среднеарифметические) экстремальных точек по рассматриваемым скважинам, там, где они были зафиксированы, и определены средние продолжительности периодов циклов. Рассматривая эти результаты, видим, что минимальные периоды соответствуют середине 1992 г. (2,31 года) и началу 2010 г. (2,52 года), а максимальный (рис. 2) – примерно середине 2000 г. (8,0 лет).

Заслуживает внимания зависимость средней продолжительности периода циклическости от средней даты. Для АГКМ и КНГКМ

(см. рис. 2) такие зависимости почти симметричны, обе имеют по два минимума и по одному максимуму. Первый минимальный период 2,35 года соответствует концу 1991 г., второй – сентябрю 2010 г. (длительность периода принята также за 2,35 года). Разница во времени между этими точками составляет 18,7 лет, что соответствует периоду 18,61 лет, за который лунные узлы совершают полный оборот. Средний период циклическости, рассчитанный по данной зависимости, составил 5,98 лет (что только на 2 % меньше длительности, рассчитанной другим способом, см. ранее).

Отметим, что при оценочном расчете циклическости продуктивной характеристики скважин (динамика дебитов при постоянной депрессии на пласт) по скважинам АГКМ получены периоды от 2 до 13 лет, в среднем 6,5 лет, что вполне согласуется с ранее приведенными результатами.

Периоды циклическости изменений пластового давления и температуры [4–7], плотности смеси и дебитов скважин подтверждаются данными работы [3]. Так, минимальные периоды циклическости 2,4 года (по плотности), ≈ 2 года (по дебиту) и 2,2 года (по пластовому давлению) соответствуют циклу 2,166 лет, который «сопряжен с парным соединением планет по одну сторону от Солнца: Юпитер–Земля, Марс–Земля, Марс–Юпитер» [3]. Средний период циклическости по пластовым давлениям и температуре 4,26 года соответствует периоду 4,333 года: Юпитер–Земля, Юпитер–Венера, Юпитер–Марс. Средние

Таблица 1

**Динамика изменения плотности смеси по скважинам АГКМ:
временные координаты экстремальных точек (точка отсчета – 1900 г.), количество лет**

№ скв. (кол-во определений)	параметр временного цикла	Экстремум									Средняя продолжи- тельность периода по скважине
		№ экстремальной точки (вид экстремума)									
		1 (min)	2 (max)	3 (min)	4 (max)	5 (min)	6 (max)	7 (min)	8 (max)	9 (min)	
103 (13)	Отрезок време- ни от начала 1900 г. (далее – координата)	–	–	90,3	94,6	–	–	–	–	–	8,60
	Период	–	–	–	8,6	–	–	–	–	–	
8-Э (11)	Координата	–	–	90,5	94,0	–	–	–	–	–	6,90
	Период	–	–	–	6,9	–	–	–	–	–	
101 (10)	Координата	–	–	90,6	94,6	98,7	–	–	–	108,6	6,00
	Период	–	–	–	8,0	8,2	–	–	–	–	
97 (11)	Координата	–	–	91,0	93,8	96,5	–	–	–	–	5,50
	Период	–	–	–	5,5	5,5	–	–	–	–	
85Д (13)	Координата	–	–	92,0	–	–	102,3	104,8	107,9	109,8	5,95
	Период	–	–	–	–	–	–	5,0	6,2	3,8	
75 (11)	Координата	–	–	92,7	–	–	–	–	–	–	–
	Период	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
77 (11)	Координата	–	–	93,5	96,8	100,1	102,9	105,8	108,9	111,5	6,02
	Период	–	–	–	5,6	7,6	6,6	7,4	4,5	3,3	
76 (14)	Координата	–	91,0	93,5	97,3	100,7	104,2	–	–	–	6,60
	Период	–	–	5,0	7,7	6,7	7,1	–	–	–	
58 (12)	Координата	–	91,4	97,8	–	–	–	107,6	110,3	–	6,32
	Период	–	–	4,8	–	–	–	–	5,5	–	
79 (13)	Координата	–	88,7	–	–	–	–	106,8	108,4	110,0	6,11
	Период	–	–	–	–	–	–	–	3,1	3,5	
65 (13)	Координата	–	–	–	–	–	–	–	108,0	–	–
	Период	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
52 (12)	Координата	–	90,7	–	–	–	102,8	106,4	109,7	–	6,33
	Период	–	–	–	–	–	–	7,0	5,0	–	
67 (15)	Координата	–	91,4	–	–	–	–	–	–	–	–
	Период	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
53 (11)	Координата	89,6	92,8	–	–	–	–	104,3	108,1	–	5,29
	Период	–	6,4	–	–	–	–	–	7,6	–	
Средняя временная координата экстремальной точки (кол-во определений)		89,6 (1)	90,9 (6)	92,1 (8)	95,3 (5)	99,1 (3)	103,0 (4)	105,9 (6)	108,7 (7)	109,8 (4)	–
Средняя продолжительность цикла		–	2,77	2,31	6,29	7,62	7,90	5,81	5,59	2,52	6,36* 6,10**

Примечания: * среднеарифметическое;

** средневзвешенное по числу циклов.

периоды цикличности по плотности смеси 6 лет и дебиту 6,5 лет соответствуют периоду 6,5 лет: Юпитер–Земля, Венера–Марс, Венера–Юпитер, Земля–Марс, Марс–Юпитер. Максимальные периоды цикличности 8,25 лет по плотности смеси и 13 лет по дебиту скважин соответствуют циклам солнечной активности 7,8 лет и 12,3 года.

В табл. 2 по рассматриваемым 14 скважинам приведены средние значения плотности смеси и амплитуды их колебаний.

Средняя относительная плотность смеси по рассматриваемым скважинам составила 1,0266, максимальная – по скв. 85Д (равна 1,0628, больше средней на 3,5 %), минимальная – по скв. 103 (равна 0,9838, меньше средней

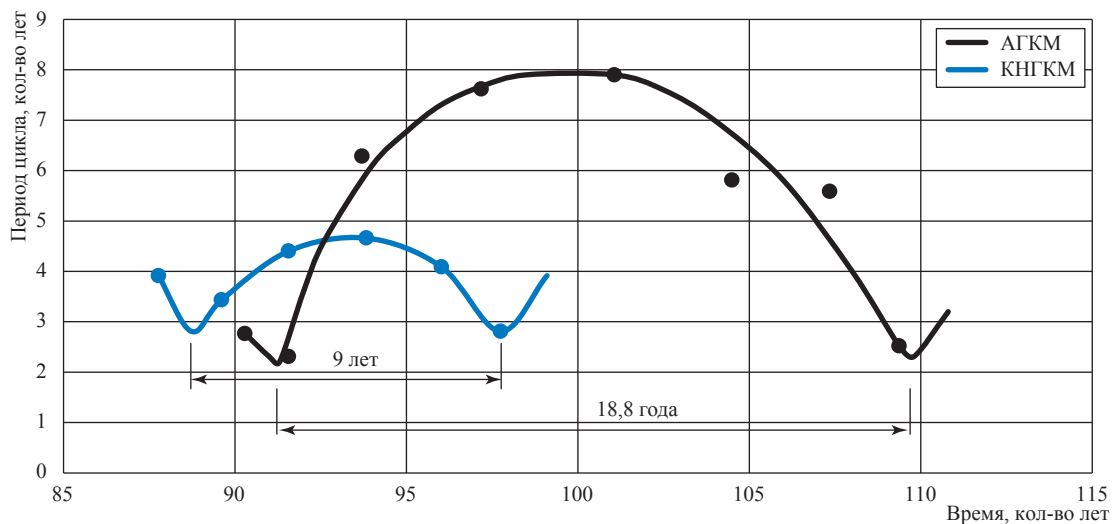


Рис. 2. Зависимость средней продолжительности периода цикла от средней даты (координаты на временной оси)

Таблица 2

Средние относительные плотности смеси по скважинам АГКМ и амплитуды их колебаний

№ скв.	Средняя относительная плотность (по воздуху)	Амплитуда колебаний по плотности	
		абс. ед.	%
8	1,0158	±0,0506	±4,98
52	1,0483	±0,0505	±4,82
53	1,0053	±0,0672	±6,68
58	1,0120	±0,0538	±5,32
65Д	1,0409	±0,0674	±6,47
67	1,0246	±0,0666	±6,50
75	1,0549	±0,0609	±5,77
76	1,0405	±0,0625	±6,01
77	1,0283	±0,0641	±6,23
79	1,0230	±0,0453	±4,43
85Д	1,0628	±0,0469	±4,41
97	1,0323	±0,0410	±3,97
101	1,003	±0,0390	±3,90
103	0,9838	±0,0618	±6,28
По 14 скважинам в сумме	1,0266	±0,0555	±5,41

на 4,2 %). Средняя амплитуда колебаний плотности составила ±5,4 % от средней плотности, максимальная – по скв. 53 (±6,68 %), минимальная – по скв. 101 (±3,9 %). В целом по всему фонду скважин АГКМ средняя текущая относительная плотность смеси составила 1,032, максимальная 1,074 (больше средней на 4,1 %), минимальная 0,981 (меньше средней на 4,9 %).

Таким образом, если при обработке первичных данных исследования скважин на продуктивность на стационарных режимах фильтрации использовать значение плотности сме-

си, рассчитанное в среднем для залежи (как это обычно делается), то по отдельным скважинам ошибка в расчете депрессий составит: для высокодебитных скважин – более 20 %, для среднедебитных – 6–7 % и для низкодебитных – 3–4 %. Если при этом использовать значения плотности смеси, рассчитанные по составу газа, то при принимаемых для условий АГКМ средних по стволу скважины температуре и коэффициенте сжимаемости газа депрессии окажутся занижены соответственно на 15, 5 и 3 %.

Если при обработке результатов исследования скважины использовать значения плотности смеси с учетом их циклических колебаний (вместо средних, как это делается в настоящее время), то разброс значений депрессий при одном и том же дебите на графике зависимости депрессии от дебита сокращается в 2 раза. При этом средние фильтрационные коэффициенты, определенные по указанным зависимостям, практически совпадают.

На Карачаганакском месторождении динамика плотности смеси изучалась по 30 скважинам с числом определений плотности от 27 до 10, в том числе по 1-му, 1-му + 2-му, 2-му, 2-му + 3-му и 3-му объектам соответственно по 10, 5, 7, 6 и 2 скважинам. Обработка исходного фактического материала и анализ результатов проведены по схеме, используемой для АГКМ.

Результаты определений даны с экстремальными значениями плотности по скважинам КНГКМ в обобщенном виде представлены в табл. 3.

Для примера на рис. 3 показана динамика значений плотности смеси по скважинам 102, 146 (1-й объект), 126 (1-й + 2-й объекты), 152 (2-й объект), 324 (2-й + 3-й объекты). Графики на рис. 3 демонстрируют такое же, как по скважинам АГКМ, соответствие циклических изменений плотности по скважинам, но с некоторым различием по датам экстремальных точек. Из этой закономерности выпадает только скв. 102, которая после 1994 г. «работает по плотности» в противофазе к остальным четы-

рем скважинам, но после 1997 г. эта разница сокращается.

Средневзвешенный по числу циклов период цикличности по 30 рассматриваемым скважинам составил 4,27 года (классический период), в том числе по объектам 1, 1+2, 2, 2+1 соответственно 4,242, 4,486, 4,125 и 4,402 года. Максимальное отклонение продолжительности периода от средней его величины (по объектам) составило $\pm 3,2\%$. Продолжительность периода цикла увеличивается с 3,4 лет в 1990 г. до 4,7 лет в 1994 г., а затем уменьшается до 2,8 лет в 1998 г. Эти результаты полностью соответствуют внешним циклическим воздействиям на земную кору (см. ранее), а также периодам циклов колебания пластовых давлений и температур, определенных по фактическим данным по скважинам АГКМ.

Графики зависимостей средней продолжительности периода цикла от средней временной координаты для АГКМ и КНГКМ (см. рис. 2) по характеру совпадают. Также близки минимальные периоды циклов – 2,35 года и 2,65 года. Расхождения наблюдаются в средней и максимальной длительностях периода цикла и продолжительности временного отрезка между двумя минимальными периодами цикла. Эти расхождения составляют (первая цифра дана для АГКМ) соответственно: 6,10 лет и 4,29 года, 8 лет и 4,5 года, 18,8 и 9,1 лет. Два последних сочетания соответствуют друг другу. Здесь цикл 18,8 лет на АГКМ в 2 раза длиннее, чем на КНГКМ (9,1 лет), и максимальный

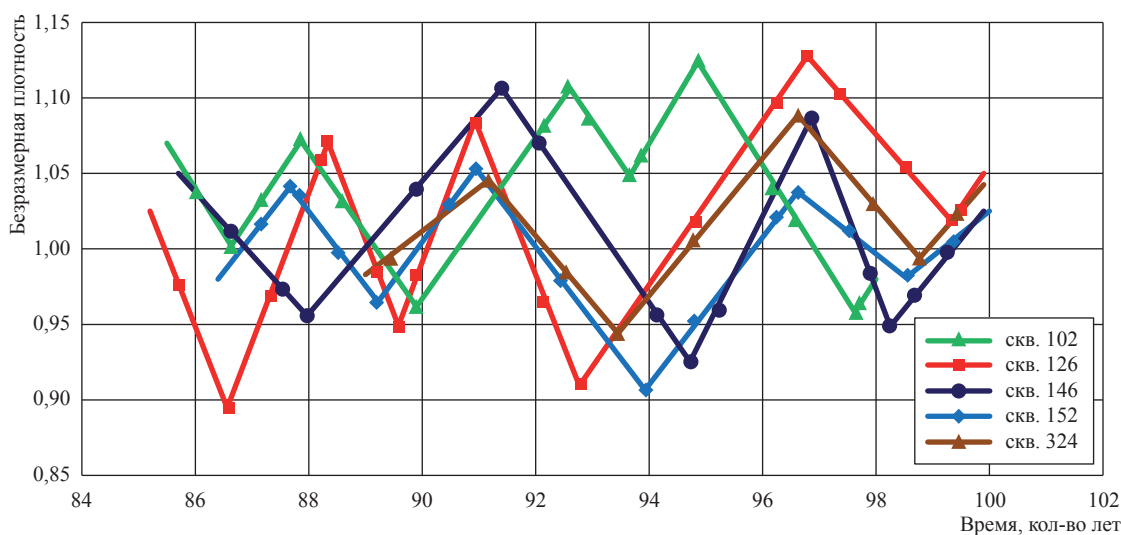


Рис. 3. Динамика плотности смеси по скважинам 102, 146 (1-й объект), 126 (1-й + 2-й объекты), 152 (2-й объект), 324 (2-й + 3-й объекты) КНГКМ

Таблица 3

**Обобщенные результаты определения временных координат экстремальных точек
динамики плотности смеси по скважинам КНГКМ, количество лет**

№ экстремальной точки (вид экстремума)	Координата экстремальной точки	Средняя координата экстремальной точки (количество измерений)	Средняя продолжительность периода
1-й объект – 10 скважин (от 10 до 23 измерений)			
1 (max)	85,63	85,63 (1)	–
2 (min)	85,62–88,33	86,68 (6)	–
3 (max)	87,32–91,95	88,87 (5)	4,176
4 (min)	88,3–92,37	90,25 (6)	2,771
5 (max)	91,72–93,98	92,74 (7)	4,967
6 (min)	93,23–96,86	95,46 (8)	5,445
7 (max)	94,43–98,67	97,01 (7)	3,111
8 (min)	97,20–98,98	98,25 (3)	2,479
Диапазон длительности периодов 3,94–5,14 Число циклов 0,5–3,0		Средняя продолжительность периода: 4,314* и 4,242**	
1-й + 2-й объекты – 5 скважин (от 17 до 21 измерений)			
1 (max)	–	–	–
2 (min)	86,45	86,45 (1)	–
3 (max)	88,23–89,16	88,69 (2)	–
4 (min)	89,47–91,25	90,36 (3)	3,337
5 (max)	90,82–93,26	92,34 (3)	3,961
6 (min)	92,66–95,63	94,50 (5)	4,318
7 (max)	96,68–97,72	97,29 (4)	5,586
8 (min)	98,83–99,22	99,02 (3)	3,457
Диапазон длительности периодов 4,09–6,32 Число циклов 0,5–2,5		Средняя продолжительность периода: 4,688* и 4,406**	
2-й объект – 7 скважин (от 15 до 24 измерений)			
1 (max)	–	–	–
2 (min)	87,8	87,80 (1)	–
3 (max)	87,67–89,35	88,51 (2)	–
4 (min)	89,22–91,86	90,54 (2)	4,060
5 (max)	91,95–93,53	91,93 (3)	2,774
6 (min)	93,55–96,02	94,53 (7)	5,208
7 (max)	95,48–98,43	96,93 (7)	4,796
8 (min)	97,10–99,60	98,51 (5)	3,166
Диапазон длительности периодов 3,50–6,90 Число циклов 0,5–3,0		Средняя продолжительность периода: 4,535* и 4,125**	
2-й + 3-й объекты – 8 скважин (от 14 до 27 измерений)			
1 (max)	–	–	–
2 (min)	–	–	–
3 (max)	–	–	–
4 (min)	89,93–92,50	90,94 (3)	–
5 (max)	90,57–95,10	93,05 (7)	4,214
6 (min)	92,85–96,63	95,40 (5)	4,708
7 (max)	96,03–98,02	97,03 (6)	3,258
8 (min)	98,17	98,17 (1)	2,274
Диапазон длительности периодов 3,57–6,28 Число циклов 0,5–1,5		Средняя продолжительность периода: 4,629* и 4,402**	
По всем объектам – 30 скважин			
1 (max)	85,63	85,63 (1)	–
2 (min)	85,62–88,33	86,79 (8)	–
3 (max)	87,32–91,95	88,75 (9)	3,914
4 (min)	88,30–92,50	90,47 (14)	3,432
5 (max)	90,57–93,98	92,67 (20)	4,402
6 (min)	92,66–96,86	95,00 (25)	4,662
7 (max)	94,43–98,67	97,04 (24)	4,088
8 (min)	97,10–99,60	98,45 (12)	2,810
Диапазон длительности периодов 3,50–6,90 Число циклов 0,5–3,0		Средняя продолжительность периода: 4,512* и 4,269**	

Примечание: отсчет времени начинается с 1900 г.;

* среднеарифметическое;

** средневзвешенное по числу циклов.

Таблица 4

**Средние относительные плотности смеси по 30 скважинам КНГКМ
и амплитуды их колебаний**

Объект (число скважин)	Плотность смеси			
	тип показателя	средняя относительная плотность (по воздуху)	амплитуда колебаний плотности	
			абс. ед.	%
1-й (10 скв.)	Диапазон значений	0,8893–1,0166	±0,0526...±0,0967	±5,36...±9,87
	Среднее значение	0,9833	±0,0756	±7,68
1-й + 2-й (5 скв.)	Диапазон значений	1,0075–1,0922	±0,0315...±0,09668	±2,87...±9,55
	Среднее значение	1,0351	±0,0729	±7,11
2-й (7 скв.)	Диапазон значений	1,0999–1,1485	±0,0255...±0,0737	±2,35...±6,91
	Среднее значение	1,1089	±0,0588	±5,31
2-й + 3-й (8 скв.)	Диапазон значений	1,1064–1,1472	±0,0470...±0,1084	±4,19...±9,70
	Среднее значение	1,1287	±0,0655	±5,82
По 30 скв.	Диапазон значений	0,8893–1,1485	±0,0255...±0,1084	±2,35...±9,87
	Среднее значение	1,0600	±0,0685	±6,54

период цикла тоже больше – почти в 2 раза (в 1,8 раза). В связи с этим и средний период цикла на АГКМ (6,10 лет) больше, чем на КНГКМ (4,29 года), в 1,4 раза.

В табл. 4 по рассматриваемым 30 скважинам КНГКМ приведены средние значения плотности смеси и амплитуды их колебаний. Средняя амплитуда колебаний плотности составила по абсолютной величине ±0,0685 абс. ед., в относительных показателях ±6,54 %, в том числе по объектам 1-му, (1-му + 2-му), 2-му, (2-му + 3-му) соответственно 7,68; 7,11; 5,31 и 5,82 %: отклонение от средней амплитуды составляет ±18 %, или от относительной средней плотности ±0,8 %. Считаем, что амплитуда колебаний плотности не зависит от объекта эксплуатации, то есть от глубины рабочего интервала скважины. Наблюдаемые колебания средних амплитуд связаны с погрешностью расчетов, в том числе с ограниченным и разным количеством рассматриваемых скважин. Средняя амплитуда колебаний плотности по скважинам КНГКМ выше, чем на АГКМ, по абсолютной величине на 23,4 %, по относительной – на 20,9 %.

Если при обработке первичных данных исследования скважин КНГКМ на продуктивность не учитывать цикличность плотности смеси, то

при расчете депрессией на пласт ошибка составит: для высокопродуктивных скважин по 1-му объекту – 50 %, по совокупности 2-го и 3-го объектов – 62 %; для низкодебитных скважин по 1-му объекту – 6 %, по совокупности 2-го и 3-го объектов – 8 %.

При притоке многокомпонентной смеси из низкопроницаемого резконеоднородного карбонатного коллектора в скважину плотность поступившей смеси циклически колеблется около своего среднего тренда с определенной амплитудой.

Периоды колебаний плотности смеси полностью соответствуют известным периодам циклов внешних воздействий на земную кору. Средний цикл колебаний плотности смеси по 30 скважинам КНГКМ составил 4,29 года (соответствует периоду главной деформационной волны – 4,333 года). При этом взаимно подтверждаются определенные ранее периоды колебаний пластового давления и температуры по АГКМ – в среднем 4,26 года. По Астраханскому месторождению согласуются периоды колебаний значений плотности и дебиты (6,1–6,5 лет).

Амплитуды отклонений значений плотности от ее средней величины составляют в среднем $\pm 5,4\%$ для АГКМ и $\pm 6,5\%$ для КНГКМ, максимально достигая соответственно $\pm 6,7\%$ и $\pm 9,9\%$. При обработке результатов исследования скважин на стационарных режимах фильтрации без учета цикличности измене-

ния плотности ошибки в расчете депрессии на пласт могут быть существенными, достигая по отдельным скважинам более 60%. При расчете депрессий с учетом цикличности изменения плотности смеси дисперсия точек на графике зависимости депрессии от дебита сокращается в 2 раза.

Список литературы

1. Горбунов В.Е. О свойствах смесей флюидов: обз. информ. / В.Е. Горбунов. – М.: ВНИИЭгазпром, 1990. – 70 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
2. Петров Г.В. Фильтрация газожидкостных систем при разработке низкопроницаемых пластов с предельным градиентом давления: дис. ... канд. тех. наук / Г.В. Петров. – М.: ВНИИГАЗ, Коми филиал, 1985. – 141 с.
3. Стальнов В.Ю. Космопланетарные циклы в метеорологии / В.Ю. Стальнов // Геоинформатика. – 1997. – № 1. – С. 58–60.
4. Чельцов В.Н. Модель обводнения залежи и продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова // Геология нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 37–64.
5. Чельцов В.Н. Виброгеодинамическая причина цикличности динамики пластовых давлений в простаивающих скважинах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова; под ред. В.А. Скоробогатова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – № 3 (8). – С. 145–150.
6. Чельцов В.Н. Особенности динамики обводнения продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах / В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 38–43.
7. Чельцов В.Н. Виброгеодинамическая цикличность пластовых температур в простаивающих скважинах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 231–237.

УДК 550.8.05

В.И. Лапшин, И.И. Минаков, Д.П. Уваров

Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установившемся режиме фильтрации)

Ключевые слова: газодинамические исследования скважин, установившийся режим фильтрации, уравнение притока газа, коэффициенты фильтрационного сопротивления, абсолютно свободный дебит, индикаторная линия.

Keywords: gas-dynamic studies of wells, stable filtration mode, gas flow equation, filtration resistance factors, absolutely free debit, indicating line.

С учетом существующих технологий проведения газогидродинамических исследований выделяют 2 группы исследований скважин: исследования при установившемся (стационарном) режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов) и при неустановившемся (нестационарном) режиме фильтрации газа. Под установившимся режимом фильтрации газа понимают такие условия движения флюида в пласте, при которых изменений давления и дебита в течение определенного промежутка времени не фиксируется [1–8]. Технология исследования скважины при установившемся режиме фильтрации предусматривает, что перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим.

Как правило, исследование проводится в порядке от меньших дебитов к большим (прямой ход). Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии фиксируется тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяются во времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется, и полученные кривые изменения дебита и давления используются для определения параметров пласта. Скважину закрывают после проведения соответствующих замеров давления на забое, устье (в лифтовых трубах), в затрубном и межтрубном пространствах, а также замеров температуры в необходимых точках и дебитов газа и жидкости. Давление в скважине начинает восстанавливаться. Процесс восстановления устьевого давления фиксируется непрерывно до установления статического давления (P_{cm}), приблизительно равного пластовому давлению (P_{nl}).

Исследование скважин проводится не менее чем в 5–6 режимах прямого и 2–3 режимах обратного хода. Полный цикл изменения давления во времени в одном режиме показан на рис. 1. Во всех режимах необходимо соблюсти условия, выполненные в первом режиме, и провести аналогичные замеры давления, температуры, дебита газа и жидкости.

Уравнение притока газа к забою газовой скважины записывается в виде двучленной формулы, характеризующей зависимость потерь пластовой энергии от дебита [8]:

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

где $\Delta P = P_{nl} - P_3$, МПа (P_3 – забойное давление); AQ соответствует потерям давления, вызванным силами вязкости; BQ^2 соответствует потерям, вызванным инерционными силами; Q – дебит скважины, тыс. м³/сут; коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B зависят от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины (от фильтрационно-емкостных свойств пласта, несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, свойств газа): A – линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс. м³/сут), B – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/((тыс. м³/сут)²).

Аналитически коэффициенты A и B описываются следующими формулами:

$$A = \frac{3,68\mu z P_{cm} T_{nl}}{khT_{cm}} \left[\ln \left(\frac{R_K}{R_C} \right) + C_1 + C_2 \right]; \quad (2)$$

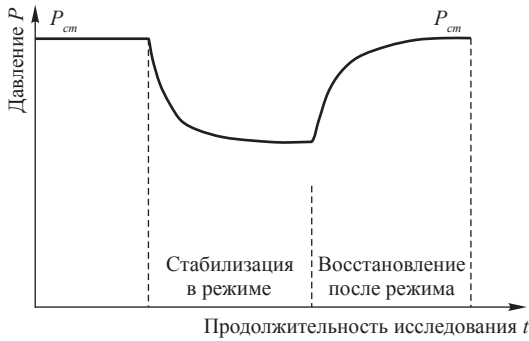


Рис. 1. Полный цикл изменения давления во времени в одном режиме исследования

$$B = \frac{0,0000068 \rho_{cm} z P_{cm} T_{nl}}{lh^2 T_{cm}} \times \left[\left(\frac{1}{R_C} \right) - \left(\frac{1}{R_K} \right) + C_3 + C_4 \right], \quad (3)$$

где μ – коэффициент вязкости газа, мПа·с; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.; T_{cm} – значение стандартной температуры, К; T_{nl} – значение пластовой температуры, К; k – газопроницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; l – коэффициент макрошероховатости пласта, мкм; ρ_{cm} – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³; C_1 и C_3 – коэффициенты совершенства скважины по степени вскрытия пласта, доли ед. и 1/м, соответственно; C_2 и C_4 – коэффициенты совершенства скважины по характеру вскрытия пласта, б/р и 1/м, соответственно; R_K, R_C – радиусы контура питания и скважины, м, соответственно.

Зависимости $(P_{nl}^2 - P_3^2)$ и $(P_{nl}^2 - P_3^2)/Q$ от Q называются индикаторными линиями (рис. 2).

Для оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления A и B применяют несколько методов (графические и численные), учитывающих характерные случаи и особенности исследований скважин на различных месторождениях [3, 8]. На основании результатов исследований скважин кроме коэффициентов A и B определяют:

- газопроводимость

$$\xi = \frac{kh}{\mu} = \frac{3,68 z P_{cm} T_{nl}}{A T_{cm}} \left[\ln \left(\frac{R_K}{R_C} \right) + C_1 + C_2 \right];$$

- газопроницаемость $k = \frac{\xi \mu}{h}$;
- абсолютно свободный дебит;
- свободный дебит.

Абсолютно свободным дебитом называется такой теоретический дебит газа, которому соответствует $P_3 = 0,1013$ МПа. Абсолютно свободный дебит обычно используется для определения потенциальных возможностей скважины и показывает условия притока газа из пласта к забою скважины без учета потерь давления в стволе скважины. При известных значениях коэффициентов A и B абсолютно свободный дебит определяется по формуле [1, 2]:

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

Свободный дебит является комплексной характеристикой пласта и скважины и зависит от конструкции забоя скважины, параметров пласта и диаметра фонтанных труб, по которым эксплуатируется скважина. Свободный дебит скважины – это такой дебит, который соответствует давлению 0,1013 МПа на устье скважины. Формула для определения свободного дебита имеет вид [1]:

$$Q_{ca} = \frac{\sqrt{A^2 + 4(\theta + B)P_{nl}^2} - A}{2(\theta + B)}, \quad (5)$$

где A и B – коэффициенты двучленной формулы; θ – коэффициент, определяемый [2, 3] по

$$\text{формуле } \theta = \frac{1,377 \lambda z^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1)}{d^5}, \text{ где } s \text{ – степенной коэффициент; } d \text{ – диаметр фонтанных труб; } \lambda \text{ – коэффициент гидравлического сопротивления; } T_{cp} \text{ – средняя температура пласта.}$$

Формула $\theta = \frac{1,377 \lambda z^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1)}{d^5}$, где s – степенной коэффициент; d – диаметр фонтанных труб; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; T_{cp} – средняя температура пласта.

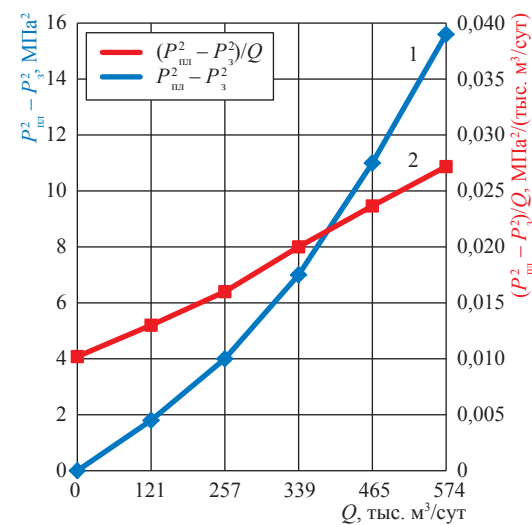


Рис. 2. Индикаторные линии [8]

Следует отметить, что значения абсолютно свободного дебита Q_{ac} и свободного дебита Q_{cs} мало отличаются друг от друга, особенно в случае низкой продуктивности скважины [1]. Поэтому обычно продуктивные возможности скважин оценивают по абсолютно свободному дебиту Q_{ac} .

Результаты исследований газовых скважин Ботубинского горизонта на установившихся режимах фильтрации и их интерпретация приводятся в таблице и на рис. 3. Изменение Q_{ac} у исследованных скважин (см. табл.) происходит в интервале 566,5–2872,7 тыс. м³/сут. В целом по Ботубинскому горизонту Q_{ac} изменяется в диапазоне 300–3000 тыс. м³/сут. Результаты аппроксимации экспериментальных точек (см. рис. 3), характеризующих установившиеся при исследовании режимы фильтрации, достаточно близки к линейным аналитическим индикаторным линиям, что свидетельствует о качестве проведенных газодинамических исследований [9].

В результате проведенных исследований скважины должна быть получена связь между перепадом давления $P_{nl}^2 - P_3^2$ и дебитом Q , или

индикаторная линия, описываемая двучленной формулой (1), характеризующей приток газа к скважине. Графическим выражением формулы (1) является парабола, проходящая через начало координат. Если индикаторная линия не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют различные факторы: неточное определение пластовых и забойных давлений вследствие неполной их стабилизации, наличие жидкости на забое и др. В этом случае следует использовать специальные методы обработки результатов исследований [3, 6, 8, 10].

Известны и другие аппроксимирующие соотношения для обработки результатов исследований газовых скважин, получившие распространение за рубежом, например степенная формула притока газа в скважину [5]:

$$\Delta P^2 = CQ^N, \quad (6)$$

где C – коэффициент пропорциональности; N – показатель, зависящий от режима фильтрации газа. Степенная формула включает всю промежуточную гамму соотношений, харак-

Результаты исследований газовых скважин Ботубинского горизонта на установившихся режимах фильтрации

№ скв.	Интервал перфорации, м	P_{nl} , МПа	Коэффициенты		ξ , (мкм ² ·м)/(мПа·с)	k , мкм ²	Q_{ac} , тыс. м ³ /сут
			A , МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	B , МПа ² /((тыс. м ³ /сут) ²)			
3	15	13,2	0,0629	0,000015	32,9	0,046	1894,5
5	13	13,3	0,0186	0,000015	110,8	0,180	2872,7
1	18	13,4	0,0135	0,000086	152,8	0,179	1370,2
6	9	13,3	0,0482	0,000014	42,9	0,101	2226,6
8	11	13,3	0,0653	0,000033	31,7	0,061	1529,6
20	12	13,3	0,0755	0,000418	27,6	0,049	566,5

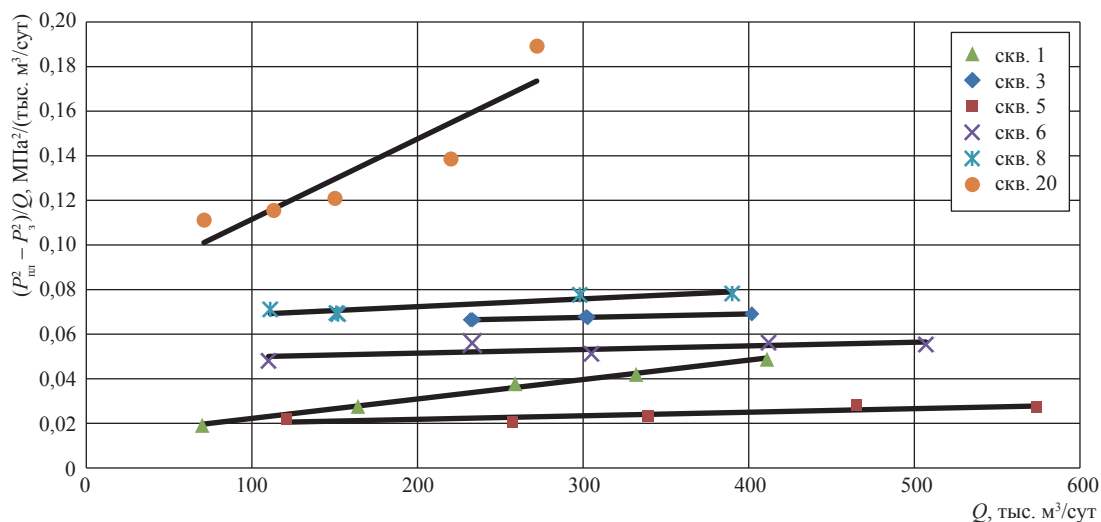


Рис. 3. Индикаторные линии исследованных скважин Ботубинского горизонта

терных для трубной газодинамики, где широко используются степенные зависимости.

Авторы [5] получили корреляционные соотношения, связывающие коэффициенты A и B двучленной формулы (далее – A_o и B_o соответственно) с коэффициентами C и N степенной формулы. Для этого использовались результаты исследований газовых скважин. В работе [5] показано, что полученные экспериментальные данные можно аппроксимировать зависимостями (1) или (6) в пределах изменения дебитов Q от 0 до максимального $Q_{max} = Q_{a.c}$ и ΔP^2 от 0 до $\Delta P^2 = \Delta P^2_{н.г.}$. При этом предполагается, что коэффициенты A_o , B_o , C и N одинаковы для каждого режима испытания, т.е. не зависят от дебита Q .

Авторы [5] предлагают использовать расчетные коэффициенты A_c и B_c , определяемые по степенной зависимости (6), причем применять 3 типа соотношений. Первый тип:

$$A_c = C Q_{max}^{N-1} \left(\frac{3}{N+1} - \frac{N}{2} \right); \tag{7}$$

$$B_c = \frac{3}{4} C Q_{max}^{N-2} \left(N - \frac{2}{N+1} \right). \tag{8}$$

При $N = 1$ из (7) получаем $A_c = C$, а из (8) $B_c = 0$. При $N = 2$ из (7) получаем $A_c = 0$, а из (8) $B_c = C$.

В этом случае расчетные коэффициенты A_c и B_c при постоянных коэффициентах C и N по формулам (7) и (8) при замене в них Q_{max} на Q будут зависеть от Q , т.е. изменяться при переходе с одного режима на другой. В принципе, индикаторную линию в этом случае нельзя аппроксимировать двучленной формулой с постоянными коэффициентами A_c и B_c , так как они будут зависеть от дебита:

$$A_c = C \left[\frac{3}{N+1} - \frac{N}{2} \right] Q^{N-1}; \tag{9}$$

$$B_c = \frac{3}{4} C \left[\frac{N}{2} - \frac{2}{N+1} \right] Q^{N-2}. \tag{10}$$

Подставляя (9) и (10) в (1), авторы [5] получили одночленную формулу:

$$\Delta P^2 = C Q^N \left[\frac{N^2 + N + 6}{4(N+1)} \right]. \tag{11}$$

Обозначим $f(N) = \frac{N^2 + N + 6}{4(N+1)}$.

Сопоставление формул (11) и (6) показывает, что они отличаются на корреляционную

функцию $f(N)$. В результате получим 2-й тип соотношений [5]:

$$A_c = C \beta Q^{N-1}; \tag{12}$$

$$B_c = C(1 - \beta) Q^{N-2}. \tag{13}$$

В формулах (12) и (13) присутствует характерный параметр $\beta = \left[\frac{24}{N^2 + N + 6} - 2 \right]$.

Для 3-го типа соотношений оценка коэффициентов A и B проводится при некоторой постоянной норме отбора газа ξ или дебита $Q = \xi Q_{max}$. В этом случае корреляционные соотношения будут иметь следующий вид [5]:

$$A_c = C \beta [\xi Q_{max}]^{N-1}; \tag{14}$$

$$B_c = C(1 - \beta) [\xi Q_{max}]^{N-2}. \tag{15}$$

Следует отметить, что коэффициенты A_c и B_c , определенные согласно степенной модели (см. (6)) и рассчитанные по соотношениям (14) и (15) по известным C и N , могут отличаться от коэффициентов A_o и B_o , определенных согласно двучленной модели (см. (1)). Это различие будет зависеть как от принятой для расчета нормы отбора, так и от субъективных факторов при обработке индикаторных линий (рис. 4, 5) [5]. Оценки показывают, что относительные разности $(A_c - A_o)$ и $(B_c - B_o)$ составляют в среднем 1,2–11,2 и 14,9–11,3 % соответственно.

Авторы [5] считают целесообразным применение для аппроксимации индикаторных линий газовых скважин степенной формулы в комплексе с двучленной. Преимуществом данного варианта является возможность более объективной оценки параметров C и N при установлении коэффициентов фильтрационно-сопротивления A и B .

Для оперативной оценки добычных возможностей газовых скважин может быть использована зависимость $Q = f(\Delta P)$ [7].

При сравнении дебитов различных скважин удобнее применять зависимость

$$q_z = f(\Delta P),$$

где $q_z = \frac{Q}{h_{вскр}}$ (q_z – удельный дебит скважины,

(тыс. м³/сут)/м, $h_{вскр}$ – вскрытая толщина пласта, м).

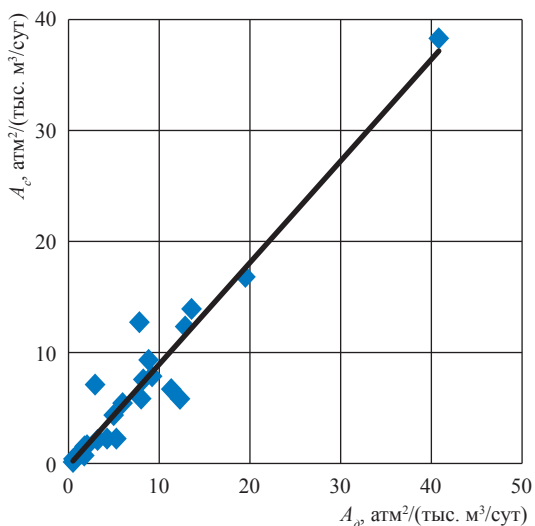


Рис. 4. Корреляция коэффициентов A [5]

$(R^2 = 0,9251)$:

для расчета коэффициента A_c
по формуле (14) принято $\xi = 0,3$

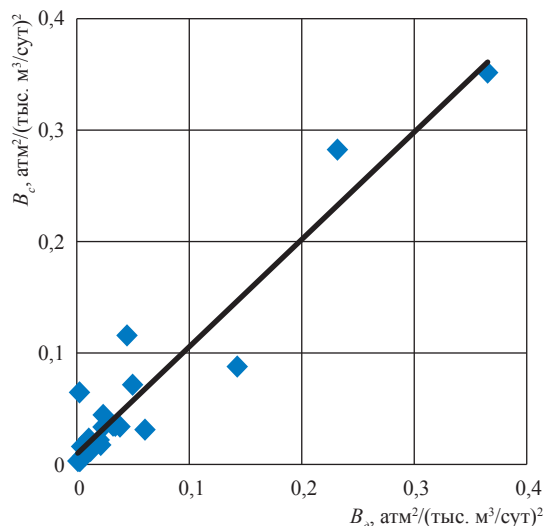


Рис. 5. Корреляция коэффициентов B [5]

$(R^2 = 0,9078)$:

для расчета коэффициента B_c
по формуле (15) принято $\xi = 0,3$

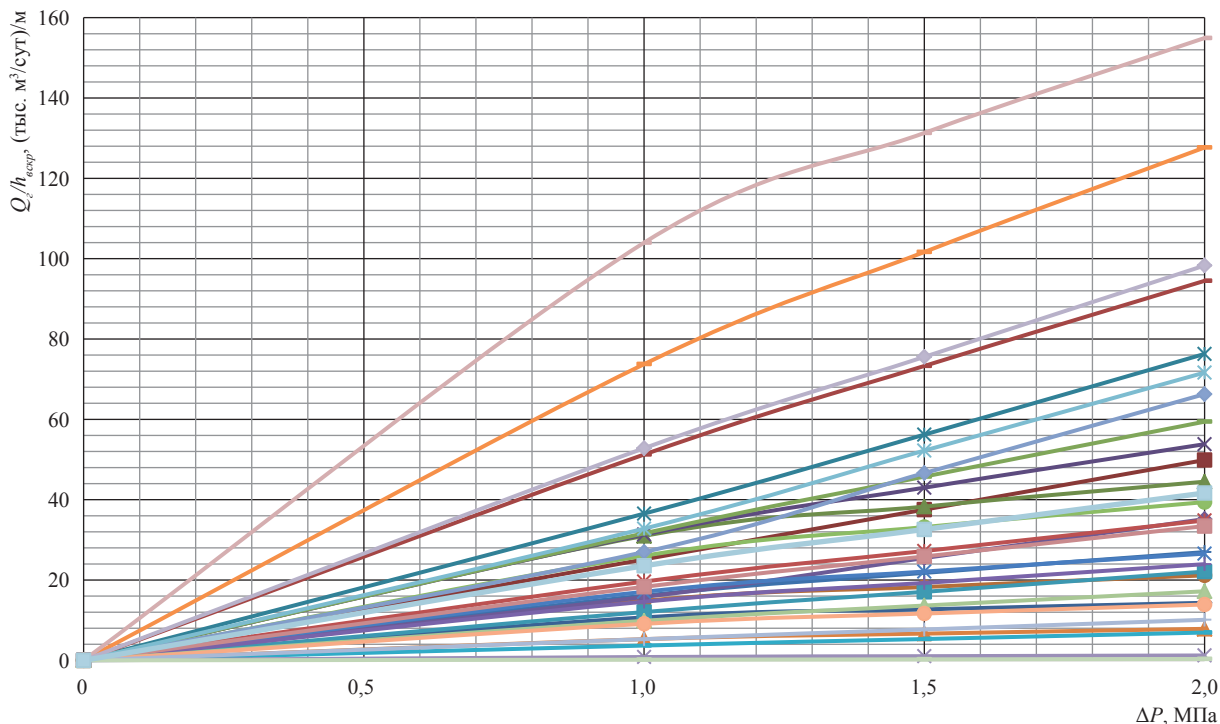


Рис. 6. Зависимости $q_c = f(\Delta P)$ для исследованных скважин Ботубинского горизонта

На рис. 6 приведены зависимости $q_c = f(\Delta P)$ для 29 исследованных скважин Ботубинского горизонта. Достаточно большое количество исследованных скважин на объекте позволяет объективно оценивать минимальный, средний и максимальный удельные дебиты скважин при равной депрессии.

Например, при заданной депрессии 10 % на стадии подсчета запасов и опытно-промышленной эксплуатации максимальный удельный дебит скважин Ботубинского горизонта составит порядка 120 тыс. м³/сут, средний – 30 тыс. м³/сут, минимальный – 3–5 тыс. м³/сут. Полученные данные дают

возможность в дальнейшем построить карту удельных дебитов скважин на объекте разработки.

Таким образом, в статье рассмотрены наиболее известные методы обработки результатов исследований газовых скважин; приведены основные газодинамические параметры пласта и скважин, определяемые на установившихся режимах фильтрации.

Представлены результаты исследований скважин Ботубинского горизонта, интерпретированные по двучленной формуле. На осно-

вании рассчитанных значений $Q_{a.c}$ установлены добычные возможности скважин. Оценена возможность использования степенной формулы притока газа к скважине. Использование при расчетах степенной формулы в совокупности с двучленной позволяет дать более объективную оценку коэффициентам фильтрационного сопротивления.

Для скважин Ботубинского горизонта построены зависимости удельных дебитов скважин от депрессии, которые позволяют определить величину удельных дебитов при заданном значении депрессии.

Список литературы

1. Полянский А.П. Эксплуатация газовых скважин / А.П. Полянский, Ю.П. Коротаев. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 231 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин / под ред. Ю.П. Коротаева, Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1971. – 208 с.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
4. Васильевский В.Н. Оператор по исследованию скважин: учебн. для рабочих / В.Н. Васильевский, А.И. Петров. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
5. Перемышцев Ю.А. Теория и опыт использования степенной формулы для обработки результатов испытания газовых скважин / Ю.А. Перемышцев, Г.А. Зотов, Н.Г. Степанов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1999. – 31 с.
6. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
7. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженеров по исследованию скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.
8. Р Газпром 086-2010. Инструкция по исследованию газовых и газоконденсатных скважин.
9. Кашпаров Ю.М. Качественный анализ результатов исследования скважин для проектирования разработки газовых месторождений / Ю.М. Кашпаров, Г.М. Гереш // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на шельфе. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – № 3. – С. 3–11.
10. Гереш Г.М. Уточнение фильтрационных коэффициентов в связи с расширением действующего фонда скважин / Г.М. Гереш, В.В. Черных // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 246–252.

УДК 622.276 (076)

О.В. Николаев, П.А. Моисейкин, И.В. Стоноженко, С.А. Шулепин

О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду

Ключевые слова: завершающая стадия разработки месторождений, самозадавливание скважин, критерии подобия, модифицированный параметр Фруда, газожидкостные потоки, экспериментальные исследования, потери давления.

Keywords: gas well liquid load-up, self-killing of wells, gas-liquid flow, experimental studies, similarity criteria, modified Freud parameter, pressure drop.

Характерной особенностью эксплуатации газовых залежей на поздней стадии является появление воды в добываемой продукции. При этом имеет место изменение характера формирования потерь давления в лифтовых трубах, что приводит к необходимости создания новых расчетных моделей, позволяющих получать адекватные результаты при определении устьевого давления по забойному или, наоборот, забойного давления по устьевому. Метод сопряженных элементов, используемый для расчетов потерь давления в обводненных скважинах, требует специального программного обеспечения и информации о пласте и шлейфе [1, 2]. В настоящей работе предлагается упрощенная расчетная модель для определения потерь давления в устойчиво работающих скважинах, содержащих в продукции жидкость, полученная на основе экспериментальных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗа» в 2005–2013 гг.

В работах [2–4] обоснован набор безразмерных параметров подобия вертикальных двухфазных потоков в условиях поздней стадии разработки месторождений, а также приведены зависимости между ними. При этом наличие жидкости в потоке существенно усложняет как расчетные модели, так и методики расчета. В общем случае расчет потерь давления в стволе скважины осуществляется с помощью численных методов программными средствами. Однако в некоторых частных случаях расчет двухфазных потоков с приемлемой для практики точностью может производиться известными аналитическими методами, разработанными для однофазных потоков, что упрощает задачу формирования технологического режима скважин и промысла в целом.

Рассмотрим условия, при которых возможно использование однофазной модели. На рис. 1 в качестве примера представлены зависимости устьевого давления $P_{уст}$ от дебита скважины Q для трех случаев: однофазного газового потока; при наличии в потоке жидкости, водогазовый фактор (ВГФ) которого равен $1 \cdot 10^{-6}$; жид-

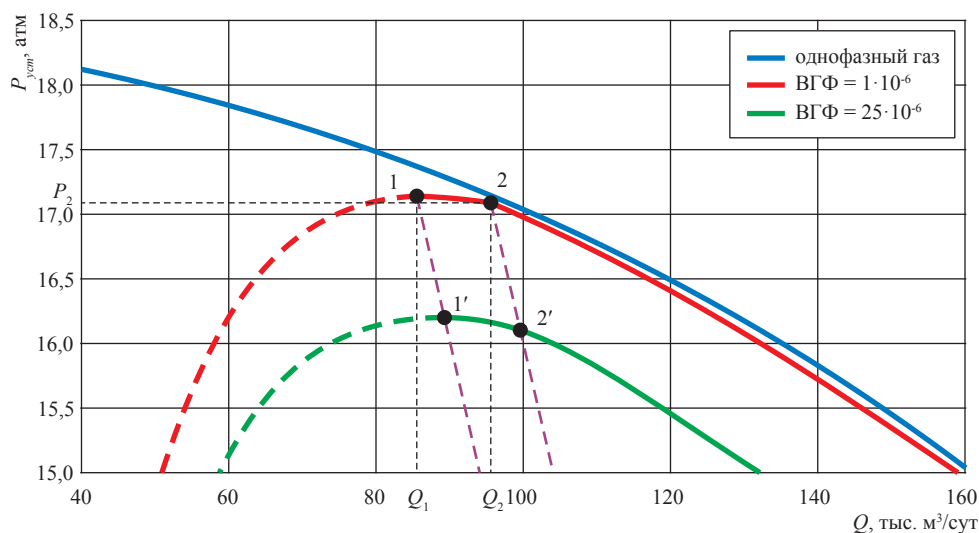


Рис. 1. Влияние жидкостной составляющей на характеристику продукции скважины

кости с ВГФ = $25 \cdot 10^{-6}$. В рассмотренном примере пластовое давление составляет 20,0 атм, глубина забоя 1200 м, диаметр лифтовой трубы 10 см, параметры пласта $a = 0,2 \cdot 10^{-2}$ МПа²/(тыс. м³/сут) и $b = 0,0001 \cdot 10^{-2}$ МПа²/(тыс. м³/сут)². На рис. 1 обозначены границы предельных режимов устойчивой работы скважины: точка 1 – для ВГФ = $1 \cdot 10^{-6}$; точка 1' – для ВГФ = $25 \cdot 10^{-6}$. Точка 2 соответствует дебиту, выше которого кривые для однофазного газа и газожидкостной смеси с ВГФ = $1 \cdot 10^{-6}$ практически совпадают. Отметим, что значение дебита в точке 2 (Q_2) всегда выше, чем величина минимального дебита устойчивой работы скважины Q_1 , и что $P_{уст1-2}$ в промежутке между точками 1 и 2 отличается от $P_{уст2}$ в точке 2 не более чем на 0,5 %.

Как видно (см. рис. 1), при достаточно низком водогазовом факторе (например, ВГФ = $1 \cdot 10^{-6}$), величина которого удовлетворяет условию

$$\text{ВГФ} < \text{ВГФ}_{\text{мин}} \quad (1)$$

и работе скважины с дебитом

$$Q > Q_2, \quad (2)$$

расчеты устьевого давления можно проводить по соотношениям для однофазного газового потока, в то время как при повышении содержания жидкости (например, до величины ВГФ = $25 \cdot 10^{-6}$) такое приближение может приводить к существенным погрешностям. Оценим условия, при которых допустимо пренебрегать наличием жидкости в потоке, т.е. определим величины $\text{ВГФ}_{\text{мин}}$ и Q_2 .

Расчет потерь давления в газовой скважине с учетом наличия жидкости в потоке газа при выполнении условия (2) производится с использованием безразмерного дифференциального соотношения

$$I = \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} + \frac{\lambda}{2} \text{Fr}^* + k \text{Bu}, \quad (3)$$

где $\rho_g, \rho_{ж}$ – плотности газа и жидкости соответственно, кг/м³;

$$I = \frac{dP}{\rho_{ж} g dL} \text{ – безразмерный градиент давления;} \quad (4)$$

$$\text{Fr}^* = \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \frac{u^2}{gD} \text{ – модифицированный параметр Фруда;} \quad (5)$$

$$\text{Bu} = \left(\frac{\sigma}{\rho_{ж} g D^2} \right)^{1/2} \left(\frac{w^2}{gD} \right)^{1/3} \text{ – параметр С.Н. Бузинова;} \quad (6)$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления лифтовой трубы; k – безразмерная константа (для системы «метановый газ – вода» $k = 9,60$); dP – перепад давления на участке dL трубы, Па; g – ускорение свободного падения, м/с²; dL – длина участка трубы, м; D – диаметр трубы, м; u – скорость газа, приведенная к сечению трубы, м/с; σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз, Н/м; w – скорость жидкости, приведенная к сечению трубы, м/с.

Соотношение (3) отличается от соответствующего уравнения для однофазного газа наличием третьего члена ($k \cdot \text{Bu}$), характеризующего вклад жидкой фазы в интегральную величину потерь давления на трение. Примем для определенности, что наличие жидкости в потоке необходимо учитывать, когда вклад жидкой фазы превышает вклад газовой более чем на 5 %, т.е. при выполнении соотношения

$$\alpha = \frac{2k\text{Bu}}{\lambda\text{Fr}^*} > 0,05. \quad (7)$$

В размерных единицах уравнение (3) имеет вид:

$$\frac{dP}{dL} = \bar{\rho} \rho_{\text{в0}} g \frac{P}{zT} \frac{z_0 T_0}{P_0} + \frac{8\lambda \bar{\rho} \rho_{\text{в0}} zT}{\pi^2 D^5} \frac{P_0}{z_0 T_0} Q_0^2 + k \frac{2,52 \sigma^{1/2} \rho_{\text{жс}}^{1/2} g^{1/6} q_{\text{жс0}}^{2/3}}{\pi^{2/3} D^{8/3}}, \quad (8)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная по воздуху плотность газа; $\rho_{\text{в0}}$ – плотность воздуха при стандартных условиях (ст. у.); Q_0 – расход газа, приведенный к ст. у.; $q_{\text{жс0}}$ – расход жидкости при ст. у.; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – температура газа; D – диаметр лифтовой трубы. Нижний индекс 0 при термодинамических величинах относит эту величину к стандартным условиям. Размерности всех величин в (8) выражены в единицах СИ.

В единицах измерения, распространенных в промысловой практике, после подстановки значений постоянных в условиях работы скважины параметров выражение (8) принимает вид:

$$\frac{dP}{dL} = 1,93 \cdot 10^{-2} \frac{P}{zT} + 2,49 \cdot 10^{-4} \frac{\lambda}{d^5} \frac{zT}{P} Q^2 + 1,28 \cdot 10^{-3} \frac{q_{\text{жс}}^{2/3}}{d^{8/3}}. \quad (9)$$

Здесь $[P] = \text{МПа}$; $[zT] = \text{К}$; $[L] = \text{м}$; $[d] = \text{см}$; $[Q] = \text{тыс. м}^3/\text{сут}$; $[q_{\text{жс}}] = \text{л/ч}$.

Уравнение (9) рекомендуется использовать в случае, когда количество жидкости в потоке задано величиной дебита $q_{\text{жс}}$. В случае когда задан водогазовый фактор, расчет потерь давления производится по формуле

$$\frac{dP}{dL} = 1,93 \cdot 10^{-2} \frac{P}{zT} + 2,49 \cdot 10^{-4} \frac{\lambda}{d^5} \frac{zT}{P} Q^2 + 1,54 \cdot 10^{-4} \frac{W^{2/3}}{d^{8/3}} Q^{2/3}, \quad (10)$$

где $W = \text{ВГФ}$, б/р. Можно показать, что минимальная величина ВГФ, соответствующая критериальному условию (7), выражается через промысловые единицы следующим образом:

$$\text{ВГФ}_{\text{мин}} = 0,023 \left(\frac{\lambda zT}{P} \right)^{3/2} \frac{Q^2}{d^{7/2}}. \quad (11)$$

Условие (2) в безразмерном выражении имеет вид:

$$\text{Fr}^* > \text{Fr}_2^*, \quad (12)$$

где Fr_2^* – функция диаметра лифтовой трубы и расхода жидкости, которая выражается через эмпирически полученный комплекс соотношений:

$$\text{Fr}_2^* = A_1 A_5 + A_2, \quad (13)$$

$$A_1 = \frac{3,1934}{d} - 16,666, \quad (14)$$

$$A_2 = \frac{6,1343}{d}, \quad (15)$$

$$A_5 = A_3 q_{\text{жс}}^{2/3} + A_4, \quad (16)$$

$$A_3 = \frac{0,119445}{d^{8/3}} + 0,000236, \quad (17)$$

$$A_4 = \frac{0,3553}{d^2} + 0,0014; \quad (18)$$

модифицированный параметр Фруда выражается через промысловые параметры следующим образом:

$$Fr^* = 0,0908 \frac{\bar{p} zT}{d^5 P} Q^2. \quad (19)$$

На рис. 2 показано, что в рассмотренных условиях при дебите газа 100 тыс. м³/сут, если ВГФ > 1,5 · 10⁻⁶, вклад жидкой фазы в формирование потерь давления на трение превышает выбранную граничную величину α = 0,05, т.е. в этом случае при расчете режима работы скважины необходимо учитывать наличие жидкости в продукции.

Таким образом, при одновременном выполнении условий (1) и (2) расчет потерь давления допустимо проводить стандартными методами без учета наличия жидкости в продукции скважины (например, по формуле Г.А. Адамова). Когда ВГФ > ВГФ_{мин} и Q > Q₂, определение устьевого давления по забойному выполняется численным интегрированием уравнения (9),

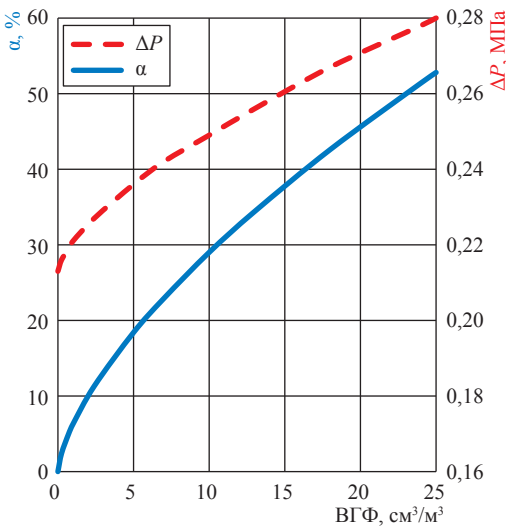


Рис. 2. Зависимости потерь давления ΔP и вклада жидкой фазы в потери давления на трение в лифтовой трубе α от ВГФ при дебите газа 100 тыс. м³/сут

в случае если задан расход воды, или уравнения (10), в случае если задан ВГФ.

В интервале дебитов Q₁ < Q < Q₂ независимо от наличия жидкости устьевое давление можно принимать равным давлению в точке 2 (см. рис. 1), которое рассчитывается с помощью соотношений (9) или (10) при условии Fr* = Fr*₂. Погрешность определения устьевого давления таким способом составляет не более 1 %.

Величина минимального дебита Q₁ оценивается из соотношений

$$Fr^* = A_1 A_5 + A_2 - A_6, \quad (20)$$

$$A_6 = \frac{0,5213}{d} + 0,0659, \quad (21)$$

которые также получены на основании обработки экспериментальных данных, и имеет завышенное на 3–5 % значение в высокопродуктивных пластах и на 5–10 % – в низкопродуктивных пластах. Погрешность возникает из-за того, что в расчетах используются только характеристики лифта, в то время как применение более точного метода сопряженных элементов требует учета свойств пласта и шлейфа [1].

В таблице представлены варианты расчета устьевого давления в обводненной скважине при различных условиях.

Таким образом, предложена упрощенная схема расчета потерь давления в обводненных скважинах, основанная на экспериментальных исследованиях газожидкостных потоков, не требующая использования итерационных циклов и информации о свойствах пласта и шлейфа. Сформулированы условия, при которых наличием жидкости в продукции скважины можно пренебречь. Предложены формулы для оценки величины минимального дебита и градиента давления в обводненной скважине.

Варианты расчета потерь давления в обводненной скважине

Условия по дебиту	Условия по ВГФ	Вариант расчета потерь давления / соответствующих действий
Q > Q ₂	ВГФ < ВГФ _{мин}	Модель однофазного газа
Q > Q ₂	ВГФ > ВГФ _{мин}	Численное интегрирование формул (9) или (10)
Q ₁ < Q < Q ₂	ВГФ < ВГФ _{мин}	Модель однофазного газа, потери давления рассчитываются при Q = Q ₂
Q ₁ < Q < Q ₂	ВГФ > ВГФ _{мин}	Численное интегрирование формул (9) или (10) при Q = Q ₂
Q < Q ₁	ВГФ > 0	Скважина задавливается

Список литературы

1. Бузинов С.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2012. – Спецвыпуск № 2: Подземное хранение газа. – С. 9–11.
2. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис ... канд. тех. наук / О.В. Николаев. – М., 2012. – 128 с.
3. Николаев О.В. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, С.А. Бородин, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 76–83.
4. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.

УДК 622.279.03

Е.В. Мельникова, В.И. Нифантов, Е.А. Мельников, О.В. Ивченко, М.В. Ивченко, А.М. Парфенов, Ю.В. Каминская

Результаты освоения скважин на подземных газохранилищах и месторождениях углеводородов

В России и за рубежом буровые и ремонтные работы в большинстве случаев ведутся в режиме репрессии на продуктивный пласт. Под действием превышения забойного давления жидкости над пластовым последняя (буровой раствор или другая жидкость) проникает в призабойную зону пласта (ПЗП) и снижает ее фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). В ряде случаев (в условиях высоких репрессий, низких или очень высоких ФЕС, несоответствия свойств промывочной жидкости свойствам пластовых флюидов) происходит необратимое снижение ФЕС в ПЗП, в результате чего скважину долго осваивают и ее проектная производительность не достигается.

В настоящее время более 65 % объектов подземного хранения газа России организованы в пластах истощенных газовых месторождений, в которых на момент их создания были пониженные пластовые давления (АНПД) [1, 2]. В этих осложненных условиях вскрытие продуктивных пластов сопровождалось интенсивными поглощениями промывочной жидкости. Поэтому скважины долго осваивались и вступали в эксплуатацию с пониженными дебитами [1–6].

В качестве примера приведем результаты освоения скважин на Ставропольском (Ставропольский край), Елшано-Курдюмском (Саратовская обл.), Кущёвском (Краснодарский край) и Невском (Новгородская обл.) подземных хранилищах газа (ПХГ).

Ставропольское ПХГ было создано в двух газовых залежах хадумского горизонта и зеленой свиты Северо-Ставропольского газового месторождения, введенного в разработку в 1956 г. Основным эксплуатационным объектом является хадумский горизонт, залегающий на глубине 660–804 м.

Начиная с 1974 г. в скважинах, длительно работающих по 200-, 146- и 126-миллиметровым эксплуатационным колоннам, по мере падения пластового давления снижалась скорость восходящего потока газа до величин, не обеспечивающих вынос жидкости и твердых частиц из их забоев. В результате на забое скважин стали накапливаться песчано-глинистые пробки, частично перекрывающие интервал перфорации и снижающие дебит газа [5–8].

В условиях АНПД, высоких значений пористости (23–25 %) и проницаемости (0,8–1,7 Д) мелкозернистого песчаника хадумского горизонта применение технологической промывки различными жидкостями в тот период разработки месторождения не дало положительного результата. Из-за интенсивных поглощений промывочной жидкости ухудшались ФЕС ПЗП и резко возрастал (до 3–4 месяцев и более) период освоения скважин. Причем после освоения скважины вступали в эксплуатацию с дебитами меньшими, чем до проведения работ по удалению песчано-глинистой пробки.

В конце 1970-х гг. были проведены испытания новой технологии разбуривания песчано-глинистых пробок с промывочной трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции (ЗГСЦ) [4, 5, 7]. Анализ результатов опытно-промышленных испытаний, приведенных в табл. 1, показал следующее. В скв. 15 и 137 удалось разбурить песчано-глинистые пробки без существенных поглощений. Затем в них спустили 73-миллиметровые лифтовые трубы. Скважины освоили и передали в эксплуатацию. На скв. 62 не удалось обеспечить оптимальный режим промывки. Процесс удаления пробки осложнялся высоким давлением пены в нагнетательной линии ЗГСЦ (до 3,92 МПа) из-за больших гидравлических сопротивлений в обратном клапане, установленном в переводнике над долотом. Колебания давления

Ключевые слова:

освоение скважин, подземные хранилища, вскрытие продуктивных пластов, продуктивность скважин, месторождение углеводородов.

Keywords:

development of wells, drilling wells, completion of productive formations, underground gas storages, inflow intensification, hydrocarbons fields.

в ЗГСЦ приводили к заполнению скважины пеной различной плотности, повышенным репрессиям и частичным поглощениям. Степень вскрытия продуктивного хадумского горизонта составила 57,3 % (до проведения работ – 11,5 %) от толщины интервала перфорации, что позволило освоить скважину и передать в эксплуатацию.

На рис. 1 приведена динамика изменения значений отношения продуктивности (ОП) во времени скважин 15, 79, 95 и 137. Величина ОП определялась как отношение дебита каж-

дой из указанных скважин после их освоения к усредненному дебиту скв. 54, 66, 84. Эти скважины были выбраны в качестве базы сравнения, так как с 1968 г. они эксплуатировались по 73-миллиметровым лифтовым трубам. За сравнительно длительный период работы в этих скважинах наблюдалось незначительное пробкообразование (до 11,5 %), что несущественно повлияло на изменение их дебита.

Далее проведено сравнение скв. 79 и 95 со скв. 15 и 137 в силу того, что их промывка производилась по известной технологии с ис-

Таблица 1

Результаты опытно-промышленных испытаний технологии по удалению песчано-глинистых пробок в скважинах Северо-Ставропольского газового месторождения

Параметр технологического процесса	Скв. 15	Скв. 137	Скв. 62
Интервал, м	687–730	699–775	750–794
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	200	126	146×126
Дата проведения работ	20.06.1977–16.01.1978	18.09.1979–18.12.1979	08.09.1980–14.10.1980
Пластовое давление, МПа	0,94	0,88	0,79
Плотность пенообразующей жидкости, кг/м ³	1060–1120	1040	1060
Степень аэрации пены	53–72	33–63	4–19
Давление пены на устье скважины, МПа:			
• в промысловых трубах	2,45–2,94	1,76–2,16	2,94–3,92
• межтрубном пространстве	1,58–1,91	1,32–1,52	1,27–1,67
Плотность пены в нагнетательной линии, кг/см ³	260–530	220–400	620–960
Расход пены, дм ³ /с	2,0–5,0	2,0–4,0	1,7–2,5
Степень вскрытия пласта в интервале перфорации, %:			
• до проведения работ	44,0	19,0	11,5
• после проведения работ	78,0	100,0	57,3

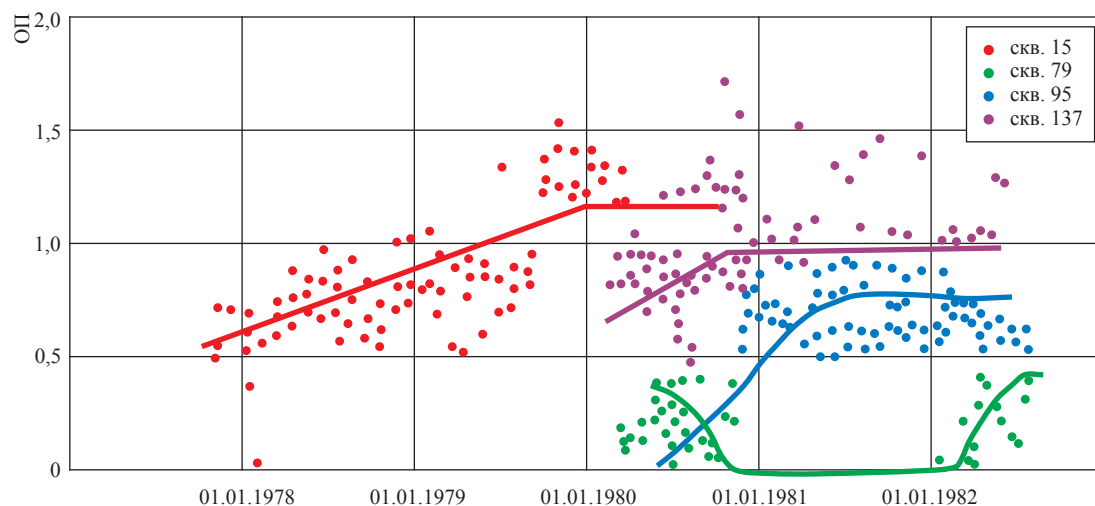


Рис. 1. Изменение параметра ОП после освоения скв. 15, 79, 95 и 137

пользованием слабо аэрированного глинисто-го раствора (коэффициент аэрации – около 1). На рис. 1 наглядно показано, что дебит скв. 15 восстановился в течение первого года после промывки и освоения, скв. 137 – значительно быстрее. При разбуривании цементных мостов на скв. 79 и 95 имели место существенные поглощения промывочного агента, что сильно ухудшило проницаемость ПЗП и значительно снизило их продуктивность. Дебит скв. 79 и 95 в рассматриваемый период не восстанавливался. Кроме того, в скв. 79 в течение длительного времени приходилось проводить работы по выводу притока газа из пласта.

Приведенные сравнения по показателю ОП свидетельствуют о том, что данная технология позволила не только существенно расширить область применения устойчивости трехфазной пены для вскрытия газовых пластов с АНПД (с коэффициентами аномальности 0,13 и более), но и обеспечить высокое качество и эффективность проводимых работ.

С точки зрения оценки эффективности капитального ремонта скважин (КРС) показательным является опыт зарезки и бурения второго ствола в скв. 103 Ставропольского ПХГ в 1999 г. [8, 9]. Необходимость реконструкции скважины была вызвана резким снижением ее продуктивности из-за образования песчано-глинистой пробки на забое, в интервале перфорации до глубины 699,5 м. Сверху пробки накапливался столб конденсационной воды, что приводило к самозадавлению скважины и периодической работе в пульсирующем режиме с выносом газожидкостной смеси с песком. Удаление пробки не давало эффекта, так как за

сравнительно короткое время (в течение месяца) она накапливалась вновь и снижала степень вскрытия продуктивного пласта до прекращения стабильной работы скважины. Путем проводки второго бокового ствола удалось уйти за пределы сильно раздренированной зоны ПЗП с неустойчивыми породами и обеспечить стабильный режим работы скважины после освоения. Результаты освоения скв. 103 приведены в табл. 2.

Анализ результатов реконструкции скв. 103 Ставропольского ПХГ позволил сделать следующие выводы:

- удалось вскрыть продуктивный пласт с промывкой малоглинисто-полимерным буровым раствором с наполнителем при репрессии на пласт 3,84 МПа;
- скважина была освоена при депрессии на пласт 0,11 МПа, обеспечивающей ее эксплуатацию без пробкообразования;
- полученный удельный коэффициент продуктивности оказался в 1,71 раза выше максимальной удельной продуктивности, когда скважина работала без песчано-глинистой пробки;
- стоимость бурения второго ствола оказалась незначительно ниже (на 14,4 %) по сравнению с затратами на строительство новой скважины;
- в целом средний дебит по скважинам Ставропольского ПХГ в рассматриваемый период (декабрь 1998 г. – январь 1999 г.) превышал 170 тыс. м³/сут, т.е. бурение второго ствола малого диаметра (100 мм) не дало существенного повышения технико-экономических показателей эксплуатации ПХГ;

Таблица 2

Результаты реконструкции скв. 103 Ставропольского ПХГ (хадумский горизонт)

Параметр технологического процесса	Значение
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Интервал перфорации, м	690–766
Глубина зарезки бокового ствола, м	650
Отход бокового ствола от вертикали, м:	
• на глубине кровли хадумского горизонта (685 м)	20
• забое (750 м)	25
Диаметр укороченной обсадной колонны (фильтр-хвостовик), мм	73
Плотность промывочной жидкости, кг/см ³	1020
Дебит скважины после освоения, тыс. м ³ /сут	52,29
Пластовое давление, МПа	3,2
Депрессия на пласт, МПа	0,11
Удельный коэффициент продуктивности на 1 м вскрытой толщины пласта, м ³ /сут (МПа ² ·м)	2,56
Превышение удельной продуктивности, когда скважина работала без песчаной пробки	В 1,71 раза

- для существенного увеличения суточной производительности скважин Ставропольского ПХГ в хадумском горизонте необходимо бурить новые наклонно направленные скважины с диаметром эксплуатационной колонны 245 мм и 168-, 114- или 146-миллиметровыми лифтовыми трубами;

- увеличение зенитного угла наклона ствола из-под башмака кондуктора до 73° позволит его удлинить в наиболее продуктивной алевритовой пачке хадумского горизонта с 25 до 96 м и значительно повысить степень вскрытия пласта [8, 9].

С точки зрения оценки эффективности бурения горизонтальных или наклонных скважин ПХГ показательным является опыт их строительства на Елшано-Курдюмском ПХГ [2, 10].

В 1996 г. на Елшано-Курдюмском ПХГ пробурена первая горизонтальная скв. 479 (с условно горизонтальным стволом, который в продуктивном горизонте имел углы наклона $90\text{--}84^\circ$, его длина составила 463 м). Общая длина перфорированной части фильтра-хвостовика – 212 м в кизеловском горизонте.

При освоении скважины методом замены бурового раствора на техническую воду с последующей продувкой с помощью компрессора был получен слабый приток газа (за 24 ч устьевое давление в скважине поднималось до 7,5 МПа, но при пуске в работу снижалось до нуля в течение 1,5–2 ч). С целью интенсификации притока газа из кизеловского горизонта была проведена соляно-кислотная обработка с закачкой в пласт 3 и 24 м³ 26%- и 14%-ной НС1. Устьевое давление в начале закачки кислоты в пласт составило 4–5 МПа, в конце закачки оно снизилось до нуля при скорости закачки кислоты в пласт 8–10 дм³/с.

После ожидания реагирования кислоты в пласте скважина была освоена с помощью компрессора. При освоении и последующей ее отработке получен приток газа дебитом 329 тыс. м³/сут при работе скважины через диафрагму диаметром 27 мм. Депрессия на пласт при этом составила 2,31 МПа, пластовое давление – 8,53 МПа.

Для полного охвата кислотным воздействием всей вскрытой длины пласта в скважину были спущены комбинированные насосно-компрессорные трубы (НКТ) (114×73 мм). После вызова притока и отработки скважины потребовалось заменить НКТ и спустить 114-миллиметровые лифтовые трубы в кровлю

кизеловского горизонта в соответствии с требованиями проекта на строительство горизонтальной скв. 479. С этой целью впервые были проведены работы по глушению горизонтальной скважины с применением пены в условиях АВПД, когда пластовое давление превышало нормальное гидростатическое на 13 %. Для глушения горизонтальной скважины были разработаны специальные составы пенных систем, предотвращающие набухание и разрушение кизеловских и бобриковских глин [10]. После глушения и замены НКТ скважина была освоена в течение одних суток с дебитом газа 393,7 тыс. м³/сут при работе через диафрагму диаметром 23 мм. Увеличение дебита объясняется удалением из горизонтального ствола остатков шлама и бурового раствора в процессе промывки скважины пеной при КРС.

Результаты вскрытия трещинно-поровых кизеловских известняков толщиной до 16 м в скв. 479 Елшано-Курдюмского ПХГ показали, что наблюдается их интенсивная кольматация, приводящая к резкому (в десять раз) снижению проницаемости закольматированных трещинно-поровых карбонатных коллекторов. Потребовалось проведение дополнительного комплекса работ по интенсификации и капитальному ремонту скважины.

Для повышения качества вскрытия кизеловского горизонта при бурении следующей наклонно направленной скв. 480 была поставлена задача по разработке новой технологии обработки продуктивного пласта. Высокая карбонатность, низкие ФЕС продуктивного кизеловского горизонта потребовали разработки нового состава кислотного раствора, применение которого обеспечило бы низкую скорость реакции с металлом без снижения скорости реакции с карбонатной породой. При этом состав должен содержать высококонцентрированный водный раствор активной кислоты для увеличения растворяющей способности.

Известно, что использование соляной кислоты для обработки (СКО) известняка ведет к растворению горной породы в течение сравнительно малого периода времени, но не охватывает всей длины вскрытого пласта. Поэтому был разработан и опробован на скв. 480 новый способ освоения с одновременной интенсификацией притока путем обработки ПЗП пероксикислотной эмульсией (ПКЭ) [12]. Геолого-промысловая характеристика карбонатных кизеловских отложений и результаты интенсифи-

кации притока газа в скв. 479 и 480 Елшано-Курдюмского ПХГ приведены в табл. 3 и 4.

Технологический процесс осуществляется последовательной закачкой в скважину, оборудованную колонной лифтовых труб, продавочной жидкости, высоковязкой разделительной жидкости и ПКЭ.

В качестве ПКЭ использовали кислотную пену, приготовленную путем газирования расчетного объема пенообразующей эмульсии, равного объему скважины в интервале вскрытия продуктивного пласта. ПКЭ содержала дизельное топливо, соль, поверхностно-активное вещество (ПАВ), кислоту и воду в определенной пропорции [10–12].

Степень газирования пенообразующей эмульсии регулировали исходя из максимально допустимой депрессии на глубине кровли продуктивного пласта. Закачку ПКЭ осуществляли через межтрубное пространство скважины в интервал вскрытия продуктивного пласта. Затем кислотную пену продавливали в ПЗП продавочной жидкостью и вводили между ними высоковязкую разделительную жидкость. В качестве высоковязкой разделительной жидкости использовали полимерную жидкость с условной вязкостью не менее 120 с. После этого в межтрубном пространстве скважины и лифтовых трубах посредством прода-

вочной жидкости было создано избыточное давление на ПЗП с периодичностью, обеспечивающей, по меньшей мере, два чередующихся цикла депрессии в соответствии с требованиями Правил [13], чтобы депрессия не превышала 15 % от величины скелетных напряжений. Далее была проведена технологическая выдержка скважины не менее 3 ч в каждом из циклов депрессии и репрессии до получения притока пластового флюида в цикле депрессии. За это время ПКЭ вступила в химическое взаимодействие со шламовой дюной, стенками открытого ствола скважины и зоной кольматации ПЗП. После освоения скважины продукты реакции шлама с кислотной пеной выносились на дневную поверхность.

Предложенный способ освоения скважин не потребовал применения нестандартного технологического оборудования и был реализован с использованием серийно выпускаемых установок. Применение данного способа на скв. 480 дало возможность увеличить ее удельную продуктивность более чем в 21 раз по сравнению со стандартной соляно-кислотной обработкой.

Разработанный способ позволяет повысить эффективность освоения газовых скважин в результате активного воздействия кислотной пены на всю вскрытую толщину (длину)

Таблица 3

Геолого-промысловая характеристика карбонатного коллектора кизеловских отложений в скв. 480 Елшано-Курдюмского ПХГ

Глубина залегания кизеловского горизонта, м	Литология (тип коллектора)	Плотность горных пород, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
1075–1160	Известняки, доломиты, глины (порово-трещинный)	2500–2600	4,0–12,8	0,18–0,56	0,10	80–90	3,8–12,74	34–37

Таблица 4

Техническая характеристика и результаты интенсификации притока в скв. 479 и 480 Елшано-Курдюмского ПХГ

№ скв.	Диаметр, мм; длина фильтра, м	Зенитный угол наклона ствола скважины, град	Тип обработки ПЗП	Пластовое давление, МПа	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Депрессия на пласт, МПа	Коэффициент продуктивности, тыс. м ³ /(МПа ² ·сут) (коэффициент удельной продуктивности, тыс. м ³ /(МПа ² ·сут·м))	Увеличение коэффициента продуктивности, тыс. м ³ /(МПа ² ·сут) (коэффициент удельной продуктивности, тыс. м ³ /(МПа ² ·сут·м))
479	114; 212	84–90	СКО	8,53	329,0	2,31	9,66 (0,046)	–
480	168; 13,6	73	ПКЭ	8,75	347,6	1,65	13,3 (0,98)	1,38 (21,2)

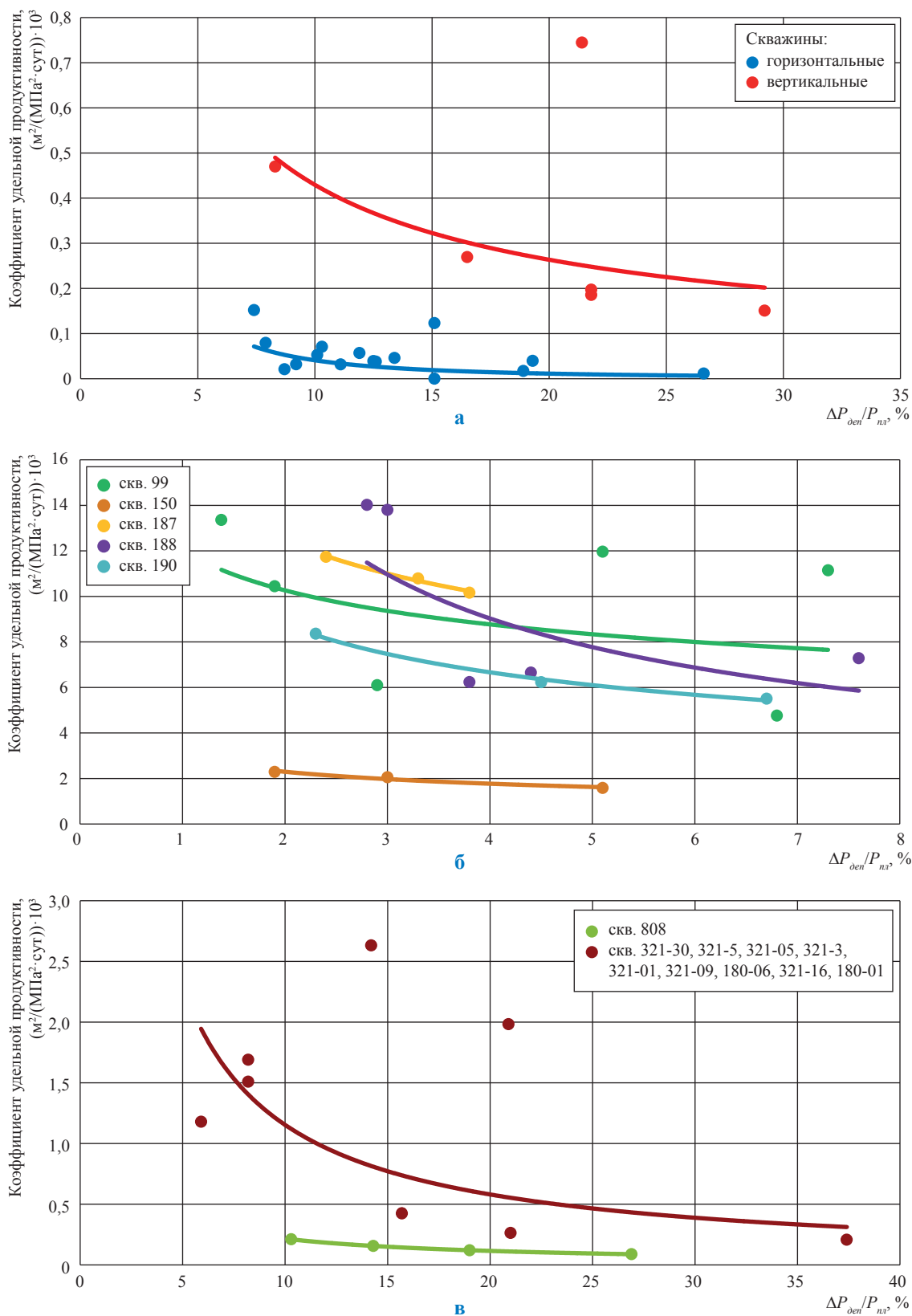


Рис. 2. Изменение коэффициента удельной продуктивности пласта при изменении величины относительной депрессии на ПЗП:

а – для вертикальных и горизонтальных скважин Кущёвского ПХГ;

б – скважин Невского ПХГ с открытым и обсаженным эксплуатационным забоем;

в – разведочных скважин Чайнинского НГКМ

пласта и за счет необходимости применения выпускаемого отечественной промышленностью оборудования. Данный способ и технология рекомендуются для промышленной апробации при освоении разведочных и эксплуатационных скважин на ПХГ и месторождениях углеводородов.

Наряду с оценкой эффективности работ при вскрытии продуктивных пластов по показателю ОП целесообразно использовать изменение величины коэффициента продуктивности [1, 2, 8–12]. Несмотря на то что в период эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений коэффициенты продуктивности скважин иногда увеличиваются, в большинстве случаев при разработке месторождений этот показатель значительно уменьшается [14]. Авторами статьи была произведена оценка изменения коэффициента удельной продуктивности (на 1 м вскрытой эффективной толщины пласта) в зависимости от изменения удельной депрессии на пласт ($\Delta P_{\text{ден}}/P_{\text{пл}}$). Анализ результатов исследований скважин при переменных депрессиях производился при сравнительно одинаковых пластовых давлениях. Результаты анализа работы скважин на Кущёвском и Невском ПХГ, а также на Чайндинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) приведены на рис. 2а–в.

Анализ приведенных графиков позволил установить следующее:

- четко прослеживается тенденция уменьшения коэффициента удельной продуктивности с увеличением относительной депрессии на пласт для всех рассматриваемых случаев;
- с ростом относительной депрессии падение коэффициента удельной продуктивности замедляется;
- характер и степень вскрытия пласта существенно влияют на величину коэффициента удельной продуктивности (он выше для скважин, совершенных по степени и характеру вскрытия пласта).

Таким образом, приведенные результаты анализа промысловых данных свидетельствуют о сложном, отличающемся от современных представлений характере зависимости коэффициента удельной продуктивности от роста относительной депрессии на ПЗП, для объяснения которого потребуются проведение дополнительных теоретических и экспериментальных исследований по изучению движения двух- и трехфазных газожидкостных потоков в пористой среде призабойной зоны продуктивного пласта и колоннах лифтовых труб газовых скважин различных конструкций и профилей стволов.

Список литературы

1. Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.
2. Нифантов В.И. Повышение продуктивности скважин: опыт, проблемы, перспективы / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Мельников. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 242 с.
3. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере северного блока ботубинского горизонта Чайндинского месторождения // Сб. науч. ст. аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 42–50.
4. Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996. – 183 с.
5. Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных пластов на истощенных газовых месторождениях: обз. инф. / К.М. Тагиров, А.Н. Лобкин, В.И. Нифантов и др. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983. – Вып. 6. – 64 с. – (Бурение газовых и газоконденсатных скважин).
6. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1980. – 380 с.
7. Тагиров К.М. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии промывки скважины пеной и герметизированной системы циркуляции / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов // Техника и технология сооружения газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1984. – С. 63–70.

8. Тагиров К.М. Технология бурения вторым стволом малого диаметра в простаивающих газовых скважинах / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, Ю.К. Игнатенко и др. // Бурение и ремонт скважин малого диаметра с применением гибких труб: мат. Межотрасл. науч.-практ. конф. – Краснодар: НПО «Бурение», 1999. – Вып. 3. – С. 171–175.
9. Нифантов В.И. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений: обз. инф. / В.И. Нифантов, М.Г. Гейхман, С.И. Иванов и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 65 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
10. Нифантов В.И. Повышение качества вскрытия кизеловского горизонта на Елшано-Курдюмском ПХГ / В.И. Нифантов, С.А. Акопов, А.М. Лихушин и др. // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. ст. ООО «ВНИИГАЗ» и ОАО «СевКавНИПИГаз». – М., 1999. – С. 98–102.
11. Мельникова Е.В. Повышение эффективности освоения скважин на месторождениях Восточной Сибири / Е.В. Мельникова, В.И. Нифантов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2. – С. 18–24.
12. Пат. 2012139178 РФ. Способ освоения нефтяных и газовых скважин / Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Бородин С.А. и др. – Оpubл. 20.03.2014, Бюл. № 8. – 9 с.
13. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утв. Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101) // Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. – М., 2013.
14. Вяхирев В.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / В.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.

УДК 622.691.24

Ю.В. Глаголев, Н.В. Серегина

Динамика расширения Совхозного подземного хранилища газа

Подземные хранилища газа (ПХГ) играют важную роль в обеспечении энергетической безопасности и независимости России. ПХГ – сложный комплекс функционально связанных систем наземного и подземного оборудования.

Совхозное ПХГ расположено в 100 км на север от г. Оренбурга. Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, пересеченную оврагами. Климат района резко континентальный, температура колеблется от +35 °С летом до –45 °С зимой. Глубина промерзания грунта составляет 1,2–1,6 м. Совхозное ПХГ призвано обеспечить надежное газоснабжение промышленно-развитых регионов Урала и Поволжья.

В геологическом разрезе надсолевых (надкунгурских) отложений Совхозного ПХГ (толщина – 300–400 м) принимают участие следующие литолого-стратиграфические комплексы [1]:

- четвертичные отложения (толщина – 22–30 м), представлены суглинками и глинами;
- плиоценовые отложения (толщина – 40–110 м), представлены преимущественно глинами с линзами и невыдержанными прослоями песка, иногда слабо сцементированного песчаника;
- миоценовые отложения (средняя толщина – 22–34 м), представлены преимущественно алеврито-песчаными породами, в которых развиты пласты бурого угля толщиной до 6,3 м;
- олигоценые отложения (толщина – до 30 м), сложены глинами и песками, в которых содержатся пласты бурого угля толщиной 0,3–2,5 м;
- верхнемеловые отложения (толщина – до 25 м), представлены пясчистым мелом, мергелем, глиной, песком;
- среднеюрские отложения (толщина – 150 м и более), сложены иловатыми, углистыми глинами с прослоями песчаных пород.

Покрышкой ПХГ служит ангидрито-доломитовая пачка и вышележащие ангидрито-соляные отложения кунгурского яруса нижней перми (толщина – более 1500 м), образующие соляной купол.

Совхозное ПХГ приурочено к рифовому поднятию пористых, кавернозных, трещиноватых известняков сакмарского и артинского ярусов нижней перми, состоящему из двух куполов: северного и юго-восточного. Высота поднятия в пределах разбуренной площади достигает 700 м. Размеры по изогипсе –1700 м составляют 2,9×8 км. Основной частью газохранилища является северный купол, осложненный двумя вершинами. Размеры купола по изогипсе –1600 м составляют 2,5×1,2 км. Юго-восточный купол имеет овальную форму, ориентирован в северо-западном направлении. Размеры по замкнутой изогипсе –1600 м составляют 0,85×0,68 км. Пористость для газонасыщенной части разреза – в среднем 3,4 %, коэффициент газонасыщенности – 0,8.

На рис. 1 приведено распределение содержания коллекторов (коэффициент песчаности) по линии скв. 6–61.

По своему положению относительно газовой залежи пластовые воды являются подошвенными. Газовая залежь подстилается оторочкой тяжелой окисленной и малоподвижной нефти, что может быть препятствием на пути продвижения пластовых вод. Принятое положение газонефтяного контакта (ГНК) для основной залежи

Ключевые слова:

Совхозное ПХГ, запасы газа, пластовое давление, отбор и закачка газа, гидраты, меркаптаны, техногенез, реконструкция.

Keywords:

Sovkhoznoye UGS, gas reserves, seam pressure, gas extraction and flooding, hydrates, mercaptans, technogenesis, reconstruction.

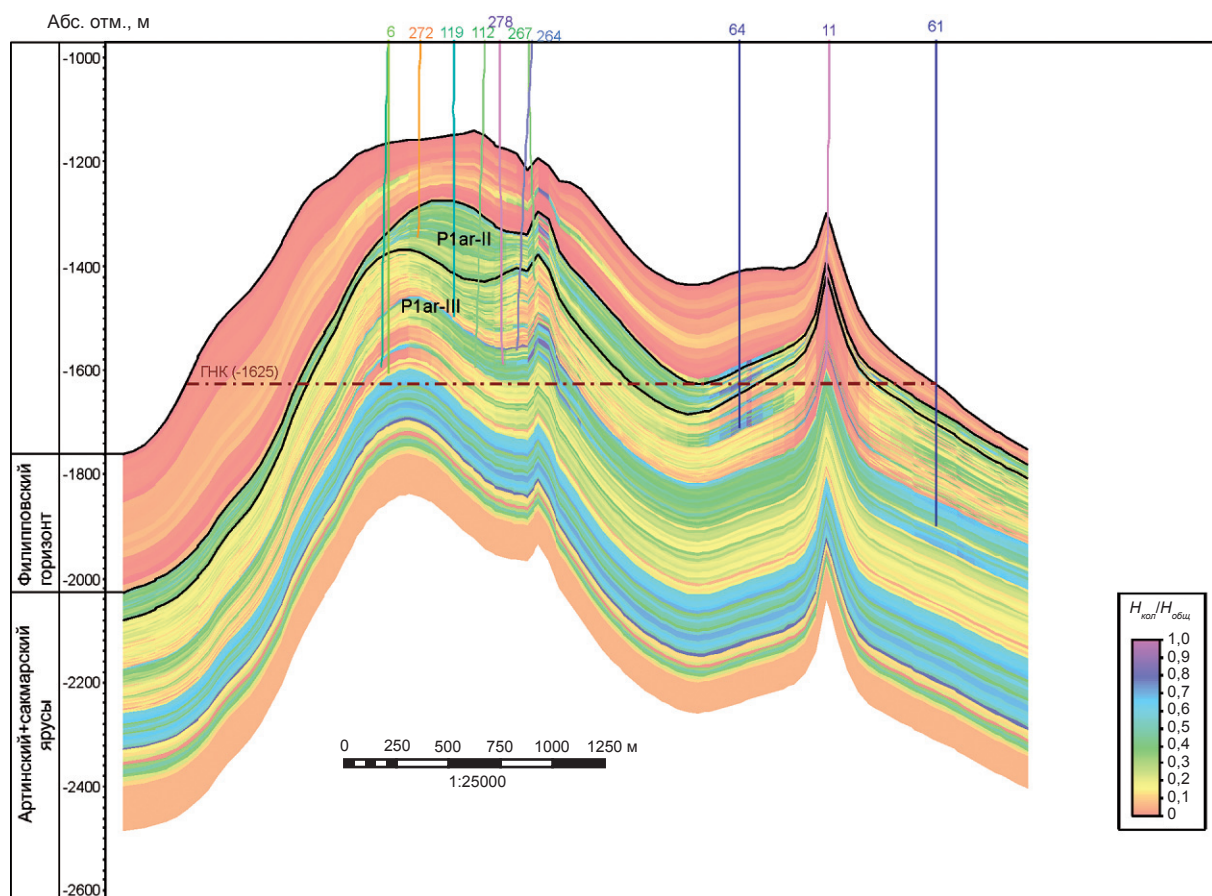


Рис. 1. Распределение содержания коллекторов (коэффициент песчаности, $H_{кол}/H_{общ}$) по линии скв. 6–61

на абсолютной отметке -1625 м и для юго-восточного купола на отметке -1610 м в определенной степени условно. Регулярно проводятся исследования химического состава попутных вод, добываемых при отборе газа. Все представленные на анализ пробы воды являются техногенными. Признаков пластовых водоявлений не выявлено.

Всего в надпродуктивном разрезе Совхозного ПХГ развито четыре гидрогеологических подразделения: плиоцен-четвертичный, олигоцен-миоценовый, юрско-меловой водоносные комплексы и водоносный горизонт кепрока кунгурского яруса. Фоновые гидрохимические характеристики подземных вод Совхозного ПХГ приведены в табл. 1.

Совхозная площадь введена в глубокое поисково-разведочное бурение в 1960 г. Впервые в Оренбургском Приуралье из скв. 56 в апреле 1962 г. был получен газ с конденсатом. Данные бурения легли в основу подсчета запасов газа и конденсата, выполненного в 1964 г. На базе утвержденных запасов газа в 1964–1965 гг. был составлен проект

опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) Совхозного газоконденсатного месторождения на объем годовой добычи 350 млн m^3 газа.

Опытно-промышленная эксплуатация месторождения началась в октябре 1968 г., а в мае 1974 г. была завершена его разработка. На конец разработки месторождения фонд эксплуатационных скважин включал 13 ед. Конструкция скважин: направление $\varnothing 426$ мм длиной 5–10 м; кондуктор (чаще всего) $\varnothing 324$ мм – до глубины 315–370 м; эксплуатационная колонна $\varnothing 146$ мм – 4 скв., $\varnothing 168$ мм – 5 скв., $\varnothing 219$ мм – 3 скв., $\varnothing 245$ мм – 1 скв.; насосно-компрессорные трубы (НКТ) $\varnothing 73$ мм – 10 скв., $\varnothing 89$ мм – 2 скв., $\varnothing 114$ мм – 1 скв. Эксплуатация скважин осуществлялась по затрубному пространству, а по НКТ подавался метанол с целью предотвращения образования гидратных пробок. За весь период разработки было отобрано 10355 млн m^3 газа и 356,4 тыс. т конденсата. Пластовое давление на конец разработки месторождения составило 37 кгс/см 2 .

Постановлением Совета Министров СССР от 25.02.1974 г. № 131 «О мерах по ускорению

создания подземных хранилищ природного газа в стране» было принято решение о переводе Совхозного газоконденсатного месторождения в ПХГ.

В 1972 г. был разработан *Технологический проект создания и эксплуатации подземного хранилища газа на базе истощенного газоконденсатного месторождения Совхозное* (ВНИИГАЗ), в котором были рассмотрены варианты эксплуатации хранилища с активным объемом 2,7 (рекомендованный вариант) и 3,7 млрд м³ газа. По рекомендованному варианту число эксплуатационных скважин составило 36 ед., максимальное пластовое давление – 128 кгс/см², остальные проектные показатели отражены в табл. 2. Проектом была рекомендована следующая конструкция эксплуатационных скважин: направление \varnothing 426 мм – 10 м; кондуктор \varnothing 299 мм – 400 м; эксплуатационная колонна \varnothing 219 мм с установкой башмака

над кровлей газоносного пласта; ниже башмака эксплуатационной колонны – открытый ствол до 1600–1800 м; лифтовая колонна \varnothing 168 мм с пакером (устанавливается на 15–20 м выше башмака эксплуатационной колонны); ниже пакера, не доходя до забоя 15–20 м, спускается хвостовик \varnothing 146 мм.

В 1974 г. был разработан *Технологический проект строительства Совхозного ПХГ* (ВНИИГАЗ), утвержденный Министерством газовой промышленности 09.10.1974 г. Предполагалось, что к 1980 г. хранилище будет иметь активный объем газа 3,4 млрд м³, к 1985 г. – 5,4 млрд м³.

С 10 по 25 июня 1974 г. проводилась пробная закачка газа в ПХГ бескомпрессорным способом в объеме 20 млн м³. Определена общая приемистость пласта при закачке газа в 10 эксплуатационных скважин. При пластовом давлении 37 кгс/см² и давлении в магистральном

Таблица 1

Фоновые гидрохимические характеристики подземных вод Совхозного ПХГ

Водоносное подразделение	Глубина залегания, м	Гидродинамическая зона	Минерализация, г/л	Плотность, г/см ³
Плиоцен-четвертичный водоносный комплекс	0–120	Активный водообмен	0,2–3,0	1,000–1,002
Олигоцен-миоценовый водоносный комплекс	50–170	Активный водообмен	1–3	1,000–1,002
			3–5	1,003
Юрско-меловой водоносный комплекс (верхняя часть)	100–250	Активный водообмен	1–5	1,000–1,0003
			5–170	1,0003–1,15
Юрско-меловой водоносный комплекс (нижняя часть)	180–380	Активный водообмен	5–210	1,003–1,16
Водоносный горизонт кепрока кунгурского яруса	250–450	Затрудненный водообмен	270–310	1,178–1,198
Пластовые воды подсолевого этажа	1500–3500	Весьма затрудненный водообмен	240–280	1,16–1,18

Таблица 2

Проектные технологические показатели ПХГ, определенные Технологическим проектом создания и эксплуатации подземного хранилища газа на базе истощенного газоконденсатного месторождения Совхозное (1972 г.)

Показатель	Проектное значение
Общий объем газа в пласте, млрд м ³	7,1
Активный объем газа, млрд м ³	2,7
Пластовое давление, кгс/см ² :	
• максимальное	128
• минимальное	84
Максимальный суточный отбор газа, млн м ³ /сут	31,4
Среднесуточный расход при закачке газа, млн м ³ /сут	16,9
Количество эксплуатационных скважин, ед.	36
Число дней закачки/отбора газа, сут	160/190
Мощность КС, тыс. л.с.	31

газопроводе от 40 до 50 кгс/см² приемистость пласта составила 3,9–6,5 млн м³/сут. Стабильная закачка газа началась с июля 1974 г. и продолжалась по август 1975 г. За это время в хранилище было закачено 643,9 млн м³ газа, пластовое давление возросло до 51,3 кгс/см². Кратковременные отборы газа проводились в январе, августе и сентябре 1975 г. в суммарном объеме 103 млн м³. В середине июня 1976 г. на ПХГ были подключены два газоперекачивающих агрегата «Солар». Всего бескомпрессорным способом в ПХГ было закачено 1100 млн м³ и отобрано 132 млн м³ газа. С июля 1976 г. на ПХГ закачка осуществлялась компрессорным способом.

В 1977 г. завершились строительство и ввод в эксплуатацию 3-й технологической линии блока входных ниток (БВН) с наибольшим количеством подключенных скважин, начался монтаж 1-й и 2-й технологических линий БВН, а также строительство компрессорного цеха № 1. В 1982 г. были построены и сданы в эксплуатацию компрессорный цех № 1 с шестью агрегатами МК-8, площадка первой ступени очистки газа, установка осушки газа, очистные сооружения. Однако строительство новых объектов велось с отставанием, поэтому активный объем газа в хранилище был ограничен до 2 млрд м³. Общий объем газа в пласте на конец 1983 г. составлял 2,4 млрд м³ (в том числе активного – 1,4 млрд м³).

В 1984 г. ВНИИГАЗом была разработана *Технологическая схема расширения Совхозного ПХГ*, основные положения которой были утверждены решением ЦКР Министерства газовой промышленности (протокол от 24.08.1984 г. № 24/84). В данной технологической схеме предусматривались несколько этапов расширения хранилища (табл. 3): активный объем

газа: I этап – 3,4 млрд м³ (до 1985 г.); II этап – 6,2 млрд м³ (до 1990 г.); III этап – 8,3 млрд м³ (перспектива).

Для проектных эксплуатационных скважин рекомендовалась следующая конструкция: направление \varnothing 426 мм – 6–30 м; кондуктор \varnothing 299 мм – до глубины 700 м; эксплуатационная колонна сборная – до глубины 1400–1600 м; лифтовая колонна сборная – до забоя с установкой башмака на 20–30 м выше забоя. Необходимость установки сборной конструкции эксплуатационной колонны была вызвана отсутствием серийно выпускаемых пакеров для эксплуатационной колонны \varnothing 219 мм на рабочее давление 235 кгс/см².

В 1985 г. на ПХГ был сдан в эксплуатацию компрессорный цех № 2А, в 1987 г. – компрессорный цех № 2Б. В каждом цехе были установлены по 7 поршневых газоперекачивающих агрегатов МК-8, на части скважин – пакеры. Работа хранилища в 1987–1988 гг. показала эффективность этого решения в плане предотвращения нарушения герметичности скважин, поэтому все эксплуатационные сква-



Промплощадка Совхозного ПХГ

Таблица 3

Проектные технологические показатели хранилища, определенные Технологической схемой расширения Совхозного ПХГ (1984 г.)

Показатель	Проектное значение		
	этап		
	I	II	III
Общий объем газа в пласте, млрд м ³	6,4	9,2	11,3
Активный объем газа, млрд м ³	3,4	6,2	8,3
Максимальное пластовое давление, кгс/см ²	128	182	235
Максимальная производительность на отбор, млн м ³ /сут	29	62	70
Количество эксплуатационных скважин, ед.	65	130	130

жины планировалось перевести на пакерную схему эксплуатации.

В 1987 г. работы по дальнейшему расширению Совхозного ПХГ решением Мингазпрома СССР были законсервированы до 1990 г. в связи с неудовлетворительным освоением генподрядчиком капитальных вложений.

На конец 1988 г. общий объем газа в пласте составлял 4,7 млрд м³, количество эксплуатационных скважин – 64 ед., общий фонд скважин – 71 ед.

В 1988 г. были разработаны *Коррективы к технологической схеме расширения Совхозного ПХГ* (ВНИИГАЗ), предусматривающие достижение общего объема газа в хранилище до 9,9 млрд м³ и увеличение активной емкости ПХГ до 7 млрд м³ (табл. 4). В конструкции проектных эксплуатационных скважин было предложено применение эксплуатационной колонны Ø 168 мм, НКТ Ø 114 мм. Все скважины должны быть оборудованы пакерами.

В комплекс наземных сооружений ПХГ входили: компрессорный цех № 1 (6 агрегатов МК-8/(25-43)-56) с проектной максимальной производительностью 17 млн м³/сут; компрессорные цеха № 2А и 2Б (каждый с 7 агрегатами МК-8/(45-50)-(125-150)) с проектной максимальной производительностью каждого цеха 8,4 млн м³/сут; компрессорный цех агрегатов «Солар» (2 агрегата с нагнетателями С 3044-30 и 5 агрегатов с нагнетателями С 1688-564) с проектной производительностью до 6 млн м³/сут.

В связи с распадом СССР и увеличением поставок среднеазиатского газа запроектированные работы были отложены.

Особое место в эксплуатации ПХГ отводится периоду 1996–2002 гг., который характеризовался проявлением техногенеза [2]. С начала эксплуатации ПХГ стали проявляться признаки техногенной загазованности коллекторов надпродуктивной толщи (грифоны вокруг

устьев эксплуатационных скважин, межколонные давления и т.д.). В 1988 г. были пробурены первые контрольные скважины и началось создание сети наблюдательных скважин.

Первое водогазопроявление возникло в 1993 г. на водяной скв. 20в, расположенной около эксплуатационной скв. 2т. Для осуществления разгрузки техногенного газа скважину обвязали запорной арматурой, сепаратором и продувочной линией. В том же году произошел подъем уровня воды на 1–3 м в контрольных и водяных скважинах. В 1994 г. появилось избыточное давление на скважинах ликвидированного фонда 42, 43, 44. Активизация техногенных газопроявлений произошла в 1996 г. Признаки техногенеза стали проявляться за пределами земельного отвода хранилища. Специалистами ПХГ была проделана колоссальная работа по ликвидации проявлений техногенеза, а именно:

- выполнена оценка технического состояния всего фонда эксплуатационных скважин;
- проведены геофизические исследования всех скважин эксплуатационного фонда, гидрогеологические и геохимические исследования контрольно-наблюдательных и водяных скважин, газогеохимическая и биолокационная съемка;
- осуществлены глушение скважин, отнесенных к категории потенциальных источников техногенеза, и проведение на них ремонтных работ;
- произведены бурение и обустройство контрольно-разгрузочных скважин с последующей разгрузкой техногенного газа;
- проведен промысловый контроль уровня подземных вод, межколонных давлений и газопроявлений в шахтах скважин.

В результате выполненных работ в 2002 г. основные источники техногенеза были ликвидированы, нормализовалась экологическая

Таблица 4

Проектные технологические показатели хранилища, предложенные в *Коррективах к технологической схеме расширения Совхозного ПХГ* (1988 г.)

Показатель	Проектное значение
Общий объем газа в пласте, млрд м ³	9,9
Активный объем газа, млрд м ³	7,0
Максимальное пластовое давление в зоне расположения скважин, кгс/см ²	169
Максимальная производительность на отбор, млн м ³ /сут	100
Средняя производительность на закачку, млн м ³ /сут	50
Количество эксплуатационных скважин, ед.	140

ситуация. Была отработана технология поиска скважин – источников вторичных скоплений газа, причин и механизмов техногенеза. В настоящее время создана обширная сеть скважин наблюдательного фонда, позволяющая держать ситуацию под контролем. Знание геологических аспектов процесса формирования и миграции техногенного газа в надсолевой толще дает возможность более целенаправленно планировать поиск источников техногенеза.

В первые годы работы ПХГ одной из проблем являлось создание безгидратного режима эксплуатации в условиях пиковых отборов. В это время эксплуатация оборудования старой промплощадки осуществлялась при таких ограничивающих факторах, как разрешенное рабочее давление сетчатых сепараторов установки осушки газа и отсутствие регулируемых штуцеров на БВН. Специалистами Совхозного ПХГ был предложен способ ингибирования скважин в летний период. Применение данной технологии с 1995 г. позволило сократить количество гидратов за сезон отбора газа в 60 раз.

Отбираемый из Совхозного ПХГ газ характеризуется повышенным содержанием примесей меркаптановой серы [3]. Это обусловлено закачкой в хранилище некондиционного природного газа с высоким содержанием меркаптанов с Оренбургского газоперерабатывающего

завода в первые годы работы ПХГ и закачкой в скв. 4, 6, 7, 58 на хранение конденсата, содержание меркаптанов в котором в 350 раз превышало нормативный показатель. Необходимо было в короткий срок разработать методы ускоренной очистки пласта от примесей меркаптановой серы (RSH) и предложить способы доведения концентрации RSH до нормативных показателей. Специалистами Совхозного ПХГ и авторского надзора ВНИИГАЗа был предложен способ селективной закачки и отбора газа, который заключался в выявлении скважин с высоким содержанием меркаптанов в продукции и контроле работы этих скважин. В сезон отбора газа такие скважины находились в эксплуатации дольше, чем остальные, а в сезон закачки – наоборот. Это позволило в сезон отбора газа отбирать значительное количество меркаптанов, а в сезон закачки газа не оттеснять конденсат на значительные расстояния от призабойной зоны. За счет селективной по площади закачки/отбора газа среднее содержание меркаптанов в газе стабильно снижается (рис. 2).

Эксплуатация Совхозного ПХГ позволила нарастить запасы газа в пласте. Общий объем газа в пласте на конец 1991 г. составлял 6,9 млрд м³; 1995 г. – 8,2 млрд м³; 2000 г. – 8,7 млрд м³; 2006 г. – 9,1 млрд м³. На конец 2006 г. фонд скважин достиг 151 ед., из них эксплуатационных скважин – 92 ед.

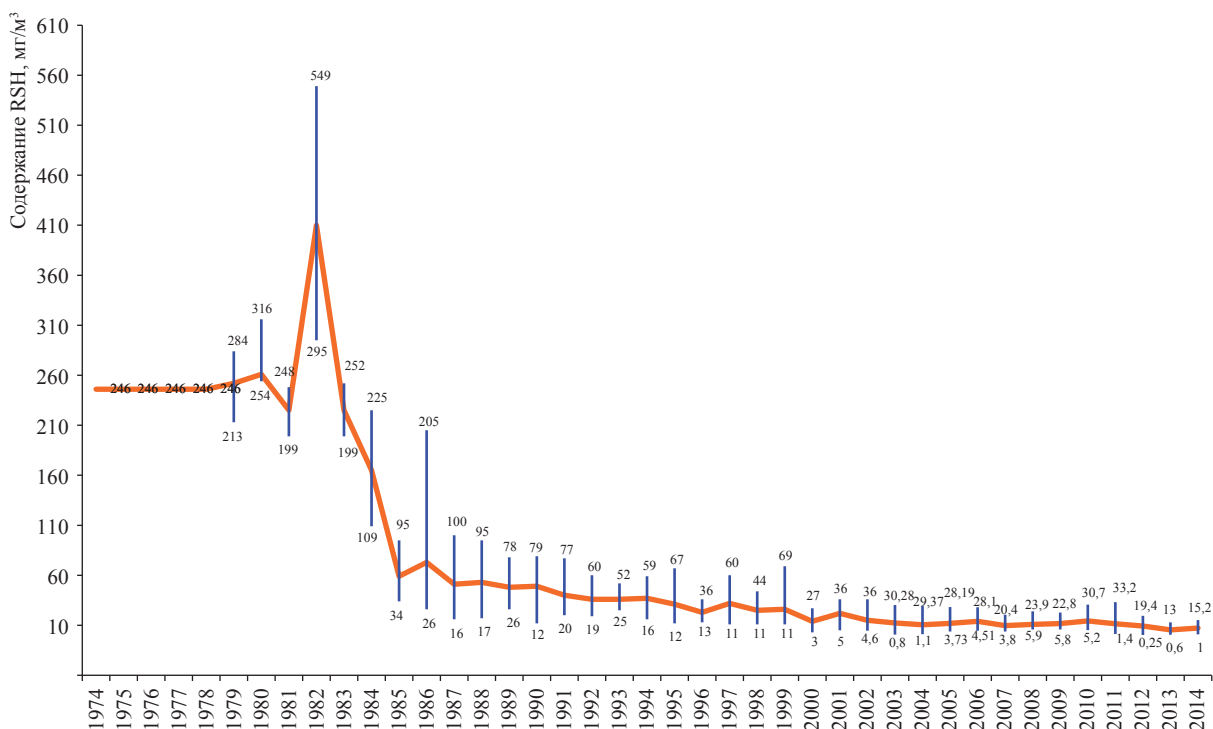


Рис. 2. Содержание меркаптановой серы в газе



Площадка реконструкции Совхозного ПХГ

В 2007 г. ВНИИГАЗом разработаны *Коррективы основных технологических показателей для расширения Совхозного ПХГ по результатам систематического авторского*

надзора, предусматривающие достижение общего объема газа в хранилище 9,9 млрд м³ и активного объема газа 7 млрд м³, максимальной суточной производительности на отбор 70 млн м³/сут (табл. 5). Предполагалось пробурить 18 эксплуатационных скважин в основной части залежи с НКТ Ø 168 мм, в том числе 8 наклонно направленных скважин – под площадку.

В настоящее время Совхозное ПХГ находится на стадии реконструкции, ведется процесс замены морально и физически изношенного оборудования в соответствии с *Коррективами* (2007 г.). Основные показатели эксплуатации Совхозного ПХГ с 1974 г. приведены на рис. 3.

Таблица 5

Проектные технологические показатели хранилища, предложенные в *Коррективах основных технологических показателей для расширения Совхозного ПХГ по результатам систематического авторского надзора (2007 г.)*

Показатель	Проектное значение
Общий объем газа в пласте, млрд м ³	9,9
Активный объем газа, млрд м ³	7,0
Максимальное пластовое давление в зоне расположения скважин, кгс/см ²	154
Максимальная производительность на отбор, млн м ³ /сут	70
Средняя производительность на закачку, млн м ³ /сут	50
Количество эксплуатационных скважин, ед.	110

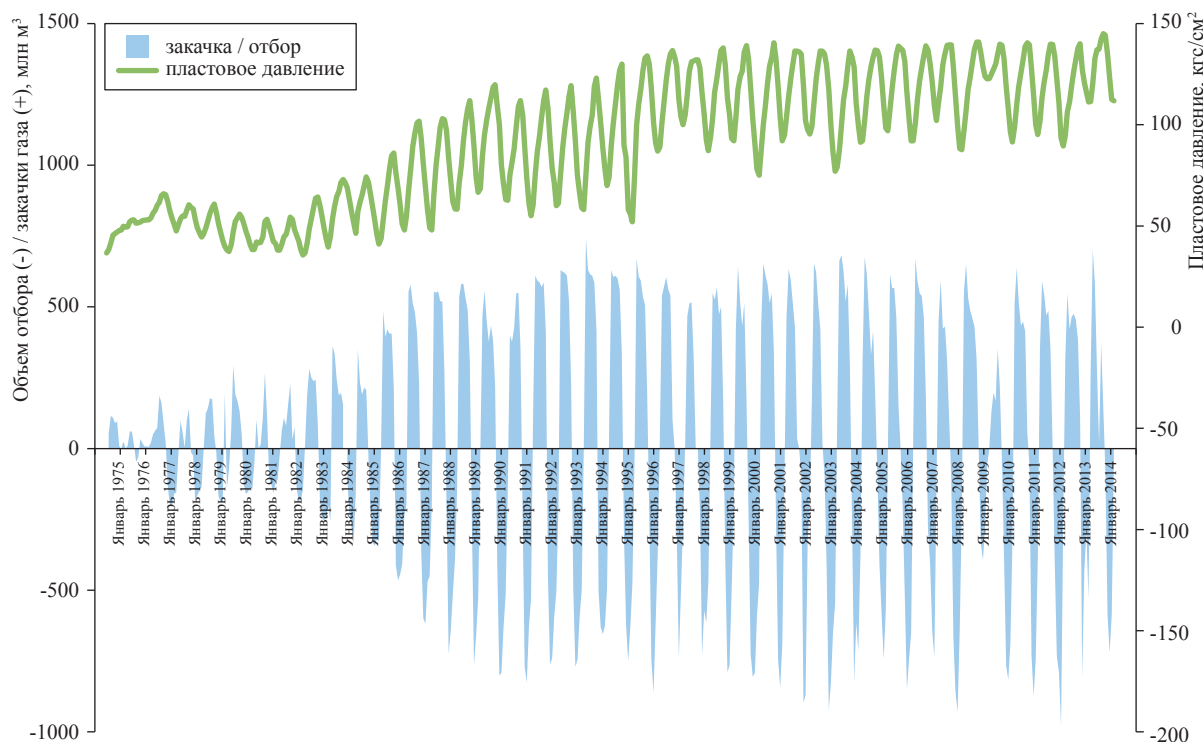


Рис. 3. Основные показатели эксплуатации Совхозного ПХГ

Ежегодно проводимые геолого-технические мероприятия по закачке раствора КМЦ в затрубное пространство, ингибирование скважин в летний период закачки газа, соляно-кислотные обработки призабойной зоны позволяют обеспечивать Совхозному ПХГ достижение проектных показателей, выполнение планов закачки/отбора газа, требований промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Список литературы

1. Егурцов Н.А. Опыт выявления источников образования техногенной залежи на основе анализа результатов текущего промышленного контроля в процессе эксплуатации ПХГ / Н.А. Егурцов, В.Н. Аулова, Ю.Н. Попов и др. // 50 лет ВНИИГАЗу – 40 лет ПХГ: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 271–282.
2. Зубарев А.П. Опыт поиска и ликвидации источников техногенезиса на ПХГ / А.П. Зубарев, О.С. Мальцев, Ю.В. Глаголев и др. // Газовая промышленность. – 2012. – Спецвыпуск № 3. – С. 43–45.
3. Егурцов Н.А. Оценка пластовых запасов и особенности вымывания загрязненного меркаптанами газа в условиях ПХГ / Н.А. Егурцов // 50 лет ВНИИГАЗу – 40 лет ПХГ: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 202–209.

УДК 622.279; 622.691.24

В.Л. Бондарев, А.В. Чугунов, М.А. Саркисова, Е.В. Бондарев

Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Газ крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) Восточной Сибири (Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Собино-Пайгинское и др.), Республики Саха (Якутия) (Чаяндинское) и десятков менее крупных месторождений отличается высоким содержанием этана, пропана, бутана, других углеводородов, а также гелия.

В соответствии с энергетической стратегией России начинать полномасштабную разработку этих месторождений допустимо только при условии полного извлечения гелия и других ценных компонентов [1].

В Восточной Сибири будет сформировано три региональных центра газодобычи в соответствии с размещением крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений:

- Якутский на базе Чаяндинского месторождения с перспективой освоения соседних месторождений – Среднеботуобинского, Тас-Юряхского, Верхневиллючанского и др.;
- Иркутский на базе Ковыктинского месторождения с освоением Чиканского месторождения и месторождений севера Иркутской области;
- Красноярский на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений с перспективой освоения Оморинского, Куюмбинского, Агалеевского и других месторождений (рис. 1).

В природном газе Чаяндинского и Ковыктинского НГКМ содержатся около 70 % запасов гелия России, которые составляют многие млрд м³ [2].

Высокое содержание гелия в природном газе месторождений Восточной Сибири (от 0,24 до 0,6 %) обуславливает необходимость его извлечения, а низкие объемы его потребления как отечественной, так и мировой промышленностью – необходимость его длительного хранения (десятки лет).

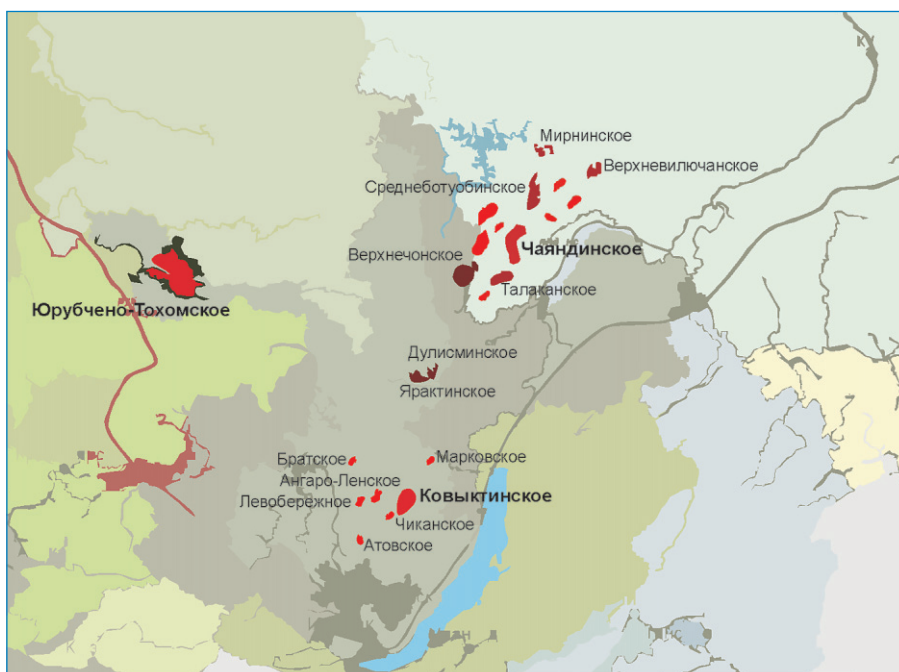


Рис. 1. Группы газогелиеносных месторождений Восточной Сибири

Ключевые слова:
гелий,
гелиевый
концентрат,
подземное
хранилище,
хранение гелиевого
концентрата,
Восточная Сибирь,
Дальний Восток,
месторождение,
герметичность,
соляная каверна,
скважина.

Keywords:
helium,
helium concentrate,
underground gas
storage,
helium concentrate
storage,
Eastern Siberia,
Far East,
natural gas field,
gastightness,
salt cavern,
well.

Длительное хранение гелия в больших объемах возможно при создании подземных хранилищ гелиевого концентрата (ГК) или природного газа, обогащенного гелием (ПГОГ), в различных геологических структурах:

- соляных кавернах;
- изолированных залежах истощенных газовых месторождений;
- блоках (участках, пластах) крупного разрабатываемого месторождения путем возврата ПГОГ в разрабатываемый блок.

Для обеспечения комплексной переработки углеводородного сырья планируется строительство новых газоперерабатывающих (ГПК) и газохимических (ГХК) комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. При этом их местоположение определяющим образом влияет на выбор объекта для хранения ГК или ПГОГ.

В настоящее время в России действует Оренбургское гелиехранилище небольшого объема в соляных кавернах, обеспечивающее оперативное хранение ГК, добываемого из Оренбургского месторождения [3].

По сравнению с организацией хранения ГК в соляных кавернах создание хранилища ПГОГ в гелийсодержащем месторождении можно осуществить в более сжатые сроки с существенно меньшими капитальными затратами. Наличие гелия в месторождениях и сам факт их существования свидетельствуют о возможности длительного хранения ГК. Для хранилища гелиевого концентрата подойдут объекты даже с невысокой суточной производительностью скважин. Период закачки определяется сроками разработки содержащих гелий месторождений, т.е. не менее 30 лет. Вопрос отбора ПГОГ, разбавленного остаточным природным газом, будет решаться позже. Однако период отбора, вероятно, будет не менее продолжительным, чем его закачка. Таким образом, потенциальная высокая производительность скважин как на закачку, так и на отбор, при хранении ПГОГ не является определяющим фактором при выборе объекта.

Для временного хранения ПГОГ можно использовать его обратную закачку в крупное разрабатываемое месторождение. Этот способ позволяет приступить к разработке месторождения, сразу используя отдельные его пласты, участки или блоки для хранения ПГОГ. Недостатком создания такого типа хранилища являются возможные потери, связанные с негерметичностью фонда скважин на месторож-

дении, необходимостью многократно закачивать и извлекать при отборе ПГОГ.

Для хранения ПГОГ хорошо подходят средние по запасам залежи месторождений, которых всегда больше, чем крупных. Поэтому имеется возможность выбрать объект, расположенный ближе к ГХК, освободив место для ПГОГ, путем первоочередной разработки этой залежи.

При выборе объектов для хранения ПГОГ необходимо соблюдать требования, предъявляемые при строительстве подземных хранилищ газа в пористых средах, но существуют и специфические требования. Геологическая и техническая группа требований, предъявляемых к объектам хранения гелия, определяется в первую очередь тем, что гелий обладает высокой проникающей способностью. Благоприятным фактором при создании хранилищ ПГОГ является наличие вышележащего резервуара, содержащего природный газ. При создании хранилища в нижнем объекте, даже при утечках гелия из объекта хранения, он попадет в вышележащую газовую залежь и может быть впоследствии извлечен. Высокие требования предъявляются к герметичности скважин на хранилище. При использовании средних по запасам газа залежей месторождений имеется возможность повысить герметичность объекта хранения путем использования специальных герметичных скважин. При закачке ПГОГ в продуктивные пласты, содержащие остаточный газ, концентрация гелия снижается. Однако если при использовании крупной залежи месторождения концентрация гелия в газе увеличится оценочно до 5–10 %, то при использовании средних по запасам газа месторождений возможно доведение концентрации гелия в таком хранилище до 20 %.

При отборе ПГОГ из хранилища, созданного на базе средней по запасам газовой залежи месторождения, коэффициент извлечения может быть достаточно высок. Для дополнительного извлечения оставшегося ПГОГ возможно использование вторичных методов извлечения остатков ПГОГ, таких как закачка азота. Однако для организации подобных подземных хранилищ ПГОГ необходимо проведение специальных исследовательских работ. Это связано с тем, что при хранении природного газа следует учитывать лишь фильтрационные процессы, проходящие в пласте, а при организации хранения ПГОГ – и диффузионные процессы, которые при хранении природного газа не-

лики, и их обычно не учитывают. Объекты для хранения ГК или ПГОГ желателно располагать в районе предполагаемого строительства газоперерабатывающего завода.

При организации оперативных хранилищ ГК наиболее целесообразно использование соляных каверн. Территория Восточной Сибири находится в зоне распространения Восточно-Сибирского соленосного бассейна, в пределах которого выделяется соленосная формация кембрийско-вендского возраста, представленная чередованием пачек каменной соли и пластов, сложенных несолевыми, в основном карбонатными породами. Исследования, проведенные ООО «Подземгазпром», позволили выделить участки, пригодные для хранения ГК в соляных отложениях (таблица):

- Ангарский;
- Богучанский;
- Чаяндинский.

Хранение ПГОГ, извлеченного из природного газа Ковыктинского, Чиканского и других месторождений Иркутской области, возможно путем его возврата в их продуктивные коллекторы. Для длительного хранения ПГОГ пригодны малое по запасам Атовское или подобные ему месторождения.

Хранение ПГОГ, извлеченного из природного газа Собинско-Пайгинского, Юрубчено-Тохомского и соседних месторождений Красноярского края, осуществимо с помощью его возврата в продуктивные коллекторы Собинского месторождения. Для длительного хранения ПГОГ возможно создание хранилища на разведываемых Абаканском, Имбинском, Берямбинском и Агалеевском месторождениях.

В Чаяндинском центре газодобычи рассмотрены возможности создания временных хранилищ путем возврата ПГОГ в хамакинский горизонт на юге Чаяндинского месторождения и долговременных хранилищ ПГОГ на базе отдельных газовых залежей средних по запасам

газа залежей Отрадинского и Тас-Юряхского месторождений.

Мировой и отечественный опыт создания подземных хранилищ природного газа и гелиевого концентрата свидетельствует о необходимости поэтапного ведения работ.

В рамках разработки стратегии создания мощностей подземного хранения гелиевого концентрата в Восточной Сибири в первую очередь необходимо выполнить комплекс научно-исследовательских работ по разработке технологии подземного хранения ГК в истощенных месторождениях с учетом горно-геологических условий конкретных месторождений. Рассмотрение только одной из возможностей хранения ГК может привести к необоснованному удорожанию проекта и существенным безвозвратным потерям гелия. Разработка проектной документации для создания мощностей подземного хранения гелия должна стать лишь следующим этапом работ.

Критериями выбора конкретных объектов для хранения гелия являются обеспечение надежности его длительного хранения и сжатые сроки создания объектов при минимизации капитальных затрат в организацию хранилищ.

Алгоритм выбора подходящего объекта для создания хранилища газа, содержащего гелий (ГК, ПГОГ), состоит в следующем:

- оценивается требуемый общий объем газа, содержащего гелий, подлежащий закачке в хранилище, исходя из объемов добываемого газа, концентрации гелия в газе для закачки, ожидаемых объемов реализации гелия и его потерь при выделении из природного газа;
- рассчитывается требуемая максимальная суточная производительность газа, содержащего гелий, на закачку;
- оценивается время, необходимое для подготовки возможных объектов к принятию газа, содержащего гелий, включая разведку или доразведку потенциальных объектов, проектирование и строительство подземных хранилищ;

Месторождения и ареалы распространения каменной соли в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, перспективные для создания хранилищ ПГОГ и ГК

Регион	Месторождения, разведываемые и подготовленные к разработке	Ареал распространения каменной соли (участок)
Иркутская область	Чиканское, Ковыктинское, Атовское ГКМ	Ангарский
Республика Саха (Якутия)	Тас-Юряхское и Чаяндинское НГКМ, Отрадинское ГМ	Чаяндинский
Красноярский край	Имбинское и Абаканское ГКМ, Собинское НГКМ	Богучанский

- делается укрупненная оценка капитальных вложений в создание хранилищ различных типов (на базе газовых залежей месторождений и соляных каверн) на требуемый объем хранимого газа, содержащего гелий;

- в случае необходимости проведения дополнительных геолого-разведочных работ на потенциальных объектах для долговременного хранения газа, содержащего гелий, т.е. для уточнения свойств пласта-коллектора, продуктивных характеристик скважин, герметичности покрышки и др., принимается решение о создании временного хранилища путем возврата обогащенного гелием газа в газовую залежь разрабатываемого месторождения.

Оценочные расчеты по стоимости извлечения гелия мембранным способом показали, что затраты на его извлечение из природного газа большинства месторождений превышают стоимость гелия на мировых рынках даже без учета его длительного хранения. Длительное хранение природного газа, обогащенного гелием, обусловлено не целью получения прибыли от его реализации, а необходимостью выполнения лицензионного соглашения по разработке месторождения при минимизации капитальных затрат на строительство хранилища. Структура капитальных вложений отражена на рис. 2.

Капитальные вложения включают затраты на следующие виды работ:

- бурение скважин (в т.ч. расконсервация, восстановление);

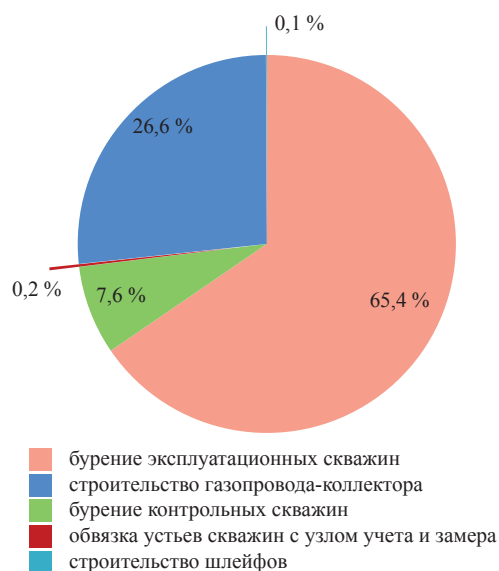
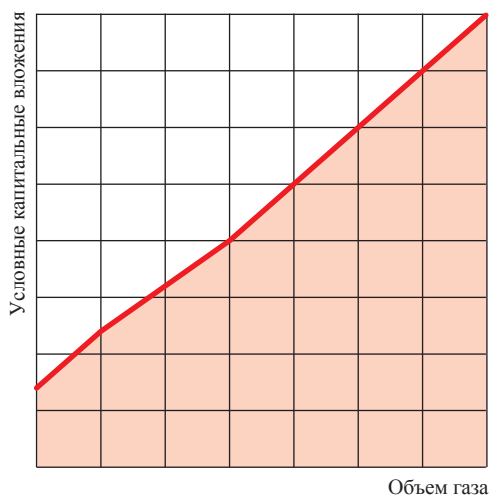


Рис. 2. Структура капитальных вложений в создание гелиехранилищ в газовой залежи (по видам работ)

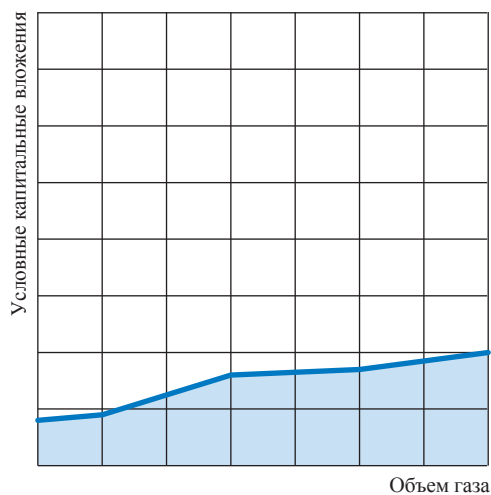
- строительство объектов обустройства, в том числе:

- обвязка устьев скважин с узлами учета и замера;
- шлейфы;
- газопровод-коллектор.

Преимущество создания хранилищ природного газа, обогащенного гелием, на базе газовых залежей месторождений состоит в низких удельных затратах на величину хранимого газа (рис. 3).



а



б

Рис. 3. Соотношение капитальных затрат в создание гелиехранилищ (а – в соляной каверне; б – в газовой залежи) и объема газа, содержащего гелий

Приведенный на рис. 3а график наглядно показывает, что хранение гелия в соляных кавернах требует значительного увеличения инвестиций. Однако использование соляных каверн в качестве гелиехранилищ позволяет хранить ГК с исходной концентрацией и отбирать его в полном объеме за 15–20 сут, что невозможно (и не требуется) для хранилищ, созданных на базе газовых залежей месторождений (рис. 3б).

Капитальные вложения в создание хранилищ в соляных кавернах напрямую зависят от объема хранимого газа. Поэтому когда речь идет о создании хранилища в несколько млрд м³ газа, экономическая целесообразность проектирования хранилищ на базе газовых залежей месторождений очевидна. Величина ка-

питальных вложений в хранилище, создаваемое на базе газовых залежей месторождений, практически не зависит от объема хранения газа, а зависит в основном от требуемой суточной производительности на его закачку и, следовательно, от числа скважин, обеспечивающих эту закачку.

По оценочным расчетам, инвестиции в создание подземного хранилища газа, обогащенного гелием, в газовых залежах месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока объемом 7–10 млрд м³ газа могут составить порядка 10 млрд руб.

В зависимости от функций, выполняемых хранилищем, определяется его экономическая эффективность, а следовательно, методика расчета этой эффективности.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030) (утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р).
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимук. – М.: Недра, 1981.
3. Хан С.А. Опыт подземного хранения газообразного гелиевого концентрата на Оренбургском гелиевом заводе / С.А. Хан, А.И. Игошин, М.К. Теплов и др. // Газовая промышленность. – Спецвыпуск «Подземное хранение газа». – 2012. – № 684. – С. 28–31.

УДК 69 + 622.691.24(083.74)

А.М. Лихушин, В.И. Киршин

Проектирование высокогерметичных подземных хранилищ газа для хранения гелия или гелиевого концентрата

Ключевые слова:

герметичность скважины, гидрозатвор, тампонажный раствор, пакер, заканчивание скважины.

Keywords:

well impermeability, hydrolock, grouting mortar, packer, well completion.

Герметичность подземных хранилищ газа (особенно высокопроницающего, каковым является гелий) в первую очередь определяется герметичностью скважин, используемых для закачки и перспективного отбора.

В настоящее время проблема обеспечения герметичности скважин остается нерешенной во многом из-за несовершенства технологии крепления и качества тампонажных материалов, в том числе [1]:

- из-за неполного вытеснения тампонажного раствора буровым, что приводит к образованию вертикальных наполненных буровым раствором каналов и создает гидродинамические условия для миграции пластового флюида из продуктивного пласта к другим пластам-коллекторам или/и к устью;
- падения давления тампонажного раствора в процессе его гидратации, что приводит к снижению гидростатического давления (депрессии) на пласт, в результате чего возможна миграция флюида по межколонному пространству. При этом использование наружного заколонного пакера проблему не решает, более того, отсечение столба жидкости пакером способствует немедленному вторжению в ствол скважины флюида из пласта;
- водоотделения из-за большого содержания воды в тампонажном растворе, которое способствует образованию миграционных флюидопроводящих каналов, даже если при затворении тампонажного раствора использовался пластификатор;
- контракции с усадкой цементного камня при его твердении с образованием областей декомпрессии, сопровождающейся разрушением фильтрационной корки, взаимодействием тампонажного и невытесненного бурового растворов (это касается и расширяющихся цементов, хотя и в меньшей степени);
- опрессовок обсадной колонны (после ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ)), которые снижают степень контакта цементного камня с колонной, по данным акустической цементометрии, на 20–25 %;
- разбуривания цементного стакана и оснастки обсадной колонны роторным способом, что способствует образованию миграционных каналов из-за механического воздействия на колонну и цементное кольцо;
- наличия знакопеременных нагрузок при эксплуатации скважин (особенно скважин ПХГ), ухудшающих состояние цементного камня за колонной.

В многолетней мировой практике бурения скважин разработано множество технологий, направленных на повышение качества разобщения пластов, включающих: применение специальных расширяющихся тампонажных составов и составов с минимальными усадочными деформациями; уменьшение водоотдачи буровых и цементных растворов; снижение содержания свободной воды в тампонажном растворе; внедрение мероприятий по наиболее полному вытеснению бурового раствора цементным; улучшение реологии тампонажных растворов; сокращение сроков схватывания тампонажного раствора (с различными сроками схватывания); создание непроницаемых барьеров типа Gasblock; создание избыточного давления в затрубном пространстве в период ОЗЦ; установку герметизирующих пакеров; применение ступенчатого цементирования с разрывом во времени, в том числе с использованием муфт;

увеличение кольцевого зазора (толщины цементного кольца); уменьшение столба цементного раствора за колонной.

Несмотря на это, межпластовые перетоки и межколонные давления остаются наиболее распространенными и серьезными видами осложнений. Обширная отечественная и зарубежная практика строительства и эксплуатации газовых скважин показала, что добиться их гарантированной массовой герметичности, как правило, не удастся. Газовые месторождения разрабатываются большим количеством скважин, имеющих заколонные давления.

По мнению А.И. Булатова, несомненного авторитета в вопросах крепления скважин, межколонные газопроявления могут возникать даже при соблюдении всех выработанных практикой требований к тампонажным материалам и процессу цементирования [2]. Теория и практика заканчивания скважин свидетельствуют о том, что цементирование – не самый лучший способ разобщения пластов, а цемент – не самый лучший тампонирующий материал. Требуются новые подходы к обеспечению надежности и герметичности скважины как инженерного сооружения. В этой связи заслуживают внимания новые конструкции скважины и способ ее заканчивания с формированием гидрозатвора над продуктивным пластом. То есть кардинально решить проблему обеспечения герметичности газовых скважин можно, используя технологию формирования в скважине постоянно действующего на стадии заканчивания и эксплуатации гидрозатвора – гидравлического барьера над газосодержащим пластом-коллектором. Надежность действия принципа гидрозатвора в природе и технике уже доказана.

В 2010–2011 гг. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была успешно применена технология гидрозатвора при ремонте газовых скважин с целью ликвидации межколонных давлений (МКД) в двух скважинах Невского и Калужского ПХГ и пяти скважинах ПХГ «Бозой» Республики Казахстан [3, 4].

На основании этого можно рекомендовать альтернативный вариант конструкции скважины с использованием нового способа ее заканчивания с гидрозатвором.

Суть технологии заключается в следующем [5]. После углубления скважины до проектной глубины спускают эксплуатационную колонну, оснащенную двумя муфтами ступенчатого цементирования (МСЦ, или равнопро-

ходной пакер), установленными над продуктивным пластом в зоне непроницаемой кровли. Далее проводят селективное цементирование эксплуатационной колонны таким образом, чтобы объем между муфтами оставался свободным от тампонажного раствора, а отверстия нижней МСЦ оставались открытыми. Это обеспечивает постоянное давление столба жидкости, находящейся во внутриколонном пространстве, на нижнюю часть заколонного пространства, превышающее давление в продуктивном горизонте, что компенсирует снижение давления столба цементного раствора во время формирования структуры цементного камня.

Принципиальная схема реализации данного способа показана на рис. 1.

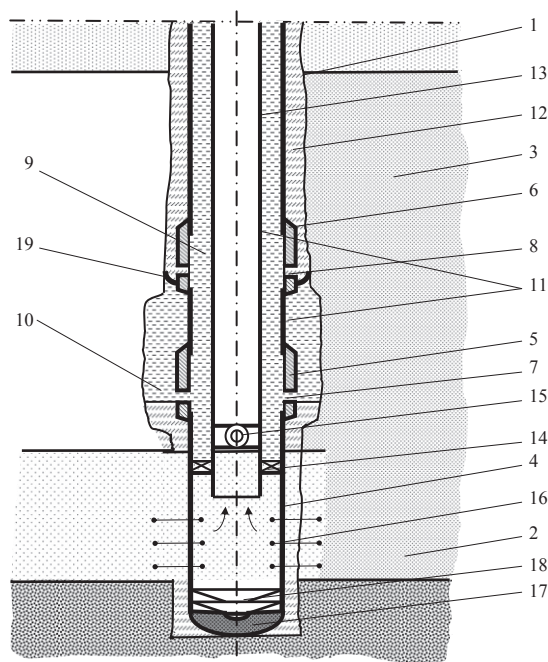


Рис. 1. Технология заканчивания скважины с гидрозатвором:

- 1 – ствол скважины; 2 – продуктивный пласт; 3 – непроницаемая кровля (глинистая крышка); 4 – эксплуатационная колонна; 5 и 6 – первая и вторая МСЦ соответственно; 7 и 8 – отверстия МСЦ 5 и 6 соответственно; 9 и 10 – внутриколонное и заколонное пространство соответственно; 11 – жидкость гидрозатвора; 12 – цементное кольцо; 13 – лифтовая колонна; 14 – пакер внутриколонный; 15 – циркуляционный клапан (ЦК); 16 – перфорация; 17 – башмак; 18 – продавочная пробка; 19 – манжета

После окончания ОЗЦ верхнего интервала шаблонируют скважину до забоя, перфорируют отверстия в обсадной колонне 4 в области продуктивного пласта 2. Затем спускают лифтовую колонну 13 с пакером 14 и ЦК 15, размещая ее низ над интервалом перфорации 16. Далее раскрывают пакер 14 и через ЦК 15 подают по лифтовой колонне 13 специальную гидрозатворную жидкость 11 во внутриколонное пространство 9. При этом через открытые промылочные окна МСЦ 5 обеспечивается гидравлическая связь между заколонным (в интервале от верхней до нижней муфты) и внутриколонным (затрубным) пространствами. Буровой раствор замещают гидрозатворной жидкостью и переводят скважину на пакерный способ эксплуатации. Таким образом, в скважине формируется надежный гидравлический затвор, предотвращающий миграцию газа по заколонному пространству за счет постоянного воздействия на него гидростатического давления столба гидрозатворной жидкости, превышающего максимальное пластовое давление. Выбор жидкости для гидрозатвора проводится по специально разработанной методике, изложенной в работе [6].

Опасение специалистов может вызвать тот факт, что для обеспечения герметичности скважины предлагается нарушить герметичность обсадной колонны – основного элемента крепи скважины. Однако следует учитывать, что герметичность нарушается напротив самой непроницаемой надпродуктивной части разреза скважины – покрышки, без герметичности которой невозможно существование месторождения.

Использование жидкостей для гидрозатвора с целью изоляции заколонных перетоков газа путем создания противодействия на продуктивный пласт предусматривает приготовление и закачку в скважину составов с требуемыми технологическими свойствами. Причем закачиваемая в скважину жидкость для гидрозатвора должна сохранять свои технологические показатели в течение длительного времени, сопоставимого со сроком эксплуатации скважины.

В качестве основных показателей жидкостей для гидрозатвора определены плотность, стабильность, вязкость и коррозионная активность. Причем к части жидкости, контактирующей с породами, предъявляются дополнительные требования: жидкость должна обладать низким показателем фильтрации и сохранять устойчивость глинистых пород [6].

Предлагаемый способ закачивания скважин может быть реализован при проектировании конструкции скважин Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), где планируется построить подземное хранилище для хранения гелиевого концентрата (ПХГК).

Одной из основных задач при проектировании эксплуатационных скважин для ПХГК является обеспечение их герметичности с целью недопущения утечки ценного сырья. Повышенные требования к герметичности таких скважин предъявляются в связи с высокой проникающей способностью гелия и, как можно предположить, гелиевого концентрата.

В соответствии с горно-геологическими условиями Чайнинского НГКМ предлагается конструкция, представленная в таблице.

Обоснование конструкции скважины

Наименование колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Назначение обсадных колонн, обоснование глубины спуска
Направляющая	426,0	30	Для обвязки устья скважины с циркуляционной системой
Кондуктор	324,0	300	Для перекрытия интервалов многолетнемерзлых пород. На колонну устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО)
Промежуточная	244,5	1200	Служит для перекрытия соленосных интервалов и зон поглощений. На колонну устанавливается ПВО
Эксплуатационная	168,3	1500	Для разобщения несовместимых горизонтов; закачки/отбора гелиевого концентрата
Открытый ствол, фильтр	139,7	1500–1550	Эксплуатация основного объекта хранения гелиевого концентрата
Сварная, фильтр	114,3 114,3	1500 1500–1550	Для изоляции резьбовых соединений эксплуатационной колонны от гелиевой агрессии

Повторим, что кардинально решить проблему обеспечения герметичности газовых (особенно гелиевых) скважин можно, используя технологию формирования в скважине постоянно действующего на стадии заканчивания и эксплуатации гидрозатвора – гидравлического барьера над газосодержащим пластом-коллектором. В этой связи заканчивание скважины и крепление 168-миллиметровой обсадной колонны предлагается осуществить по изложенной выше технологии. В качестве жидкости для гидрозатвора возможно применение водного раствора глицерина с плотностью, обеспечивающей превышение давления столба жидкости гидрозатвора над пластовым давлением. В качестве жидкости, располагающейся выше уровня цементного раствора за эксплуатационной колонной, можно использовать технический глицерин. Для предупрежде-

ния утечек гелия в затрубное пространство при его движении по лифтовой колонне и обеспечения долговременной и безопасной работы скважины рекомендуется спустить до башмака 168-миллиметровой колонны дополнительную сварную колонну труб диаметром 114 мм. В качестве лифта используют высокогерметичные насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм с внутриколонным пакером, установленным в башмаке 114-миллиметровой колонны выше фильтровой части. В качестве надпакерной жидкости используют жидкость гидрозатвора – водно-спиртовой раствор (глицерин) расчетной плотности (ρ). Глубина спуска колонн для каждой конкретной скважины уточняется по результатам геофизических исследований в процессе строительства скважин. Конструкция высокогерметичной скважины представлена на рис. 2.

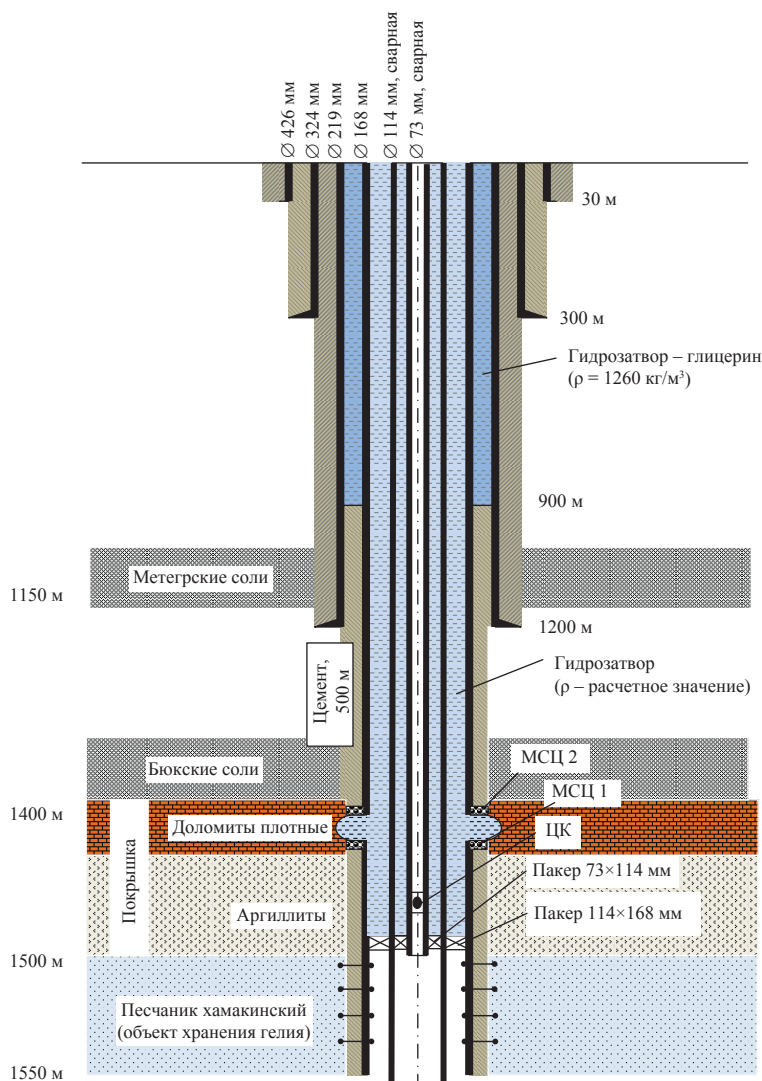


Рис. 2. Конструкция высокогерметичной скважины ПХГК на Чайядинском НГКМ

Таким образом, реализация предлагаемого способа, основанного на принципе гидрозатвора, позволит радикальным образом решить проблему обеспечения герметичности газовых скважин. Следует отметить, что другая (наиболее рациональная) область использования данного способа – восстановление герметичности заколонного пространства газовой скважины. То есть, если после цементирования скважины получен газовый переток из продуктивного

горизонта до устья (МКД) или межпластовый переток по герметичному по жидкости заколонному пространству, ликвидировать который невозможно известными способами (невозможность повторного цементирования и бесперспективность исправительного цементирования), и стоит вопрос о ликвидации скважины, такие скважины необходимо переводить на пакерный способ эксплуатации с гидрозатвором по технологии, изложенной в патенте [7].

Список литературы

1. Фаттахов З.М. Причины возникновения межколонных давлений на скважинах Астраханского ГКМ / З.М. Фаттахов // Материалы II Межд. национ. симпозиума. – Уфа, 2000.
2. Булатов А.И. О природе межтрубных газо-, водо- и нефтепроявлений / А.И. Булатов // Газовая промышленность. – 1996. – № 12. – С. 24–27.
3. Лихущин А.М. Новые подходы к восстановлению герметичности заколонного пространства скважины / А.М. Лихущин, Г.Н. Рубан, В.И. Нифантов // Газовая промышленность. – 2010. – № 12. – С. 66–69.
4. Лихущин А.М. Ликвидация заколонного перетока в скважине № 74 Невского ПХГ способом гидрозатвора / А.М. Лихущин, Г.Н. Рубан, М.М-Р. Гайдаров и др. // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 4. – С. 55–59.
5. Пат. 2534548 РФ, МПК6 Е 21 В 33/14. Способ заканчивания скважины / Лихущин А.М., Мкртчян Я.С., Рубан Г.Н. и др. (Россия). – № 2010107534/03; заявл. 01.07.2013.
6. Гайдаров М.М-Р. Методология выбора рабочей жидкости для гидрозатвора для предотвращения МКД в скважинах ПХГ / М.М-Р. Гайдаров, А.М. Лихущин и др. // Строительство скважин на суше и на море. – 2012. – № 3. – С. 45–50.
7. Пат. 2341033 РФ, МПК6 Е 21 В 33/10. Способ восстановления герметичности заколонного пространства скважины газовой залежи или залежи, содержащей в своей продукции природный газ / Лихущин А.М., Рубан Г.Н., Нифантов В.И. и др. (Россия). – № 2010107534/03; заявл. 01.03.2010; опубл. 10.10.2011, Бюл. № 28. – 5 с.

УДК 622.691.24

А.С. Гарайшин, А.В. Григорьев, С.А. Хан, А.А. Ковалев

Основные проблемы и пути решения интеллектуализации подземных хранилищ газа в России

Интеллект – специфическая категория, близкая по значению к понятию «мышление». Интеллектуализация – это процесс постоянного обогащения знаниями, приводящий к увеличению доли интеллектуального труда в деятельности человека (общества). Интеллектуальная деятельность как одна из разновидностей труда направлена на уточнение информации об объектах окружающего мира. Возможности компьютера и его программного обеспечения являются средством аккумуляции знаний, дальнейшего структурирования и формализации информации для разработки разнообразных интеллектуальных систем, участвующих в поддержке и развитии информационных обменов.

Во всех областях разработки автоматизированных систем управления (АСУ) наметился переход от автоматизации, в основе которой лежало функциональное проектирование, к автоматизации на основе алгоритмизации бизнес-процессов и создания соответствующих информационных технологий. Производственные бизнес-процессы определяют операции и порядок их выполнения для выпуска заданного продукта. А интеллектуализация выполняет стимулирующее воздействие интеллектуальным капиталом – знаниями – на экономический объект, который непрерывно привлекает, производит, распространяет компоненты интеллектуального капитала, поддерживая этим трансфер и диффузию различных видов капитала, продвижение новых и специальных знаний, товаров и услуг.

В настоящее время ПАО «Газпром» проводит обширную программу реконструкции действующих подземных хранилищ газа (ПХГ) и строительство новых объектов. Соответственно, возрастает роль систем автоматизации как первого этапа интеллектуализации ПХГ, расширяется круг решаемых ими задач, повышаются требования к создаваемым системам и ожидания от результатов их внедрения. Целью автоматизации ПХГ является обеспечение безопасности функционирования хранилищ и повышение эффективности работы оборудования при снижении затрат на хранение природного газа. Актуальность вопросов автоматизации и интеллектуализации ПХГ обусловлена рядом следующих факторов:

- требованием повышения мощностей и производительности ПХГ по отбору;
- совершенствованием технологий, усложнение оборудования и установок;
- повышением безопасности, в том числе экологической;
- расширением возможностей регулирования и оптимизации режимов работы;
- стремлением к малолюдным технологиям обслуживания;
- экономической целесообразностью снижения затрат на топливный газ, метанол и другие расходные материалы.

Комплексная автоматизация и интеллектуализация позволяют оптимизировать работу ПХГ и при равных затратах обеспечить большую мощность отбора газа и производительность оборудования.

Автоматизация является важным условием обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации ПХГ. Автоматизированные системы обеспечивают оперативный контроль за объектами ПХГ, непосредственно управляют механизмами и технологическими установками, решают задачи управления связанными с хранением газа бизнес-процессами, выполняют геологическое моделирование и расчеты режимов

Ключевые слова:
подземное хранилище газа, контроль за эксплуатационными параметрами, интеллектуальные системы управления, малолюдные технологии, условия функционирования.

Keywords:
underground gas storage, control of operating parameters, intelligent control systems, uncrowded technology, operating conditions.

хранения и отбора газа и многие другие задачи. Контрольно-измерительные приборы, системы управления, ЭВМ применялись на ПХГ практически с самого начала развития отрасли в 1950–1960-х гг. [1].

Современные информационные технологии позволяют комплексно подходить к задаче автоматизации ПХГ, создавать так называемые *интегрированные управляющие системы объектами подземного хранения*. Высокоскоростные оптоволоконные шины передачи данных, мощные программируемые логические контроллеры, интеллектуальные приборы и приводы, программные продукты обеспечивают реальную горизонтальную и вертикальную интеграцию данных и задач управления, выводят возможности автоматизации на принципиально новый уровень (рис. 1). Развитие прикладного математического аппарата одновременно с расширением возможностей информационных технологий позволяет эффективно решать и специфические для ПХГ задачи моделирования, прогнозирования, расчета режимов хранения и отбора природного газа.

Существенным моментом, непосредственно влияющим на повышение производительности ПХГ, является внедрение новой техники и технологий подземного хранения газа. ПАО «Газпром» осуществляет разработку и внедрение новых газоперекачивающих агрегатов для хранилищ газа, в частности газоперекачивающих агрегатов пятого поколения, новых систем подготовки газа, осушки, регенерации гликолей и метанола, другого оборудования.

Большое внимание уделяется автоматизации газосборных пунктов, оснащению их регуляторами расхода газа для каждой скважины.

В настоящее время практически на всех объектах имеется возможность вычисления расхода газа по скважинам с последующей оптимизацией режимов работы скважин, в том числе с точки зрения геологических особенностей расположения скважин. Управляемые приводы и краны-регуляторы повсеместно используются и на площадках головных сооружений, в технологических контурах очистки и осушки газа [2].

Вычисление и контроль в реальном времени расхода газа по скважинам и на других технологических участках ПХГ, регулирование режимов работы скважин и установок с использованием управляемых приводов возможны только при автоматизации соответствующих технологических площадок.

Автоматизация и интеллектуализация позволяют внедрить малолюдные технологии управления и обслуживания ПХГ. В настоящее время ПАО «Газпром» не планирует отказаться от круглосуточного дежурства диспетчерского и технического персонала непосредственно на ПХГ. Наличие персонала на ПХГ вызвано особенностями технологического процесса, масштабами производства, неполным объемом автоматизации, удаленностью объектов, сложившимися традициями управления и их обслуживания. Однако вполне реальна задача снижения числа постов управления и операторных (диспетчерских), уменьшения численности дежурной смены, переноса большего числа задач на автоматику.

В ПАО «Газпром» внедрение решений по автоматизации и интеллектуализации особенно актуально для вновь строящихся ПХГ. При создании новых объектов изначально должна быть предусмотрена автоматизация всех установок

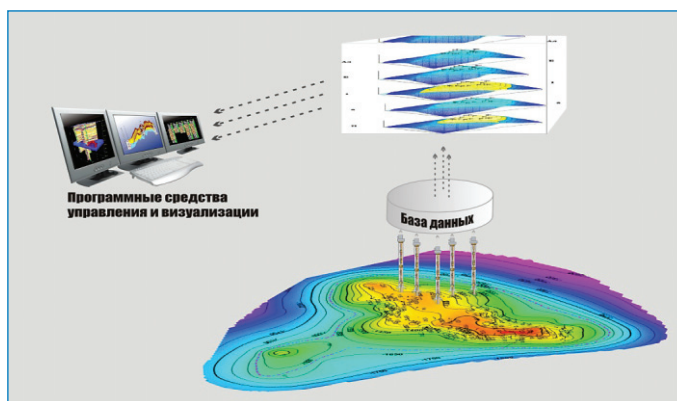


Рис. 1. Взаимосвязь современных программных средств и базы данных в целях интеллектуализации ПХГ

и технологических процессов с созданием общей диспетчерской ПХГ.

Необходимость применения интеллектуальных систем на ПХГ как подотрасли газовой промышленности обусловлена сложностью решаемых задач и динамичностью процесса хранения газа.

Внедрение на предприятиях автоматизированных технологических комплексов, построенных на принципах малолюдных технологий, является основным направлением повышения эффективности производственной деятельности ПАО «Газпром». При внедрении малолюдных технологий особую роль играет применение надежного технологического оборудования, позволяющего реализовать алгоритмы автоматического управления и регулирования (пуск, остановка, изменение технологического режима).

В современных условиях хранение, закачка и отбор газа являются сложными технологическими процессами, которые при неправильном проведении геофизического и технологического мониторинга (погрешности в определении состояния ПХГ и недостаточная диагностика скважин) могут привести к потере ресурсов и авариям техногенного характера.

Немаловажным обстоятельством, придающим особую значимость реализации интеллектуальных систем управления технологическими режимами именно на ПХГ, является то, что в отличие от процесса разработки газовых месторождений эксплуатация ПХГ – длительный, многократно повторяющийся процесс циклического характера. Поэтому, с одной стороны, имеется возможность отладить новую систему в повторяющихся условиях, а с другой – эффект от долговременного функционирования системы может быть намного выше.

Спрос на услуги подземного хранения газа в мире в последние годы стабильно растет. Важнейшим направлением развития ПХГ в России и других странах является повышение суточной производительности хранилищ при соблюдении безопасности и надежности функционирования объектов. Другой задачей является общее увеличение объемов хранимого газа. Для решения этих задач ПАО «Газпром» осуществляется строительство новых объектов и модернизация действующих. В обоих случаях важную роль играет автоматизация ПХГ. При этом перед разработчиками ставится задача не только создания отдельных локальных

систем автоматики, но и комплексной автоматизации хранилища в целом как единой технологической системы. Именно при таком подходе возможно комплексно оптимизировать работу хранилища, снизить затраты на его эксплуатацию и повысить производительность.

Интеллектуализация является одним из направлений повышения эффективности эксплуатации ПХГ. Развитие интеллектуального подхода к обустройству современных хранилищ становится все более актуальным в условиях усложнения разработки и необходимости снижения затрат. Первоначальные инвестиции во внедрение интеллектуальных систем управления достаточно быстро окупаются и затем на протяжении длительного времени обеспечивают высокую рентабельность эксплуатации [3].

Внедрение интеллектуального ПХГ – это долгий путь, который начинается с главного – построения системы сбора надежных данных и оценки их корректности. Не секрет, что существующие данные далеки от совершенства и являются неполными.

Сегодня достаточно предпосылок для того, чтобы создать интеллектуальное ПХГ, и, главное, очень высокий уровень автоматизации и информатизации наземного комплекса ПХГ. Индивидуальные сепараторы, датчики расхода, давления, температуры и мехпримесей для каждой эксплуатационной скважины; управляемые штуцеры и задвижки – это все реалии сегодняшнего дня. Неслучайно система автоматизации ПХГ по стоимости приближается к трети стоимости ПХГ.

Сейчас по многим ПХГ уже созданы математические геологические и фильтрационные модели, которые открывают большие возможности для моделирования различных вариантов эксплуатации искусственной газовой залежи и могут быть использованы в АСУ. Но здесь кроется основная проблема, которая препятствует созданию интеллектуальных ПХГ. Это связано с тем, что наши знания о динамических процессах, происходящих в недрах при эксплуатации ПХГ, недостаточны для того, чтобы создавать математические модели, корректно описывающие поведение искусственной газовой залежи в режиме реального времени [4].

В системе интеллектуализации ПХГ уже многое сделано, ряд составных частей этой системы уже создан, но нет главного – надежной системы контроля искусственной газовой залежи. Математические модели плохо

адаптируются для ПХГ, так как в пласте – объекте эксплуатации – происходят более сложные и разнонаправленные флюидодинамические процессы. На сегодняшний день эти процессы слабо изучены, не построены алгоритмы изменения геофизических параметров от объема газа в той или иной зоне хранилища и для разных горно-геологических условий. Сама система контроля эксплуатации ПХГ методами геофизического исследования скважин устарела. К этому следует добавить, что задача адаптации модели по фактическим данным эксплуатации газовой залежи принципиально некорректна, поэтому надежные алгоритмы изменения геофизических параметров от объема газа в хранилище не определены. На настоящий момент не существует и технологических моделей ПХГ с учетом пластовой системы для объективного применения зонной закачки и отбора газа с учетом состояния искусственной газовой залежи.

Объекты ПХГ необходимо связывать с понятием интеллектуализации ПХГ, которое может быть отражено, например, в виде оптимизации эксплуатации ПХГ по алгоритмам эффективного формирования искусственной газовой залежи, основанной на постоянном геолого-геофизическом контроле, включенном в автоматизированную систему управления.

Будущее подземного хранения газа – за интеллектуальными автоматизированными системами, способными реализовывать оптимальные режимы функционирования и предотвращать нештатные ситуации при эксплуатации ПХГ. Это связано с прогрессом компьютерных технологий. По словам ученых из ИВМ, сопоставимый с мощностью и эффективностью человеческого мозга компьютер может быть разработан к 2019 г. Непрерывное увеличение объемов цифровой информации и ее усложнение ведут к необходимости создания нового типа вычислительных систем, которые в огромном потоке информации смогут вылавливать нужные и важные данные и делать это с более высокой точностью. В бизнесе такие системы смогут анализировать большие объемы данных, помогая принимать верные решения.

Внедрение интеллектуализации ПХГ – это изменение подхода к проектированию систем и программному обеспечению бизнес-процессов принятия решений, а не инвестиции в дорогостоящее оборудование. Ожидаемые эффекты от внедрения складываются из уменьшения затрат на проектирование и капитальное строи-

тельство, реагенты, текущее обслуживание и ремонт за счет использования систем самодиагностики, уменьшения потерь при эксплуатации ПХГ путем быстрого реагирования и удаленного управления. Расходы на обучение персонала также снижаются, так как требуется меньшее количество сотрудников. Данные со скважин получаются более качественными, система становится безопаснее, а проблемы быстро идентифицируются, и их можно оперативно решать по мере возникновения [5].

С точки зрения применимости на ПХГ интеллектуализация – это процесс управления режимом работы хранилища на основе расчетных комплексов посредством АСУ при минимизации субъективных факторов (рис. 2).

На сегодняшний день на всех действующих объектах ПХГ в РФ основная роль при выборе той или иной стратегии управления технологическими процессами отведена геологической и технической службам. Объекты ПХГ усложняются, и решения приходится принимать в условиях быстро изменяющейся ситуации. В этом случае нет гарантии, что специалист примет наиболее оптимальное решение.

Целью интеллектуализации технологических процессов ПХГ является разработка комплекса технико-технологических решений управления продуктивными характеристиками эксплуатационных скважин, направленных на выполнение оптимального режима эксплуатации хранилища в динамических условиях на определенный момент времени.

Управление технологическими процессами эксплуатации ПХГ можно разбить на три этапа:

1) контроль и получение информации о текущем состоянии объекта, а также о заданиях, стоящих перед объектом в данный момент времени;

2) анализ полученной информации и принятие решения о той или иной системе управления;

3) реализация принятого решения посредством воздействия на управляющие элементы.

Для своевременного принятия решения и контроля качества использованных технологических операций по реализации оптимального режима работы интеллектуальная система ПХГ должна быть способна решать комплекс ежеминутных задач посредством следующих систем:

- информационной (система получения параметров);

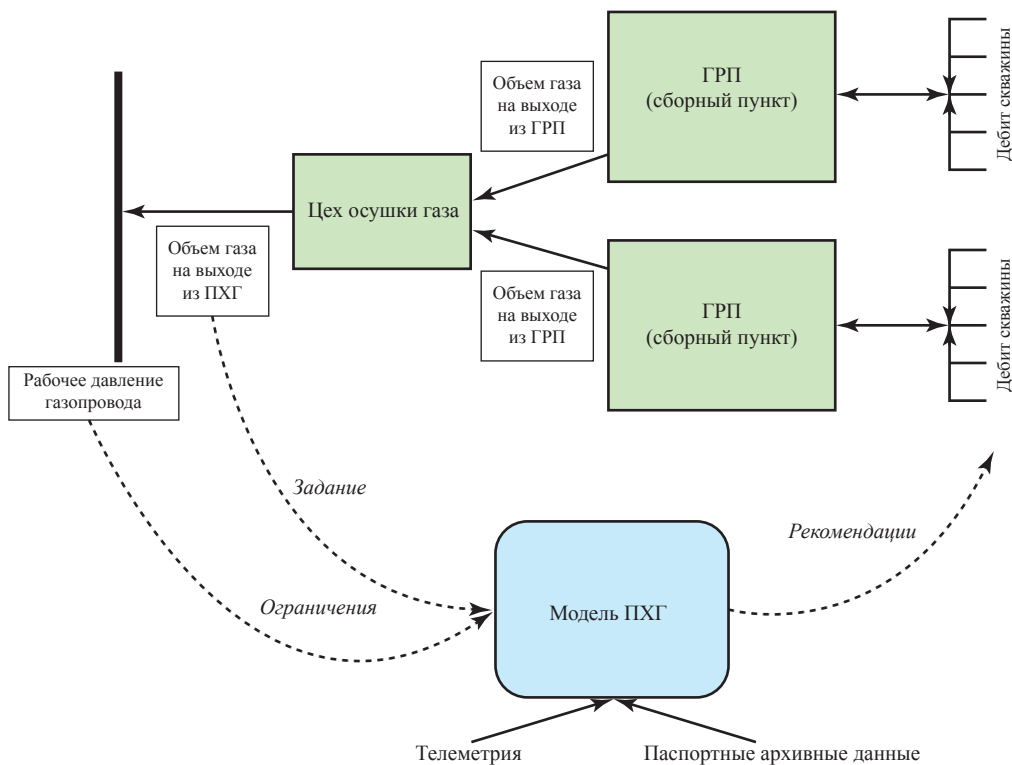


Рис. 2. Схема автоматического управления работой ПХГ как первый шаг к интеллектуализации

- системы принятия решения (сравнения с допустимыми значениями);
- регулирования (система разработки вариантов);
- управления (техническая система).

Относительную интеллектуальность эксплуатации ПХГ можно классифицировать по трем уровням:

I) автоматизированный поток данных – осуществляется обратная связь: прием данных, их анализ и корректирующие воздействия;

II) наблюдение и оптимизация – отражается имеющаяся ситуация, но с управляющим воздействием: анализ данных, сравнение и проверка моделей, управление моделями и определение направления воздействий;

III) цифровое подземное хранилище – интеграция процессов, оптимизация, автоматизация и эксплуатация (дистанционно, если возможно) с упреждением.

В последнее время подземные хранилища газа постепенно переходят от режима сглаживания сезонной неравномерности газопотребления на более гибкий режим эксплуатации. Для более надежной работы ПХГ в таком режиме операторам поможет применение интеллек-

туальной или интеллектуализированной (если принятие финального решения остается за человеком) системы.

Интеллектуализация – создание автоматизированной системы поддержки принятия (диспетчерских) решений (СППДР). Необходимым условием внедрения СППДР является начальная автоматизация ПХГ, которая в современной форме представляет собой создание и внедрение интегрированной АСУ технологическим процессом (АСУТП) (рис. 3).

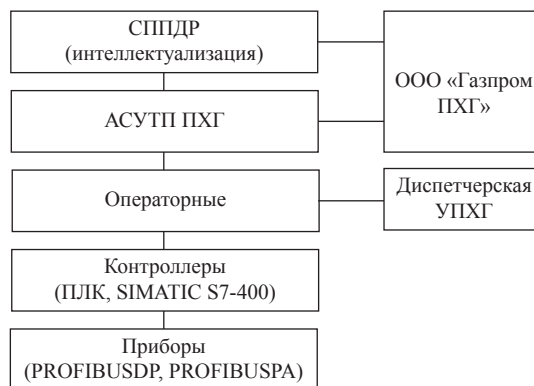


Рис. 3. Концепция интеллектуализации ПХГ

Список литературы

1. Карюк В.М. Автоматизированная система сбора информации на подземном хранилище газа, построенная на принципах беспроводной сенсорной сети / В.М. Карюк, В.А. Шалимов, М.Н. Балуев и др. // Материалы II Межд. конф. «UGS: Sustainability and Efficiency». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008.
2. Карюк В.М. Аprobация элементов беспроводных сенсорных сетей для мониторинга приустьевых параметров эксплуатационных скважин на Краснодарской СПХГ в сезон закачки газа 2005–2006 гг. / В.М. Карюк, А.Ф. Кушнарев, М.А. Балавин и др. // Материалы Межд. конф. «Подземное хранение газа: надежность и эффективность». – М., 2006. – С. 113–122.
3. Бузинов С.Н. Совершенствование системы контроля за эксплуатацией Карашурского ПХГ: достаточность и пути совершенствования / С.Н. Бузинов, А.С. Гарайшин, Р.А. Плотинин // Материалы Межд. конф. «Подземное хранение газа: надежность и эффективность». – М., 2006. – С. 192–211.
4. Браун К. Технология интеллектуальных скважин на подземных хранилищах газа / К. Браун, К. Чандлер и др. // Oil field review. – 2008.
5. Рубан Г.Н. Современные возможности и предпосылки создания интеллектуальных ПХГ / Г.Н. Рубан // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 6.

УДК 622.691.24

**А.С. Гарайшин, И.Г. Бебешко, А.В. Григорьев, С.С. Дейнеко, Н.А. Исаева,
В.В. Осадчая, С.А. Хан**

Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа

Частичное замещение буферного метанового газа (CH_4) на диоксид углерода (CO_2) позволит сократить затраты на подземные хранилища газа (ПХГ) за счет уменьшения объема буферного газа. Снижения вероятности прорыва CO_2 к эксплуатационным скважинам ПХГ можно достичь, закачивая его в слабодренлируемые и/или удаленные области хранилища. Замена возможна на этапе сооружения, расширения или циклической эксплуатации ПХГ [1].

Для замены части буферного метанового газа на диоксид углерода необходимо наличие источников CO_2 . Наиболее актуальными являются дымовые газы, получаемые при сжигании природного газа. Их источниками на ПХГ служат газоперекачивающие агрегаты (ГПА) с газотурбинным приводом, установки регенерации диэтиленгликоля, котельные. В последнее время остро стоит проблема парникового эффекта. Развитые страны разрабатывают концепцию энергетики без выбросов CO_2 .

При использовании дымовых газов технологического оборудования ПХГ в качестве источника CO_2 для замены части буферного метанового газа одновременно можно решить следующие задачи:

- утилизировать CO_2 ;
- получить дополнительное количество товарного природного газа;
- компенсировать невосполняемые пластовые потери газа, происходящие за счет его перетоков в горизонтах [2].

Исследования проводились совместно с ОАО «СевКавНИПИГаз» на примере Северо-Ставропольского ПХГ. Была осуществлена оценка физико-химических параметров дымовых газов данного хранилища и изучена целесообразность получения из них CO_2 . Наиболее приемлемой технологией улавливания CO_2 является улавливание после сжигания топлива, поэтому были рекомендованы абсорбция диэтаноломином и мембранное разделение дымового газа [3].

При сооружении и эксплуатации ПХГ на долю буферного метанового газа приходится до 30 % и более капитальных вложений. Замена 20 % буферного метанового газа углекислым позволит сократить капвложения на 5 %. При расширении ПХГ экономический эффект будет получен от экономии дополнительного буферного газа. На этапе циклической эксплуатации хранилища закачка CO_2 повлечет за собой «высвобождение» некоторого объема метанового газа.

Использование CO_2 для частичной замены 6 % буферного метанового газа на ПХГ показывает рентабельность на уровне внутрикорпоративной. Срок окупаемости наступает на шестой год эксплуатации, внутренняя норма рентабельности достигает 18 %.

При технологическом проектировании ПХГ с комбинированным буферным объемом газа (КБГ) важно смещение газов разного состава, на которое влияют растворимость, конвекция, дисперсия, диффузия. Основную роль при смешении играют конфигурация залежи ПХГ и неоднородность пласта. Проблема расчета такого смешения состоит в том, что параметры пласта – соотношение запасов газа в плотных и хорошо проницаемых участках коллекторов, соотношение проводимостей, коэффициенты диффузионного перемешивания – не могут быть определены по истории разработки месторождения [4, 5].

Ключевые слова:
подземное хранилище газа, углекислый газ, комбинированный буферный газ, технологическое проектирование, обустройство.

Keywords:
underground gas storage, carbon dioxide, combined buffer gas, process engineering, construction.

Растворимость газов в воде возрастает с повышением давления и уменьшением температуры и минерализации воды (рис. 1).

Для сопоставления физических свойств метана и CO_2 составлены зависимости плотности газов от давления при разных температурах (рис. 2). Критическая точка CO_2 составляет 31°C и $7,38\text{ МПа}$, а метана – $(-83)^\circ\text{C}$ и $4,6\text{ МПа}$. Отражено, что плотность CO_2 выше, чем у метана, и при повышении давления разница плотностей газов возрастает.

Термобарические условия пластов на ПХГ РФ соответствуют газообразному, жидкому, смешанному или закритическому состоянию CO_2 (рис. 3). На Щёлковском и Карашурском

ПХГ CO_2 будет находиться в жидком фазовом состоянии, и замещение неэффективно.

Эффективность этой технологии проверена на примере гидродинамических расчетов по закачке CO_2 в Северо-Ставропольское ПХГ (рис. 4).

При расчетах рассмотрены несколько вариантов размещения скважин, нагнетающих CO_2 в неосновном куполе Пелагиада.

В первом варианте использовались существующие скважины на Пелагиаде. При этом значительная доля метанового газа останется блокированной в приконтурной части. Еще одним негативным аспектом является близость очага закачки CO_2 к эксплуатационным скважинам.

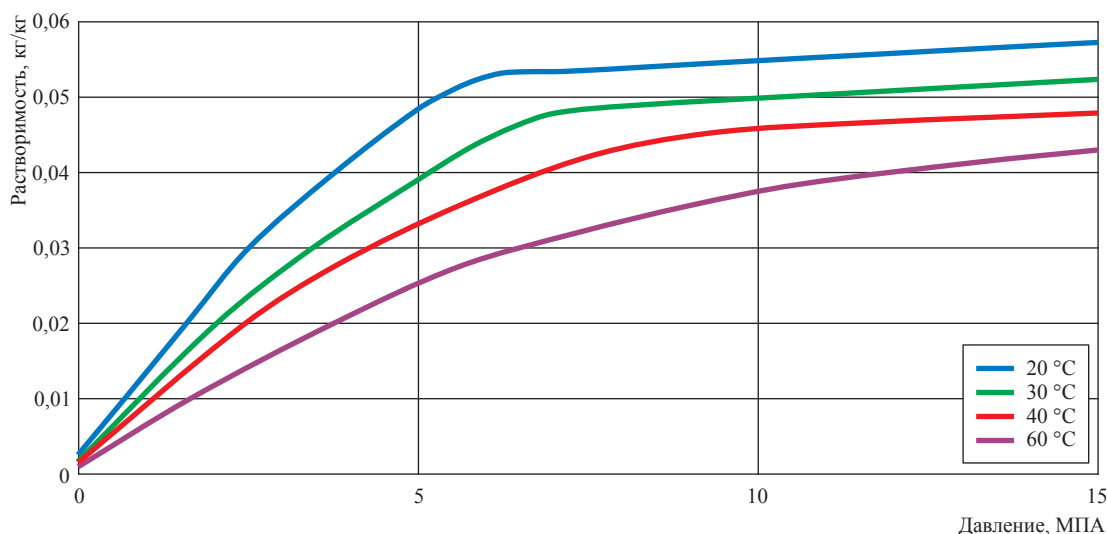


Рис. 1. Зависимость растворимости CO_2 в пластовой воде с минерализацией 5 % от давления и температуры

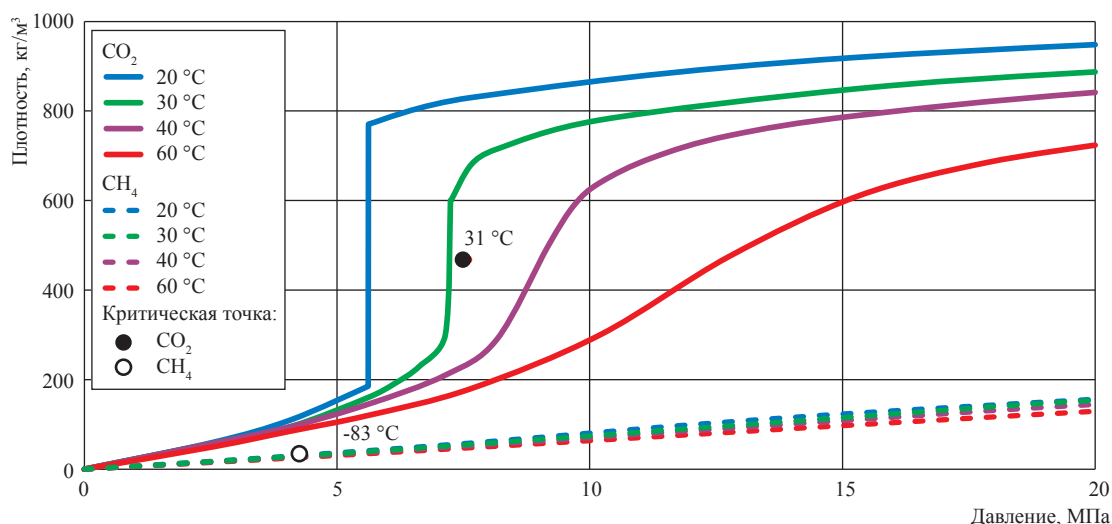


Рис. 2. Зависимость плотности CO_2 и CH_4 от давления при разных температурах

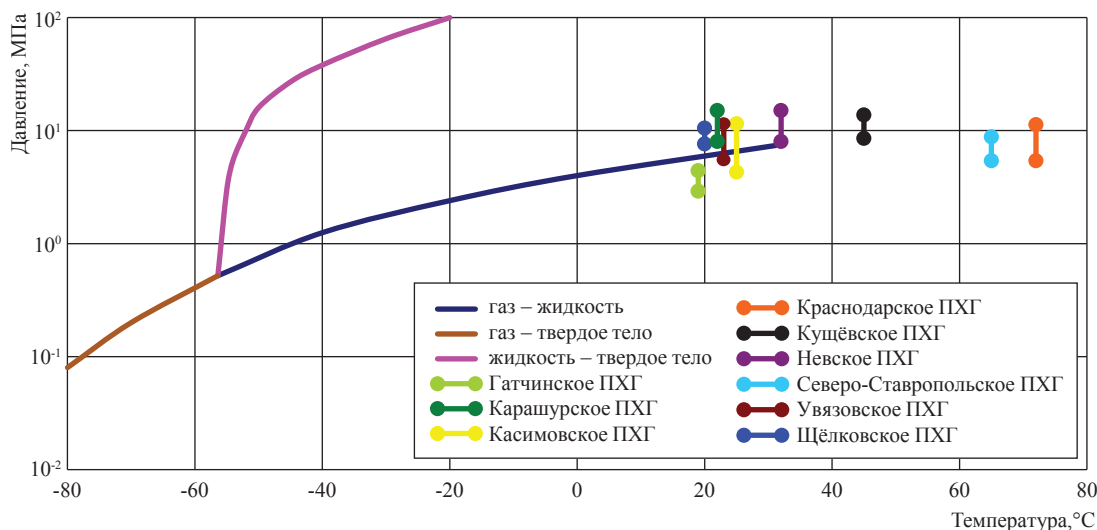


Рис. 3. Фазовая диаграмма CO₂ и пластовые условия некоторых ПХГ

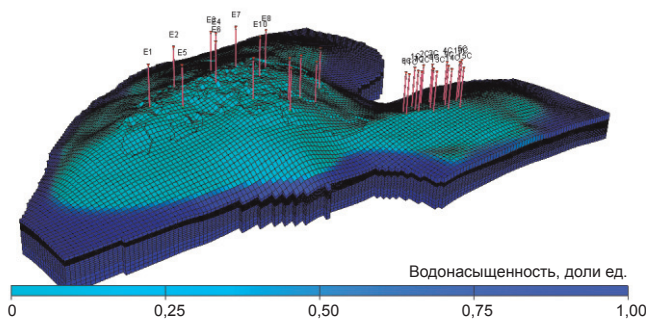


Рис. 4. Трехмерная модель Северо-Ставропольского ПХГ

В начале эксперимента давления в зоне закачки CO₂ и области эксплуатационных скважин ПХГ, где происходит закачка и отбор метанового газа, одинаковы, однако к концу пятилетнего периода разность давлений составляет ≈ 10 бар (рис. 5).

Распространение CO₂ происходит только в газонасыщенной части коллектора, несмотря на его отличную растворимость в воде. Достаточное для безопасного частичного замещения буферного объема на CO₂ в течение шести лет расстояние между очагом нагнетания CO₂ и ближайшими эксплуатационными скважинами составляет около 6 км при проницаемости пласта 200 мД. При проницаемости более 400 мД фронт диоксида углерода окажется на окраине дренируемой области, что повлечет за собой прорыв к эксплуатационным скважинам и необходимость сепарации CO₂ из добываемого газа.

При использовании существующих скважин в купольной зоне часть метанового газа,

находящаяся за барьером нагнетания CO₂, останется блокированной. Поэтому просчитывались варианты с периферийным расположением скважин. При большей удаленности очага нагнетания CO₂ от основной области появляется необходимость в бурении новых скважин, однако такое расположение скважин практически не запирает часть метанового газа. Еще более оптимальным представляется бурение новых скважин рядом вдоль дальней части, что обеспечит максимальное удаление очага закачки и исключит возможность прорыва CO₂ к центральной части хранилища.

Как показали расчеты, большого влияния на характер распространения CO₂ по коллектору глубина перфорации скважин не оказывает, существенного растворения CO₂ в воде не наблюдается. Распространение происходит преимущественно по газонасыщенной части коллектора.

На модели были также рассчитаны варианты нагнетания в основную часть хранилища.

В первом варианте использовались существующие на ПХГ скважины северо-восточной части основного купола. Расчет был произведен на непрерывной закачке CO_2 с дебитом 2 млн $\text{м}^3/\text{сут}$ в пласт при объеме закачки в 10 млрд м^3 за 15 лет. Результаты показали, что остается область, занятая природным газом, который извлечь невозможно. В этом варианте фронт распространения CO_2 достиг эксплуатационных скважин ПХГ.

Во втором варианте закачки CO_2 в основную залежь предполагалось бурение нового фонда скважин вдоль границы газоводяного контакта (ГВК) на максимально удаленном

от эксплуатационных скважин участке. Такое рядное размещение скважин имеет преимущество – за счет более отдаленного расположения очага нагнетания фронт CO_2 не достигнет эксплуатационного фонда скважин.

Также моделировался процесс растекания CO_2 после закачки. Поровый объем пласта, занятый CO_2 , в конце периода его закачки составляет 76,5 млн м^3 (рис. 6). После окончания закачки CO_2 в пласт поровый объем, насыщенный диоксидом углерода, увеличивается. По мере расформирования воронки CO_2 растекается по пласту-коллектору. После того как давление в зоне нагнетательных скважин уравни-

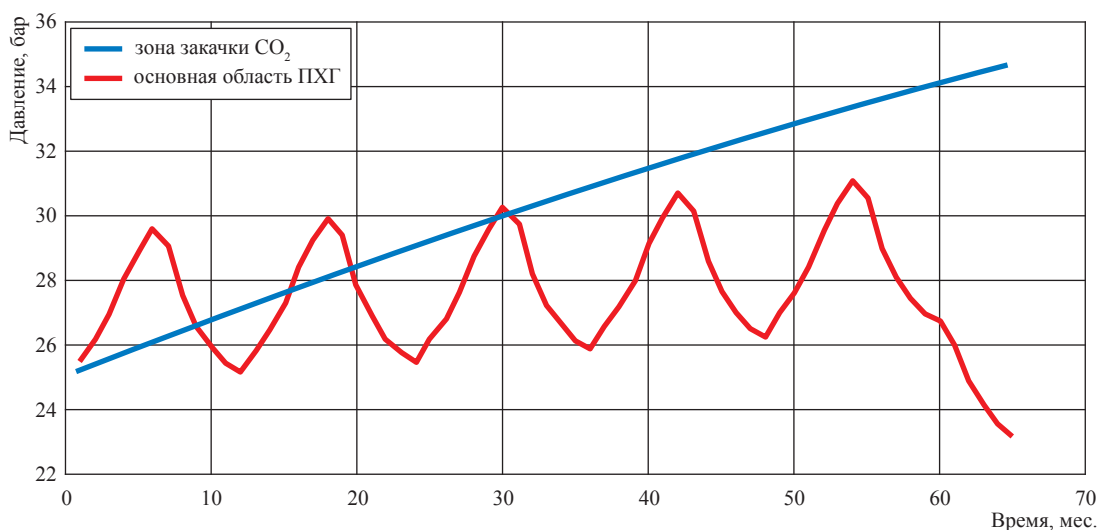


Рис. 5. Динамика давлений в зоне закачки CO_2 и области эксплуатационных скважин ПХГ

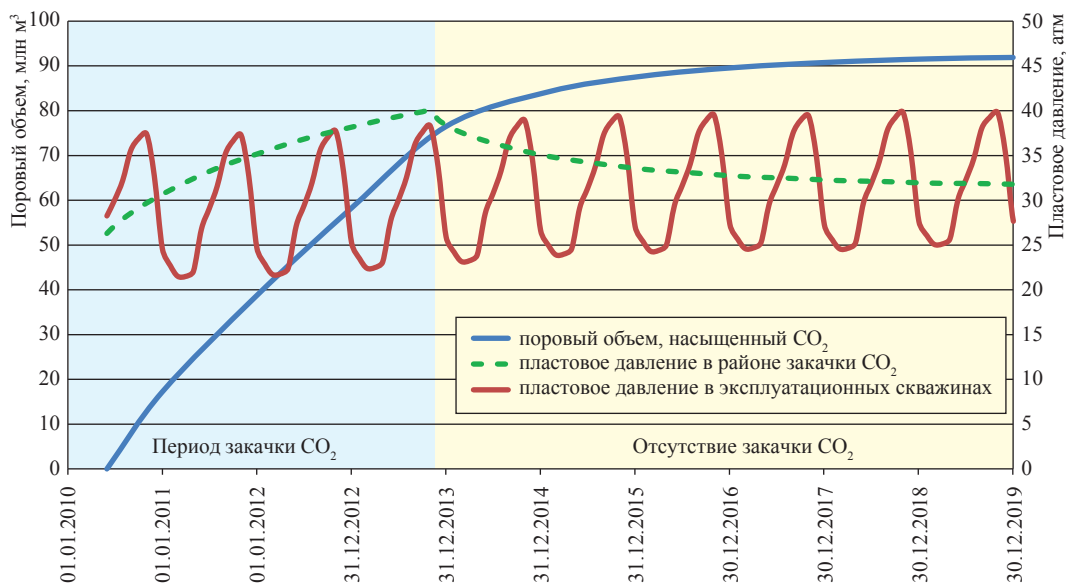


Рис. 6. Динамика изменения порового объема, насыщенного CO_2 , и пластового давления в районе эксплуатационных и нагнетательных скважин

нивается со средним давлением в залежи, рас- текание CO_2 прекращается [6].

Результаты показывают принципиальную возможность использования CO_2 на ПХГ для замещения буферного метанового газа не только в многокупольных, но и в однокупольных залежах на действующих и создаваемых ПХГ. Наибольший эффект будет наблюдаться при хранении газа в многосводовых структурах. Предпочтительными для реализации являются

ПХГ с невысоким пластовым давлением (до ≈ 9 МПа), где CO_2 будет постоянно находиться в газовой фазе. Эффект обусловлен снижением затрат на создание буферного объема газа в ПХГ или его сокращением. Необходимо рассмотрение экономической целесообразности бурения новых скважин, если в периферийной области отсутствуют пригодные для нагнетания CO_2 скважины.

Список литературы

1. ПБ 08-621-03. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах (утв. постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 г. № 57). – М., 2003.
2. Максимова Т.В. Новый показатель качества транспортируемого природного газа – молярная доля диоксида углерода / Т.В. Максимова, А.А. Макинский, Б.Д. Донских // Газовая промышленность. – 2011. – № 2/656.
3. Крейнин Е.В. Негативное воздействие парниковых газов на глобальное изменение климата / Е.В. Крейнин // Газовая промышленность. – 2004. – № 1. – С. 70–71.
4. Коуль А.Л. Очистка газа / А.Л. Коуль, Ф.С. Ризенфельд; под общ. ред. И.И. Абрамсона. – М.: Госуд. науч.-техн. изд. нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 396 с.
5. Семенова Т.А. Очистка технологических газов / Т.А. Семенова, И.Л. Лейтес, Ю.В. Аксельрод и др. – М.: Химия, 1977. – 488 с.
6. Разработка технологических решений по созданию и эксплуатации ПХГ в пористых пластах с комбинированным (природный метановый газ + углекислый газ) буферным газом: отчет о НИР / Газпром ВНИИГАЗ. – Эт. 2: Разработка технологических решений по созданию и эксплуатации ПХГ в пористых пластах с комбинированным (природный метановый газ + углекислый газ) буферным газом. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 280 с., ил.

УДК 621.311.1

И.А. Буравцов, Р.Р. Кунафина, Н.М. Бачурина

Сравнительная оценка экономической целесообразности регулирования сезонной неравномерности потребления газа за счет подземных хранилищ газа и добычи газа

Ключевые слова:

подземное хранение газа, добыча газа, неравномерность потребления газа, экономическая оценка.

Keywords:

underground gas storage, gas extraction, unevenness of gas consumption, economic evaluation.

Неравномерный режим расхода газа в стране напрямую зависит от основного объективного фактора – сезонного газопотребления – и ряда случайных факторов, оказывающих существенное влияние на работу мощностей наиболее капиталоемких звеньев нефтегазовой отрасли – промыслов и газопроводов. Это выражается в возникновении таких ситуаций, как недозагрузка производственных мощностей либо невозможность обеспечения требуемых объемов газа в период пикового потребления.

В связи с этим технико-экономическая задача по устранению несогласованности в режимах подачи и потребления газа формируется таким образом, чтобы мощности по добыче и транспорту газа работали с максимальной загрузкой, а потребители получали газ в требуемом режиме в течение всего года, включая периоды пиковых спросов.

В России и европейских странах неравномерность газопотребления в основном обусловлена объективными факторами – понижением температуры окружающей среды зимой и, как следствие, увеличением расхода газа на отопление жилых и общественных зданий, т.е. напрямую связана с коммунально-бытовым сектором экономики. Для отражения процесса неравномерного газопотребления используются хронологические графики месячных расходов газа (рис. 1).

Аналитическим показателем сезонных изменений потребления газа является объем неравномерности ($V_{н.н}$), представляющий собой сумму положительных отклонений потребления газа в отдельные сутки месяца от среднемесячного значения:

$$V_{н.н} = \sum_1^{t_c} (q_{cp}^* - q_{cp}), \quad (1)$$

где q_{cp} – расход газа, отражающий среднесуточное потребление за год; q_{cp}^* – расход газа, превышающий среднесуточное потребление; t_c – число суток, когда $q_{cp}^* > q_{cp}$.

Важную роль в обеспечении надежности и стабильности поставок газа потребителям РФ играют подземные хранилища газа (ПХГ). Объекты подземного хранения газа выполняют следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления в Российской Федерации;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- обеспечение подачи газа в случае нештатных ситуаций в Единой системе газоснабжения (ЕСГ);
- обеспечение энергетической безопасности государства за счет создания долгосрочного резерва.

В целом по ЕСГ России на протяжении прогнозного периода технологически возможного отбора из ПХГ будет достаточно для покрытия прогнозной сезонной неравномерности потребления газа. Однако возможности покрытия неравномерности газопотребления по округам различны. Также стоит отметить, что при дефиците мощностных параметров ПХГ имеющиеся мощности не полностью используются для сезонного регулирования. Плановый отбор газа в среднем составляет около 70 % от возможного технологического отбора, остальные ресурсы (в силу сложившейся

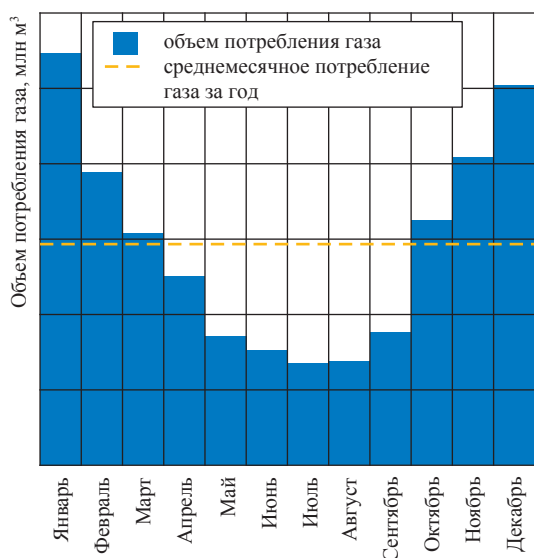


Рис. 1. Хронологический график месячных расходов газа

практики) резервируются для обеспечения возможности форсированного отбора газа при наступлении экстремально низких температур и других непредвиденных ситуаций (рис. 2).

В периоды резких понижений температуры воздуха суточная производительность по отбору действующих ПХГ недостаточна для обеспечения повышенного спроса на газ. С целью обеспечения надежного газоснабжения в прогнозном периоде планируются строительство новых ПХГ и создание объектов в отложениях каменной соли (пиковых хранилищ).

В связи с тем что возраст многих действующих в стране ПХГ довольно значителен, на них проводятся реконструкция и модернизация, повышается контроль за их эксплуатацией.

В процессе исследования второго источника покрытия неравномерности газопотребления – добычи газа – проведена перспективная оценка горно-геологических и технико-технологических возможностей использования месторождений ПАО «Газпром» в качестве регуляторов сезонной неравномерности.

Добычные возможности газовых и газоконденсатных месторождений складываются из четырех основных элементов промышленного обустройства:

- количества и дебитов действующего фонда скважин;
- пропускной способности сетей промышленного сбора и транспорта газа;
- производительности установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и установок подготовки газа и конденсата к дальнему транспорту;
- производительности дожимных компрессорных станций (ДКС) и центральных ДКС (ЦДКС), обеспечивающих компримирование добываемого газа с заданным давлением в точке подключения подводящего (соединительного) газопровода к системе внешнего транспорта газа.

Основная добыча газа на месторождениях ПАО «Газпром» в Западной Сибири осуществляется из сеноманских отложений пласта

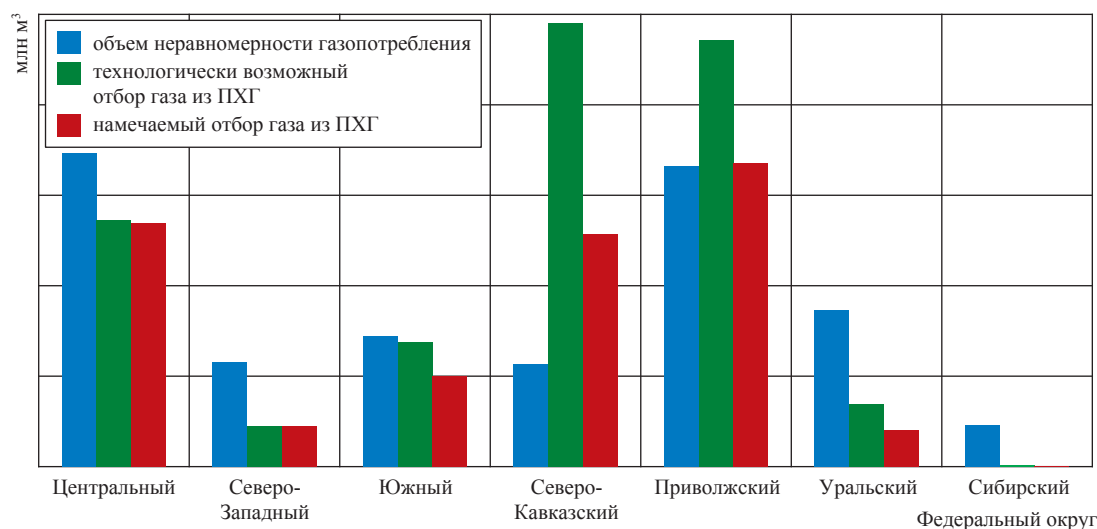


Рис. 2. Сопоставление показателей объемов неравномерности газопотребления и отборов газа из ПХГ по федеральным округам

ПК-1. В последние годы добыча газа из сеноманских отложений в общей добыче газа по Западной Сибири достигла 80 %. Сеноманские залежи являются массивными, подстилаемыми подошвенной водой, и разработка их существенно осложнена проявлением активного упруговодонапорного режима и обводнением эксплуатационных скважин в процессе эксплуатации.

При всей важности каждого из перечисленных элементов системы добычи газа «скважины – газосборные сети – УКПП – ДКС» все же главным ее элементом являются газодобывающие скважины. На месторождениях Западной Сибири максимальные и минимальные сезонные дебиты скважин и депрессия находятся в крайних пределах допустимого изменения технологических параметров, при этом абсолютные значения диапазона возможного регулирования главного технологического параметра – депрессии – очень узки. В этих условиях увеличение пределов регулирования величины депрессии и дебитов скважин сверх проектных величин чревато существенными негативными последствиями для разработки месторождения и будет способствовать снижению интегрированных технико-экономических показателей добычи газа.

Учитывая особенности разработки месторождений Западной Сибири и принимая во внимание, что многие из них находятся в завершающей стадии разработки, технологические возможности эксплуатации этих месторождений в аспекте увеличения их роли в регулировании сезонной неравномерности потребления газа на сегодня почти исчерпаны. Экономический анализ эффективности регулирования сезонной неравномерности потребления газа на перспективу проводился для двух возможных источников:

- отбора/закачки газа из/в ПХГ;
- добычи газа на месторождениях ПАО «Газпром» в режиме регулирования сезонной неравномерности.

Для проведения сравнительной оценки стоимости регулирования неравномерности газопотребления были использованы следующие технологические и технико-экономических показатели:

- объемы отбора газа из ПХГ и соответствующие им объемы поставок газа с месторождений ПАО «Газпром», обеспечивающие покрытие прироста объемов сезонной нерав-

номерности потребления газа в период 2016–2020 гг.;

- проектные капитальные вложения в развитие системы ПХГ и строительство дополнительных мощностей по добыче газа на месторождениях ПАО «Газпром»;
- эксплуатационные затраты на закачку, хранение и отбор газа из ПХГ, а также на добычу дополнительных объемов газа месторождений ПАО «Газпром» в сезон повышенного спроса на газ;
- ставки налогов и платежей в соответствии с действующим налоговым законодательством РФ.

Расчетные удельные стоимости услуг ПХГ и поставки дополнительных объемов газа с месторождений ПАО «Газпром» для сопоставимости полученных результатов определяются при условии достижения единого 12%-ного уровня внутренней нормы доходности (ВНД) на инвестиции за расчетный период строительства объектов и их эксплуатации.

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и доходов применительно к интересам его участников. Основными критериями эффективности являются:

- цена реализации газа;
- чистая прибыль;
- чистый дисконтированный доход;
- срок окупаемости по денежному потоку.

В ходе сравнительной экономической оценки были рассчитаны денежные потоки для двух инвестиционных проектов по регулированию сезонной неравномерности потребления газа (рис. 3).

По результатам сравнительной оценки стоимости регулирования неравномерности потребления газа в ЕСГ России можно сделать следующие выводы:

- объем капитальных вложений в развитие системы ПХГ в пористых структурах оценивается на 14 % ниже по сравнению с вариантом, предусматривающим строительство дополнительных мощностей по добыче;
- себестоимость закачки, хранения и отбора газа в 1,5 раза ниже по сравнению с этим же показателем для варианта, предусматривающего использование технико-технологических возможностей месторождений;
- расчетная удельная стоимость услуг ПХГ на 17 % ниже стоимости поставки дополнительных объемов газа с месторождений

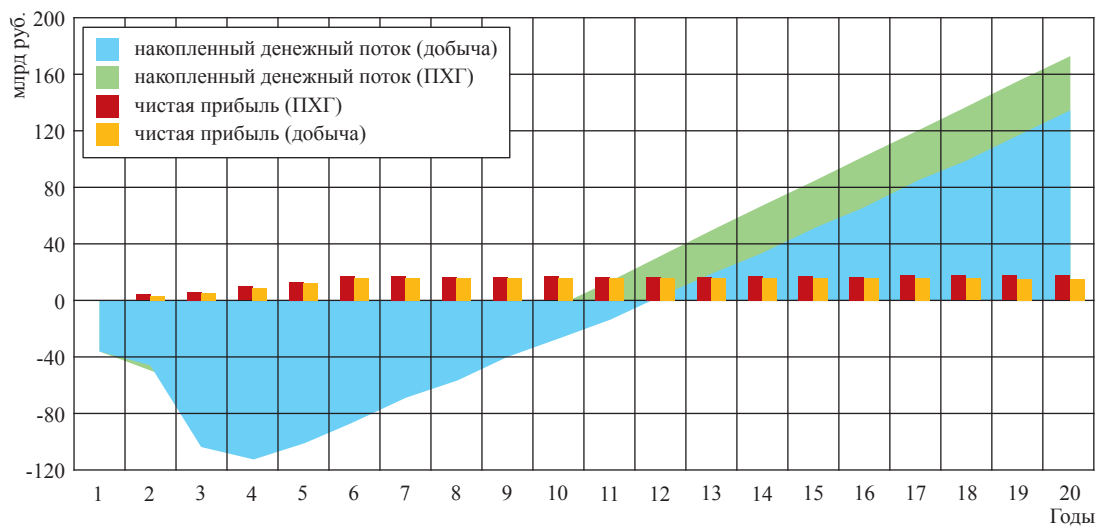


Рис. 3. Денежные потоки для инвестиционных проектов по регулированию сезонной неравномерности

ПАО «Газпром» за счет увеличения максимальной суточной добычи газа;

- при одинаковой расчетной удельной стоимости вариант развития системы ПХГ характеризуется более приемлемыми с позиции инвесторов показателями эффективности по сравнению с альтернативным вариантом.

На основании результатов анализа регулирования сезонной неравномерности потребления газа можно дать следующие рекомендации:

- в холодное время года в первую очередь целесообразно отбирать газ из ПХГ в соответствии с планом, так как хранилища расположены к потребителю ближе, чем объекты добычи;
- не допускать перевыполнения плана по добыче, если план по отбору газа не выполнен;

- использовать резервный фонд скважин, предусмотренный проектами разработки месторождений, для обеспечения поставок дополнительного объема газа потребителям в периоды значительных похолоданий при невозможности увеличения объемов отбора газа из ПХГ;
- задействовать дополнительные мощности по добыче в качестве основного регулятора неравномерности потребления газа, если вблизи конкретного региона отсутствуют объекты ПХГ;
- не увеличивать плановую относительную неравномерность добычи газа более, чем на 3 %, планировать регулирование сезонной неравномерности потребления газа за счет более рационального использования созданных и развиваемых мощностей ПХГ.

УДК 547.2.03:531.42

И.А. Прудников, А.Г. Касперович, О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, Д.Е. Украинцева

Аддитивный метод расчета плотности нестабильных жидких углеводородов

Ключевые слова: компонентно-фракционные составы, физико-химические свойства, нестабильные жидкие углеводороды, плотность.

Keywords: component-fractional compositions, physical-chemical properties, unstable liquid hydrocarbons, density.

Плотность нестабильных конденсатов и нефтей является одним из важнейших показателей при определении балансов добычи и промышленной подготовки углеводородного сырья (УВС), проведении учетных операций (в том числе по списанию запасов), моделировании, проектировании и анализе разработки месторождений (в том числе при расчетах пластовых потерь в результате ретроградной конденсации жидкой фазы). Для вычисления плотности существует ряд современных методик, базирующихся на применении различных уравнений состояния (Ли–Кеслера, Бенедикта–Вебба–Рубина, Пенга–Робинсона и других [1]), однако они сложны для реализации и требуют точной настройки для получения адекватных результатов. Общеизвестно, что расчет плотности с использованием уравнений термодинамического состояния существенно занижает плотность жидкой фазы, прежде всего в результате недостаточного учета сжимаемости легких газовых компонентов, растворенных в жидкой фазе. Для решения этой проблемы применяют различные компенсирующие поправки к парциальному молярному объему компонентов, которые описаны, например, в [2, 3]. Такие коррекции еще больше усложняют адаптацию расчетных методов под экспериментальные данные.

Известная и распространенная методика расчета плотности Ханкинсона–Томпсона (COSTALD) [4, 5] является достаточно точной и термодинамически обоснованной, и тем не менее сложной в реализации, а ее применение ограничено определенной областью термобарических параметров. Поэтому для оценочных расчетов плотности жидкой фазы необходимы более простые, но и надежные расчетные методы. По мнению авторов, таким является аддитивный метод, базирующийся на составе жидкого флюида и парциальных плотностях его индивидуальных компонентов и псевдокомпонентов (назовем их общим термином – компоненты).

Авторам на базе комплексной многофакторной обработки обширных экспериментальных данных по компонентно-фракционным составам (КФС) и плотности нестабильных жидких углеводородов (НЖУ) удалось вывести простое корреляционное поправочное уравнение, которое позволяет для достаточно широкой гаммы составов выполнять расчеты плотности аддитивным методом с точностью, практически не уступающей методике COSTALD. В статье представлен разработанный и предлагаемый для широкой реализации аддитивный метод с обосновывающими материалами.

В основе новой методики лежит расчет аддитивной плотности, адаптированный под имеющиеся экспериментальные данные о плотностях НЖУ, определенных в диапазоне температур и давлений. Корректировка заключалась во вводе эмпирически установленных поправок на давление и температуру. Для массива экспериментальных составов НЖУ, а также ряда составов стабильного конденсата (СК) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) – продукции подготовки углеводородного сырья нефтегазоконденсатных месторождений севера Тюменской области – были выполнены расчеты плотности при стандартных условиях (СУ: 20 °С и 0,1013 МПа) по методикам расчета плотности по аддитивности и Ханкинсона–Томпсона (COSTALD). Последняя использована в данной работе для получения целевых значений плотности НЖУ вместо проведения длительных и трудозатратных экспериментальных исследований, для которых к тому же необходимо нивелировать погрешности определений. Далее вычислялась разница между плотностями, полученными по разным методикам. Анализ результатов расчета позволил установить, что

отклонения расчетной аддитивной стандартной плотности от плотности, рассчитанной по методике Ханкинсона–Томпсона, прямо пропорциональны разнице молярных масс исследуемого потока и входящей в его состав метан-бутановой фракции, а также массовой доле метан-бутановой фракции и обратно пропорциональны молярной массе метан-бутановой фракции. Для разницы молярных масс всего потока и входящей в его состав метан-бутановой фракции был подобран показатель степени, равный 1,43 (при этой величине показателя степени удалось добиться наилучших результатов). График зависимости отклонений стандартной плотности от рассчитанной по методике Ханкинсона–Томпсона представлен на рис. 1. Полученные данные были аппроксимированы уравнением прямой с достоверностью аппроксимации (квадрат коэффициента корреляции Пирсона R) 0,952.

Составленное в результате аналитических исследований уравнение поправки на сжимаемость легких газовых компонентов для расчета аддитивной плотности имеет следующий вид:

$$\rho_{жс}^{CV} = \rho_{жс.нач}^{CV} + \frac{(0,1918(M - M_{C_1C_4})^{1,43})g_{C_1C_4}}{M_{C_1C_4}} + 0,4904, \quad (1)$$

где $\rho_{жс.нач}^{CV}$ – исходное значение аддитивной плотности при СУ, кг/м³; $\rho_{жс}^{CV}$ – значение аддитивной плотности при СУ, откорректированное с учетом сжимаемости легких газовых компонентов, кг/м³; M и $M_{C_1C_4}$ – молярные массы НЖУ и метан-бутановой фракции НЖУ соответственно; $g_{C_1C_4}$ – массовая доля метан-бутановой фракции в составе НЖУ, %. Массовую долю метан-бутановой фракции определяют по КФС НЖУ как сумму массовых долей входящих в ее состав компонентов: метана, этана, пропана, изобутана и нормального бутана. Молярную массу метан-бутановой фракции рассчитывают как отношение суммы произведений молярных долей z_i и молярных масс M_i к сумме молярных долей для компонентов, входящих в состав фракции:

$$M_{C_1C_4} = \frac{\sum_{C_1}^{C_4} (z_i M_i)}{\sum_{C_1}^{C_4} z_i}. \quad (2)$$

Дальнейшие исследования были направлены на определение аналитических выражений для расчета поправок плотности на давление и температуру – в целях приведения расчетной аддитивной плотности при СУ к требуемым условиям (при заданных

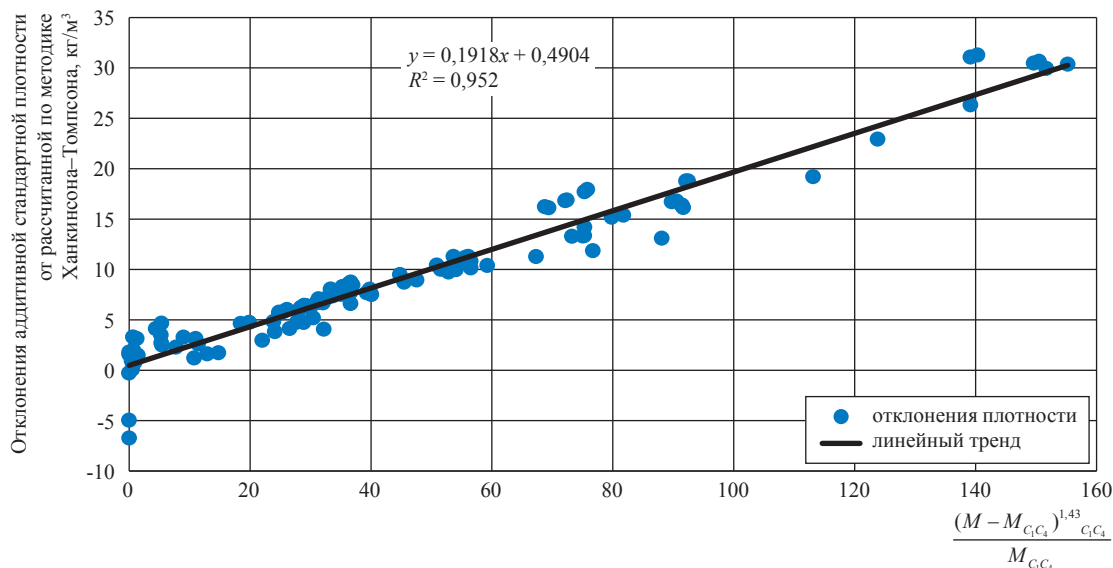


Рис. 1. График зависимости отклонений аддитивной стандартной плотности от плотности, рассчитанной по методике Ханкинсона–Томпсона

давлении и температуре). Для этого выполнены расчеты плотностей при постоянной температуре и переменном давлении, а также при постоянном давлении и переменной температуре. Плотности рассчитывались по методике Ханкинсона–Томпсона (при заданных условиях) и по методике аддитивности (при СУ) с учетом выведенной поправки по формуле (1). Анализ зависимости отклонений расчетных плотностей от значений стандартной аддитивной плотности с поправкой на сжимаемость позволил установить вид аналитических уравнений для расчета поправок на давление и температуру.

Для температурной поправки K_T , зависящей от температуры потока и его скорректированной плотности при СУ, получена следующая формула:

$$K_T = -0,00000000571((t + 273)^{1,243})(20 - t)\rho_{жс}^{CV} + 0,000020875(t + 273)(20 - t) + 1, \quad (3)$$

где t – температура потока НЖУ, °С.

Для поправки на давление K_p , зависящей от давления потока и его скорректированной плотности при СУ, получена формула

$$K_p = -0,000009135\rho_{жс}^{CV}(P - 0,0980665) + 0,0083266(P - 0,0980665) + 1, \quad (4)$$

где P – давление потока НЖУ, МПа.

Результаты расчета отклонений плотности, установленной по методике Ханкинсона–Томпсона, от плотности, вычисленной по аддитивной формуле с учетом поправки на сжимаемость и с учетом поправок на давление и температуру (по формулам (3) и (4)), в сравнении с отклонениями от аддитивной стандартной плотности с учетом поправки на сжимаемость приведены на рис. 2 и 3. Величины достоверности аппроксимации аналитического уравнения для отклонений плотности, рассчитанной по аддитивности с поправками на сжимаемость и давление, приведены в табл. 1. Величины достоверности аппроксимации аналитического уравнения для отклонений плотности, рассчитанной по аддитивности с поправками на сжимаемость и температуру, приведены в табл. 2. Достаточно высокие величины достоверности аппроксимации свидетельствуют о допустимости расчета поправок на температуру и давление по выведенным аналитическим выражениям.

Расчет плотности НЖУ при заданных термобарических условиях с применением всех поправок выполняется в следующем порядке. Начальное приближение для расчета плотности (при СУ) рассчитывается по аддитивной формуле. Затем применяется коррекция сжимаемости легких углеводородов в объеме НЖУ по формуле (1). Далее вводятся поправки на давление и температуру по формулам (3) и (4). Окончательный расчет плотности при заданных термобарических условиях производится по формуле

$$\rho_{жс}^{P,t} = \rho_{жс}^{CV} K_T K_p. \quad (5)$$

Необходимо подчеркнуть, что авторы получали корреляционные соотношения, проводя статистический анализ в определенных диапазонах плотностей НЖУ. Поэтому применение данного метода ограничивается областью значений НЖУ не выше 880 кг/м³ (при СУ), в которой и проводился регрессионный анализ. Для оценки соответствия модифицированной методики экспериментальным данным проведено их сравнение с результатами комплексных расчетов, выполненных по новой методике, а также по исходной аддитивной методике, базовой методике Ханкинсона–Томпсона и по системам технологического моделирования (СТМ).

В качестве исходных данных для выполнения сравнительных расчетов использовались 37 различных составов КФС, для которых заранее были экспериментально

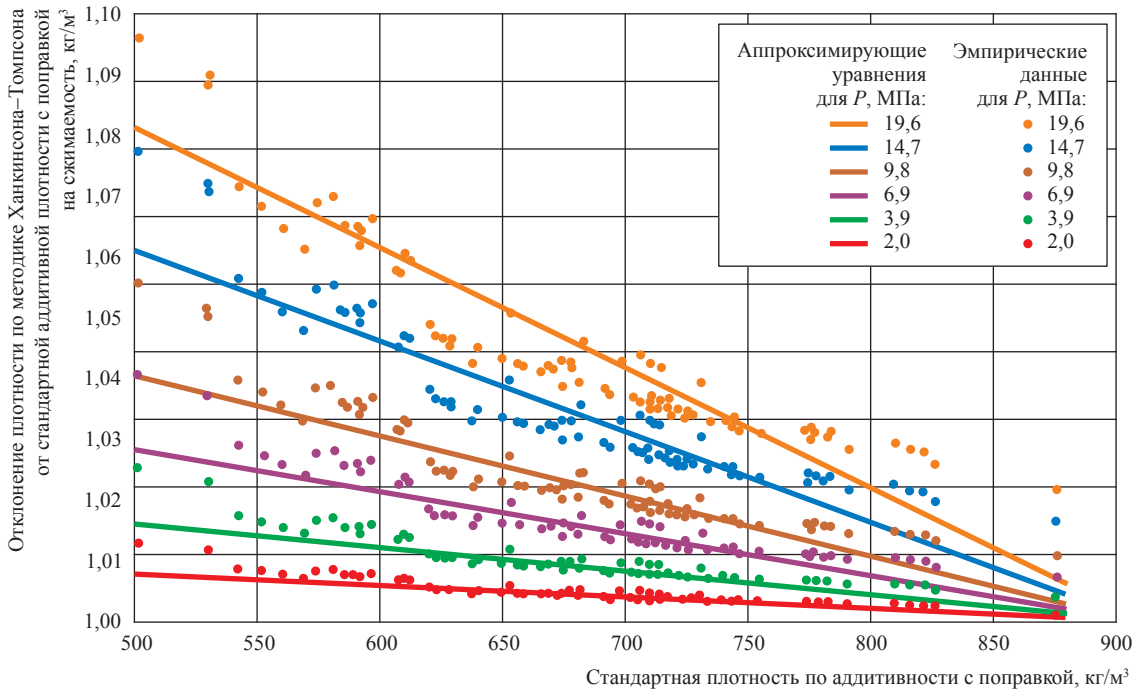


Рис. 2. График зависимости отклонений плотности, рассчитанной по методике Ханкинсона–Томпсона, и стандартной аддитивной плотности с поправкой на давление от стандартной аддитивной плотности с поправкой на сжимаемость

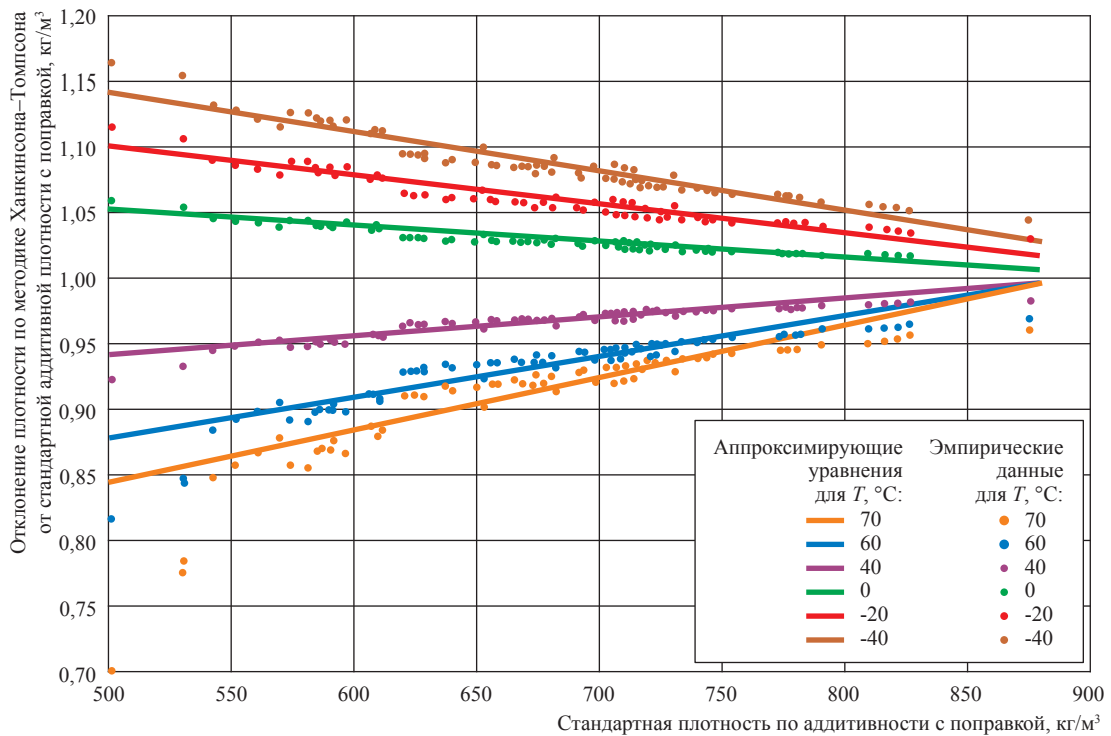


Рис. 3. График зависимости отклонений плотности, рассчитанной по методике Ханкинсона–Томпсона, и стандартной аддитивной плотности с поправкой на температуру от стандартной аддитивной плотности с поправкой на сжимаемость

Таблица 1
Зависимость достоверности аппроксимации отклонений плотности от давления

Давление, МПа	R^2
1,96	0,8329
3,92	0,8386
6,87	0,8456
9,81	0,8512
14,72	0,8587
19,62	0,8643

Таблица 2
Зависимость достоверности аппроксимации отклонений плотности от температуры

Температура, °С	R^2
-40,0	0,9219
-20,0	0,9162
0,0	0,9082
40,0	0,8767
60,0	0,8330
70,0	0,7599

определены значения плотности в диапазоне температур и давлений. Применительно к этим составам выполнены расчеты по модифицированной и доработанной аддитивной методике и по методике Ханкинсона–Томпсона. Кроме того, выполнены расчеты плотности по исходной аддитивной методике (расчет по аддитивности) и в среде популярных СТМ. Плотность для каждого состава рассчитывалась исходя из условий проведения эксперимента – при экспе-

риментальных давлении и температуре. В общей сложности проведены расчеты для 876 точек (комбинаций составов, давлений и температур). Далее для оценки отклонений расчетных значений от экспериментальных рассчитывались обобщенные характеристики всего массива результатов – максимальные, минимальные и средние отклонения в процентах, а также была найдена разница (разброс) между максимальными и минимальными отклонениями (рис. 4).

Рис. 4 показывает, что среди всех протестированных расчетных методик минимальные значения средних отклонений зафиксированы для новой методики расчета по аддитивности с поправками на давление и температуру. Немного уступает ей методика Ханкинсона–Томпсона. Однако минимальный разброс зафиксирован по методике Ханкинсона–Томпсона, а методика расчета по аддитивности с поправками на давление и температуру уступает по этому показателю не только методике Ханкинсона–Томпсона, но и HYSYS. Из СТМ минимальные средние отклонения и минимальный разброс зафиксированы у HYSYS. Таким образом, новая методика характеризуется наилучшей сходимостью с экспериментальными данными в сравнении с остальными протестированными методиками, за исключением небольшого превышения величины разброса относительно СТМ HYSYS.

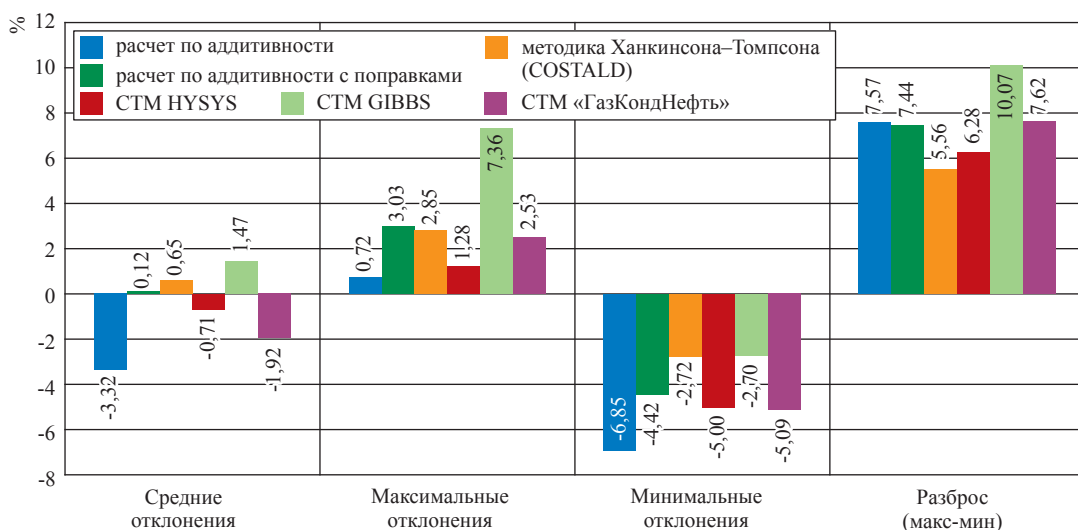


Рис. 4. Расхождение расчетных плотностей НЖУ с экспериментальными данными, %

Список литературы

1. Григорьев Б.А. Анализ и разработка методов расчета плотности нефти, газовых конденсатов и их фракций на основе многоконстантных обобщенных фундаментальных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 4–12.
2. Peneloux A. A consistent correction for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Peneloux, E. Rauzy, R. Freze // Fluid Phase Equilib. – 1982. – № 8. – P. 7–23.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
4. Hankinson R.W. Get accurate LNG densities with COSTALD / R.W. Hankinson, T.A. Coker, G.H. Thomson // Hydrocarbon Process (United States). – 1982. – V. 62, – P. 207–208.
5. Hankinson R.W. A new correlation for saturated densities of liquids and their mixtures / R.W. Hankinson, G.H. Thomson // AIChE Journal. – 1979. – № 25. – P. 653–663.

УДК 622.276(075.8)

Д.Ц. Бахшиян, А.В. Елистратов, Е.П. Ильина, С.В. Списов

Исследование абсорбции природного газа в аппарате с пульсацией газового потока

Ключевые слова: ректификация, абсорбция, экстракция, частота колебаний, ультразвуковые колебания, пульсация, тарелка, насадка, гидравлическое сопротивление, эффективность извлечения.

Keywords: rectification, absorption, extraction, frequency of oscillations, ultrasonic oscillations, pulsation, disc, nozzle, hydraulic resistance, efficacy of extraction.

Современные объемы добычи и переработки природного газа требуют максимально эффективной работы технологического оборудования, в первую очередь колонных массообменных аппаратов. В отечественной и зарубежной практике ведутся усиленные поиски путей и методов интенсификации массообменных процессов газовой и нефтехимической промышленности. Интенсификация таких массообменных процессов, как ректификация и абсорбция, может осуществляться за счет применения новых технологий, новых конструкций контактных устройств или за счет непосредственного воздействия на сам процесс массопередачи. Разработка и внедрение в промышленность новых технологий в настоящее время сопряжены с чрезвычайно большими трудностями: высокими затратами на проведение лабораторных, промышленных испытаний и изготовления аппаратуры, а также длительными сроками внедрения предложенных технологий.

Применение новых конструкций тарельчатых и насадочных устройств в настоящее время не дает значительного эффекта улучшения работы колонных массообменных аппаратов. Это связано с тем, что раньше эффект от внедрения новых конструкций подобного типа рассчитывался как относительный в сравнении с морально устаревшими колпачковыми или желобчатыми тарелками, насадками из толстостенных керамических колец Рашига и т.п. К настоящему времени большая часть отечественных предприятий газовой и нефтяной промышленности уже прошла стадии обновления и реконструкции массообменной аппаратуры с использованием современных (или модернизированных) конструкций тарелок или насадок, выполненных на новом иерархическом уровне и характеризующихся высокой производительностью и эффективностью разделения. Экономические показатели новых внедряемых конструкций незначительно выше показателей указанных контактных устройств.

В этой связи целесообразно рассмотреть альтернативные пути повышения эффективности работы колонных массообменных аппаратов. Одним из действенных путей интенсификации кинетики массопередачи и увеличения поверхности контакта фаз является генерация пульсаций в газовой или жидкой фазах. Намечилось несколько основных направлений разработки «пульсирующих» колонн: аппараты с генерацией колебаний или циклической подачей одной или обеих взаимодействующих фаз [1], с вибрирующими контактными устройствами [2] и роторные аппараты с перемещающимися устройствами [3].

Аппараты с вибрирующими контактными устройствами не получили широкого применения в промышленности в связи с техническими трудностями реализации процесса – большие затраты на создание возвратно-поступательного движения контактных устройств, уплотнение конструкции для предотвращения потерь жидкости и т.п. Область применения роторных аппаратов достаточно мала: это процессы с ограниченными нагрузками по газовой и жидкой фазам, где требуется высокая степень разделения компонентов (КПД ступени контакта 0,9 и более). Кроме того, высокая эффективность процессов в данном случае достигается путем создания в конструкции условий для диссипации больших величин энергии (удельная вводимая мощность 400 кВт/м³ и более).

Отдельную нишу занимают аппараты, в которых используется воздействие колебаний звуковой частоты на взаимодействующие фазы. Имеется положительный опыт использования ультразвуковых [4] и низкочастотных [5] колебаний на про-

цесс разгазирования жидкости. Более того, действие, например, ультразвуковых колебаний нельзя сводить только к тривиальному диспергированию – в работе [6] показано, что при обработке углеводородной жидкости звуковыми колебаниями с частотой 20 кГц при интенсивности 1,5 Вт/см² сдвигается даже равновесие гептан-пропановой смеси в сторону уменьшения растворимости пропана в гептане. Недостатком способов дегазации с помощью ультразвука являются большие энергетические затраты на создание ультразвукового поля (при удалении газа из насыщенной воздухом воды требуется мощность 51,2 кВт при частоте 194 кГц), использование для указанных целей низкочастотных колебаний значительно менее энергоемко, но требует в промышленных масштабах достаточно сложного аппаратного оформления.

Повышение эффективности работы колонных массообменных аппаратов может быть достигнуто за счет использования циклического режима подачи взаимодействующих фаз [1]. Достоинством указанных аппаратов является исключение смешения жидкости, стекающей с вышележащей контактной ступени на нижележащую, а также более равномерное распределение газа по сечению колонны благодаря уменьшению градиента уровня жидкости на контактной ступени. В связи с тем что генерация пульсаций взаимодействующих фаз при соблюдении цикличности их подачи в промышленных условиях затруднительна, большинство исследователей изучало эффективность процесса при создании пульсаций только в газовой или жидкой фазах.

Наиболее широко изучено влияние пульсаций на процессы жидкостной экстракции, результатом чего явилось внедрение в промышленность высокоэффективных пульсационных экстракторов [6]. Исследования показали, что в процессах жидкостной экстракции с увеличением частоты и амплитуды колебаний эффективность массообмена возрастает, как правило, монотонно вплоть до момента «захлебывания», а предельная нагрузка незначительно уменьшается.

Ряд работ посвящен изучению влияния пульсаций в газожидкостных системах применительно к условиям абсорбции и хемосорбции, однако данные авторов весьма разноречивы. Кроме того, все экспериментальные результаты получены в лабораторных усло-

виях при давлении, не превышающем атмосферное, что в значительной степени затрудняет моделирование таких процессов и внедрение их в промышленность. Большинство исследований проводилось в аппаратах с контактными устройствами в виде переливных тарелок или насадок, которые в силу своих конструктивных особенностей гасят пульсации, либо вообще без контактных устройств.

М.Х.Дж. Байрд, Дж.Х. Бретшрайдер и др. [7] указали на высокую эффективность массообмена на свободной поверхности вибрирующего столба жидкости, что легко может быть достигнуто на тарелках провального типа. В связи с этим выполнена работа по изучению влияния пульсаций газового потока на гидродинамику и эффективность массообмена в условиях абсорбции углеводородного газа керосином при повышенном давлении. Эксперименты проводились на опытно-промышленном аппарате диаметром 205 мм при абсолютном рабочем давлении 0,5 МПа в реальных условиях абсорбции углеводородного газа. В аппарате на расстоянии 400 мм друг от друга были установлены 3 дырчатые тарелки провального типа со свободными сечениями 7,6 и 15 %. С целью обеспечения возможности визуальных наблюдений за гидродинамикой процесса абсорбер был оборудован специальными смотровыми стеклами, позволяющими фиксировать высоту газожидкостного слоя на тарелках при различных режимах работы аппарата; гидравлическое сопротивление тарелок замерялось дифференциальными манометрами.

Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1. Сырой углеводородный газ (метан – 98 % об.; пропан – 1,5 % об., бутан плюс высшие – 0,5 % об.) подавался под нижнюю тарелку абсорбера, проходил в верхнюю часть аппарата, контактируя с абсорбентом, и сбрасывался в атмосферу. Тощий абсорбент поступал на верхнюю тарелку аппарата, диспергировался газом и проваливался на нижележащую тарелку.

На линии, отводящей газ из абсорбера, установлен пульсатор, позволяющий регулировать частоту пульсаций газового потока. Выходной вал червячного редуктора 2 соединен с системой шкивов 1, благодаря которым можно менять частоту колебаний газового потока в пределах 60–1000 циклов в минуту. Для изменения амплитуды колебаний на штоке 3 смонтировано специальное устройство 4.

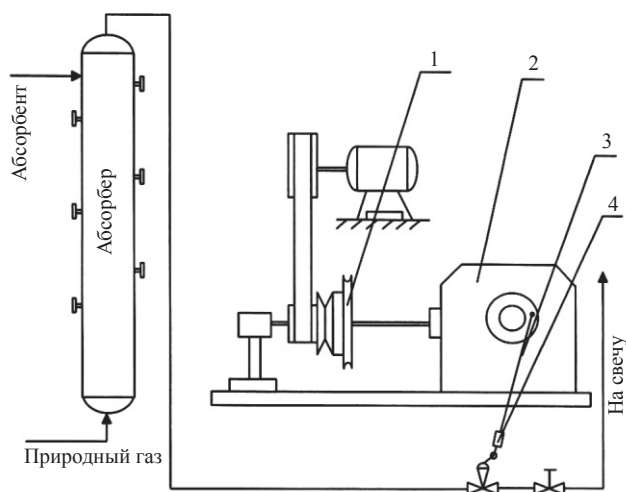


Рис. 1. Принципиальная схема опытно-промышленной установки, предназначенной для изучения влияния колебаний газового потока на гидродинамику и эффективность процесса абсорбции природного газа:

- 1 – система шкивов; 2 – редуктор; 3 – шток;
4 – регулятор амплитуды колебаний

Пробы газа отбирались на входе и выходе аппарата, коэффициент извлечения отдельных компонентов определялся по уравнению

$$\varphi = y_1 - y_2 / y_1,$$

где y_1 , y_2 – концентрация пропана в газе соответственно до и после контактных устройств, % об.

На рис. 2 представлены зависимости гидравлического сопротивления орошаемых тарелок (ΔP) и высоты вспененного слоя жидкости на тарелке (H_n) от частоты пульсаций газового потока (n) при различных плотностях орошения.

Анализ экспериментальных данных на рис. 2а выявил, что сопротивление, как и высота газожидкостного слоя, экстремально изменяются с увеличением частоты пульсаций газового потока. Повышение сопротивления и высоты газожидкостного слоя объясняется количеством жидкости, удерживаемой на тарелке, и изменением структуры вспененного слоя. Визуальные наблюдения за процессом показали, что при небольших частотах пульсации поверхность уровня жидкости колеблется с частотой, равной частоте пульсатора. С увеличением частоты пульсаций амплитуда

колебания поверхности жидкости значительно превышает амплитуду, создаваемую пульсацией. Максимальное волнение поверхности относится к определенным частотам пульсаций, что можно объяснить резонансными явлениями. При увеличении нагрузок по газовой и жидкой фазам значительно возрастают собственные колебания газожидкостного слоя на тарелке, причем в режиме, близком к «захлебыванию» аппарата, пульсация становится заметной даже на показаниях дифманометра, который замеряет перепад давления на тарелках. Пиковые значения гидравлического сопротивления и высоты вспененного слоя жидкости на тарелке существенно зависят от соответствия амплитудно-частотных характеристик пульсатора и собственных колебаний газожидкостного слоя, которые возникают при взаимодействии контактирующих фаз.

Однако гидродинамическая обстановка на тарелке сложна, многогранна и зависит от очень многих факторов. Поэтому явления, описанные ранее, не всегда постоянны. В многотарельчатом аппарате даже при наличии пульсаций газового потока часть тарелок может работать достаточно устойчиво, т.е. гидравлическое сопротивление и высота вспененного слоя жидкости на тарелках с увеличением частоты пульсаций растут практически монотонно или имеют слабовыраженный волновой характер (рис. 2б). Сказанное хорошо согласуется с мнением авторов работы [8] о том, что состояние и развитие барботажного слоя зависят не только от вынужденных, но и от самовозбуждающихся колебаний. Приведенные ранее данные свидетельствуют о том, что на контактных устройствах с одинаковой геометрической характеристикой может возникать различная гидродинамическая обстановка вследствие взаимодействия колебаний газожидкостного слоя разных тарелок. Это явление объясняется как результат интерференции, возникающей при волновом движении барботажного слоя на тарелках, и резонанса пульсаций взаимодействующих фаз.

На рис. 3 показаны характерные зависимости извлечения пропана из газа от частоты пульсаций газового потока при различных плотностях орошения. Видно, что извлечение пропана из газа при наличии колебаний газового потока значительно выше, чем при отсутствии вынужденных колебаний. Указанные зависимости имеют монотонный или слабовыраженный волновой характер с максимальной эф-

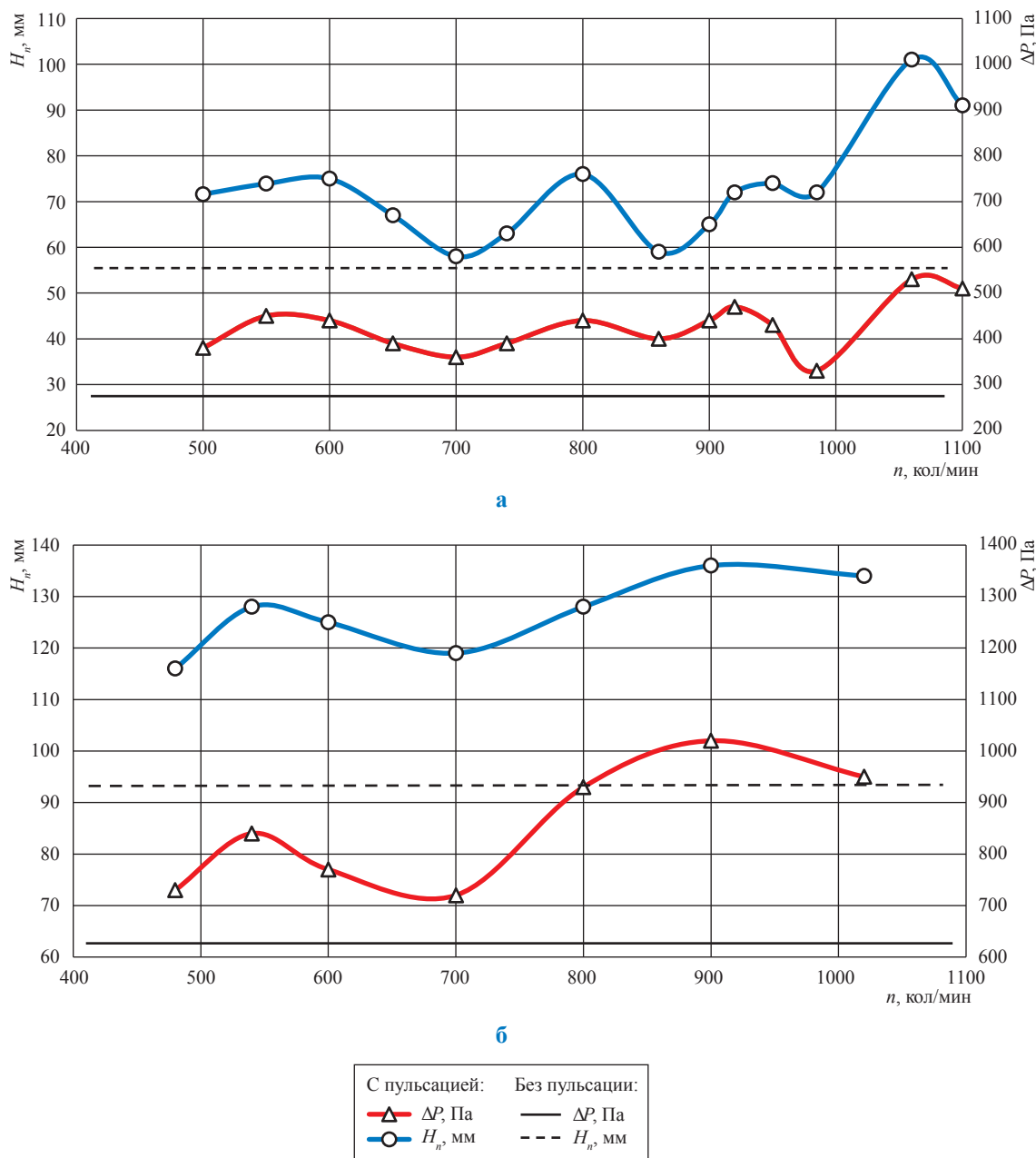


Рис. 2. Зависимости гидравлического сопротивления орошаемых тарелок ΔP и высоты вспененного слоя жидкости на тарелке H_n от частоты пульсаций газового потока n при различных плотностях орошения L : а) $L = 15,6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ (скорость газа $W_2 = 0,23 \text{ м/с}$); б) $L = 24,7 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ($W_2 = 0,159 \text{ м/с}$)

фективностью процесса абсорбции при 560 и 860–900 колебаниях в минуту. Эксперименты показали, что извлечение пропана из газа в зависимости от скорости газа в свободном сечении колонны при постоянной частоте колебаний на 20–25 % выше, чем при отсутствии колебаний (рис. 4).

Результаты экспериментов показали, что при увеличении скорости газа эффект наложения пульсаций несколько ослабевает, особенно

в режиме, близком к «захлебыванию» аппарата. Это связано с тем, что при больших скоростях газа газожидкостный слой на тарелке имеет достаточно развитую и турбулизированную поверхность. Кроме того, при больших значениях газосодержания в жидкости последняя не может рассматриваться как несжимаемая среда, и процессы пульсации в ней нарушаются.

Резюмируя вышесказанное, следует отметить, что генерация пульсаций газового потока

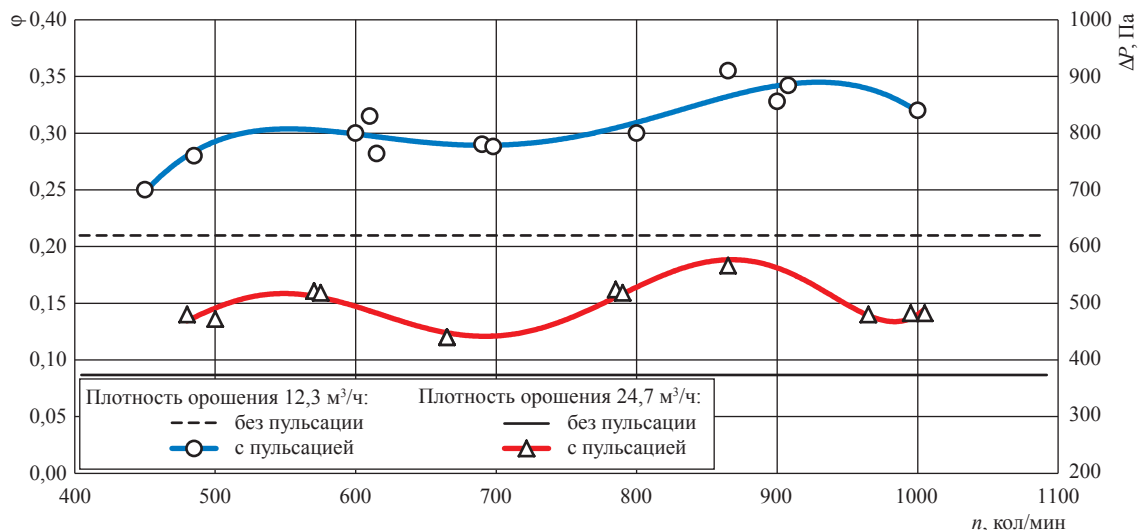


Рис. 3. Доля извлечения пропана из газа ϕ в зависимости от частоты пульсаций газового потока при различных плотностях орошения (свободное сечение колонны $F_{св} = 15\%$, давление $P = 0,5$ МПа, скорость газа $W_z = 0,18$ м/с)

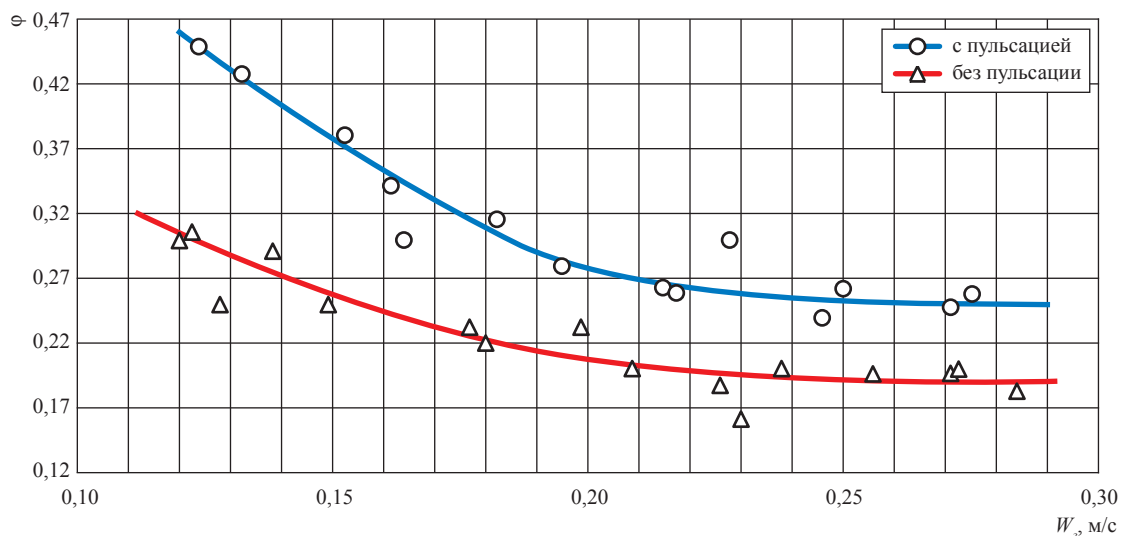


Рис. 4. Доля извлечения пропана из газа в зависимости от W_z в свободном сечении колонны при постоянной частоте колебаний (3 тарелки, $F_{св} = 15\%$, $P = 0,5$ МПа, $L = 24,7$ м³/(м²·ч), $n = 860$ кол./мин)

является эффективным способом интенсификации массообмена в процессах абсорбции природного газа и позволяет значительно увеличить извлечение целевых компонентов. Реализация указанной технологии в промыш-

ленных масштабах сдерживается отсутствием апробированных технических средств подвода и генерации пульсационной энергии в колонные массообменные аппараты.

Список литературы

1. Азизов С.Б. Гидродинамика и массообмен в аппаратах с циклическим режимом работы: автор. дис. / С.Б. Азизов. – Казань, 2007. – 120 с.
2. Круглик З.Е. Колонный реактор с вибрирующими перемешивающими устройствами для интенсификации процессов фогенирования / З.Е. Круглик, Б.М. Фельдман // Химическое и нефтяное машиностроение. – 1996. – № 3. – С. 37–38.
3. Гнилуша И.И. Взаимодействие газа и жидкости в аппарате с дисковыми перемешивающими устройствами / И.И. Гнилуша, И.А. Щупляк // Химическое и нефтяное машиностроение. – 1996. – № 3. – С. 6–8.
4. Семин В.И. Установление фазового равновесия в бинарной гептан-пропановой смеси в ультразвуковом поле / В.И. Семин, Ю.В. Сурков // Газовое дело. – 1971. – № 10. – С. 24–27.
5. Бахшиян Д.Ц. Влияние низкочастотных колебаний на эффективность дегазации жидкости / Д.Ц. Бахшиян, Т.С. Цацулина, М.А. Маргулис // Разработка месторождений углеводородов: сб. научн. тр. – М., 2008. – С. 314–321.
6. Карпачева С.М. Пульсационная аппаратура в химической технологии / С.М. Карпачева, Б.Е. Рябчиков. – 2003. – С. 224.
7. Baird M.H.J. Gas absorption a pulsed bubble column / M.H.J. Baird, J.H. Carstang // Chem. Eng. Science. – 1972. – V. 27. – № 4. – P. 823–833.
8. Гореченков В.Г. Влияние волновых процессов на гидродинамику потоков в адсорбционных и ректификационных аппаратах / В.Г. Гореченков, Ю.А. Харченко, А.С. Антипов // Химия и технология топлив и масел. – 1985. – № 7. – С. 19–23.

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УДК 622.279.8

А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов, Т.С. Цацулина

Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений

Ключевые слова:

газоконденсатное месторождение, низкотемпературная сепарация, низкотемпературная ректификация, абсорбция, дроссель, эжектор, турбодетандер.

Keywords:

gas-condensate field, low-temperature separation, low-temperature distillation, absorption, throttle, ejector, turbo-expander.

Газоконденсатные месторождения (ГКМ) Западной Сибири и полуострова Ямал в обозримой перспективе будут доминировать по отношению к газовым (практически бесконденсатным) сеноманским залежам. Содержание углеводородов C_{5+B} в газоконденсатных залежах может составлять: от 2...3 г/м³ (аптские залежи Бованенковского и Харасавэйского месторождений) до 80...150 г/м³ (валанжинские залежи Уренгойского, Ямбургского, Заполярного и др. месторождений) и 350 г/м³ и выше для ачимовских залежей Большого Уренгоя. В настоящей работе рассмотрены особенности промышленных технологий подготовки газа на ГКМ с высоким содержанием C_{5+B} .

Одним из требований основного нормативного документа, регламентирующего качество транспортируемых газов, – СТО Газпром 089-2010 – является обеспечение определенных значений температур точек росы по углеводородам и водной фазе. Важное дополнительное требование к подготовке газа месторождений Крайнего Севера – поддержание температуры газа на выходе установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на уровне 0...–2 °С [1]. Достижение в промышленных условиях довольно жестких требований к точке росы газа по углеводородам коррелирует с задачей углубленного извлечения углеводородов C_{5+B} или C_{3+B} в составе товарного конденсата УКПГ.

В отечественной газовой отрасли промышленную подготовку газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая имеет несколько модификаций [2]. В качестве источников холодопроизводящего элемента используют дроссель, эжектор, турбодетандерный агрегат и другие устройства. Извлечение углеводородов C_{5+B} с использованием таких технологий составляет 90...97 %, остаточное содержание C_{5+B} в составе газа сепарации – около 5 г/м³, но может достигать 10 г/м³. Степень извлечения бутана, пропана и тем более этана в составе нестабильного конденсата не высока и составляет около 55, 35...40, или 7...10 % соответственно.

Увеличение извлечения C_{5+B} из пластового газа может быть достигнуто совершенствованием технологических схем низкотемпературной сепарации и ректификации, а также разработкой перспективных комбинированных технологий, сочетающих адсорбционные, абсорбционные и низкотемпературные узлы подготовки газа.

НТС с изохнтальпийным расширением газа

Технически наиболее простым способом охлаждения газа на УКПГ при наличии перепада давлений является его изохнтальпийное расширение. Процесс изохнтальпийного расширения реализуется в дроссельном и эжекторном устройствах. Технология НТС в отечественной практике используется с 60-х годов XX века на месторождениях Средней Азии, Оренбургском, Карачаганакском и др. ГКМ [3]. В настоящее время технология НТС эффективно применяется на многих газоконденсатных месторождениях Западной Сибири [4].

Установка НТС с дросселем, как правило, включает двух- или трехступенчатую сепарацию газа, его охлаждение между ступенями сепарации в рекуперативных те-

плообменниках, изоэнтальпийное расширение газа, разделение в трехфазных разделителях отводимой из сепараторов жидкой фазы на нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора гидратообразования (метанола или гликоля) с частичной их дегазацией. С термодинамической точки зрения изоэнтальпийное расширение газа не вполне эффективно в качестве холодопроизводящего процесса, поскольку потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, усваивается потоком в виде теплоты. Тем самым эффективность дроссельной технологии охлаждения оказывается существенно ниже потенциально возможной.

Дроссельная технология НТС характеризуется низкими капитальными и эксплуатационными затратами и легкостью регулирования технологического процесса, но имеет ряд недостатков, которые наиболее ярко проявляются при высоких значениях температуры входного потока, а именно:

- требуемый перепад давления по установке составляет 5–6 МПа, что предполагает ранний ввод дожимной компрессорной станции (ДКС) иногда с самого начала эксплуатации месторождения;
- требуется компрессорная установка для утилизации низконапорных газов концевой ступени дегазации конденсата;
- в летний период не всегда обеспечивается отрицательная по Цельсию температура товарного газа, так как для выполнения этого условия требуются слишком высокие входные давления (12 МПа и более).

Вместе с тем при определенных условиях технология НТС с дросселем может успешно решать все задачи УКПГ и являться реальной альтернативой технологии НТС с турбодетандерным агрегатом (ТДА). Она может быть рекомендована в следующих случаях:

- на начальной стадии разработки месторождения при высоких давлениях входного газа;
- объектах, где отсутствует требование к подаче газа в магистральный газопровод (МГ) с низкой температурой. В этом случае появляется возможность осуществлять полную рекуперацию холода в рекуперативном теплообменнике «газ–газ» и достигнуть достаточно низких температур НТС за счет располагаемого перепада давления;
- если приходящий на УКПГ газ имеет низкие температуры (ориентировочно ниже

10 °С), что характерно для разрабатываемых морских месторождений.

Дроссельная технология НТС может успешно применяться с обеспечением не только требуемого уровня температуры НТС, но и отрицательной температуры газа на выходе в течение 9–10 месяцев в году, если в технологическую схему УКПГ включить воздушное охлаждение газа первичной сепарации.

Другим устройством, используемым в технологических схемах НТС, является эжектор. Отличие эжекторного устройства от дроссельного заключается в возможности вовлечения (эжекции) низконапорных газов концевой дегазации конденсата в основной поток. Один из вариантов технологической схемы НТС с эжектором приведен на рис. 1.

Представленная схема в настоящее время используется для подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [5, 6]. Отличительной особенностью схемы является двухступенчатое редуцирование газа: в эжекторе и на дроссельном устройстве. Это позволило отсрочить ввод собственной ДКС, более полно использовать сеноманскую ДКС и добиться более низкой температуры НТС. На валанжинских УКПГ отработаны технологические решения по рециркуляции антигидратного реагента – метанола [7].

Эжекторное устройство характеризуется простотой конструкции, малыми габаритами и надежностью эксплуатации. Перепад давления, необходимый для достижения требуемого температурного уровня сепарации (–30...–25 °С), сопоставим с аналогичными параметрами дроссельной технологии. Достижение более низких температур технологически затруднено вследствие увеличения количества низконапорных газов дегазации конденсата.

Важным элементом технологии НТС является рекуперативный теплообменник. В случае реализации более полной рекуперации холода низкотемпературного потока (если требование к низкой температуре товарного газа отсутствует) при соответствующей поверхности рекуперативного теплообмена технология НТС с применением изоэнтальпийного расширения может полностью обеспечить соблюдение требований к круглогодичной подготовке газа, что позволит отказаться от применения турбохолодильной техники.

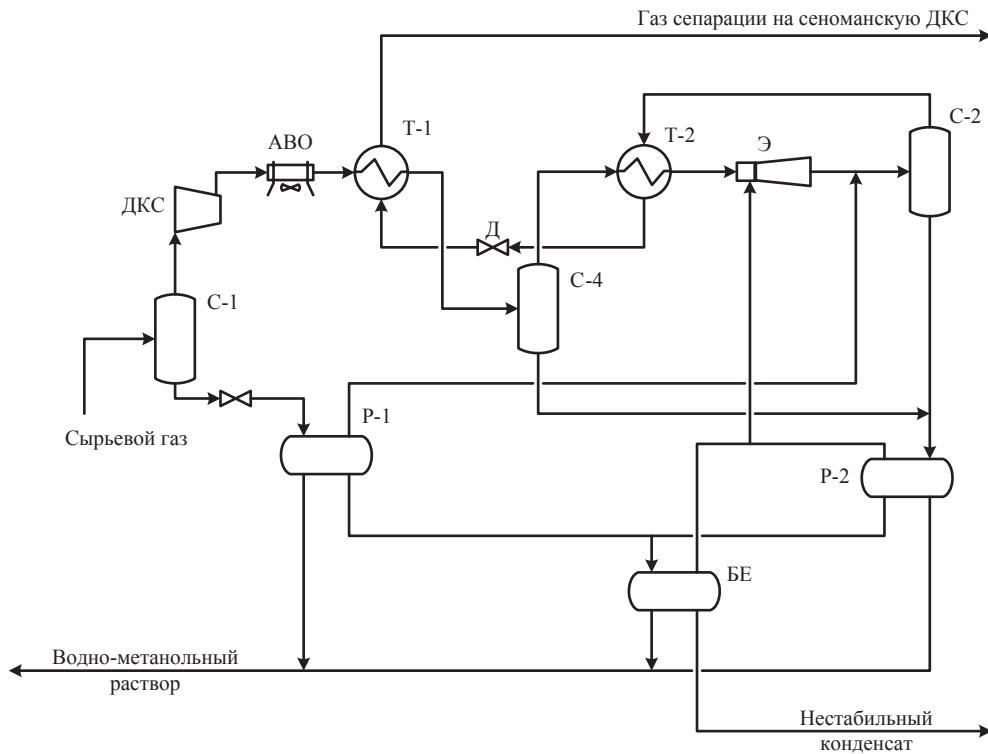


Рис. 1. Вариант технологической схемы подготовки газа НТС с эжектором:
 С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Р-1, Р-2 – разделители; АВО – аппарат воздушного охлаждения;
 Т-1, Т-2 – теплообменники; Д – дроссель; БЕ – буферная емкость; Э – эжектор

Технология НТС с ТДА

Технологические схемы НТС с ТДА в последнее время получили широкое распространение в газовой отрасли. За последние три года в ПАО «Газпром» введены в эксплуатацию ТДА на УКПГ Бованенковского (30 агрегатов) и Заполярного НГКМ (7 агрегатов). В отечественной газовой отрасли продолжается активное внедрение ТДА в промышленные технологии подготовки газа. Массовое использование ТДА обусловлено возможностью достижения значительно более низких температур по сравнению с дроссельной или эжекторной технологиями при том же перепаде давления. Потребность в ТДА в ближайшие 10 лет оценивается в количестве более 40 единиц.

Технология предполагает использование политропного, близкого к изоэнтропийному расширения газа в качестве холодопроизводящего процесса. Расширяющийся газ совершает работу, причем КПД процесса превышает 80 %, только 15–20 % располагаемой работы переходят в теплоту (в отличие от изоэнтальпийного расширения газа в дросселирующем устройстве).

Подключение турбодетандерных агрегатов на УКПГ возможно по двум схемам: «компрес-

сор–детандер» («К–Д») или «детандер–компрессор» («Д–К») [8].

Примером применения ТДА в составе промышленных объектов подготовки газа с подключением согласно схеме «К–Д» является УКПГ-1В Ямбургского НГКМ (рис. 2). В зимний период работа УКПГ-1В осуществляется по технологии НТС с эжектором, ТДА включаются только в теплый период года.

Примером установки НТС с ТДА в обязанности «Д–К» является УКПГ Бованенковского НГКМ [9] (рис. 3).

Последовательность процессов компримирования и детандирования в схеме НТС (подключение ТДА по схемам «К–Д» или «Д–К») оказывает существенное влияние на технологические параметры работы установки и выходы товарной продукции. Фактические режимы работы УКПГ применительно к обоим вариантам подключения ТДА ограничиваются температурами НТС –35...–30 °С. Однако технологические расчеты показывают, что при увеличении перепада давления могут быть достигнуты температуры сепарации до –55 °С. При этом выявляется различие между схемами подключения. Подключение «К–Д» обеспечивает

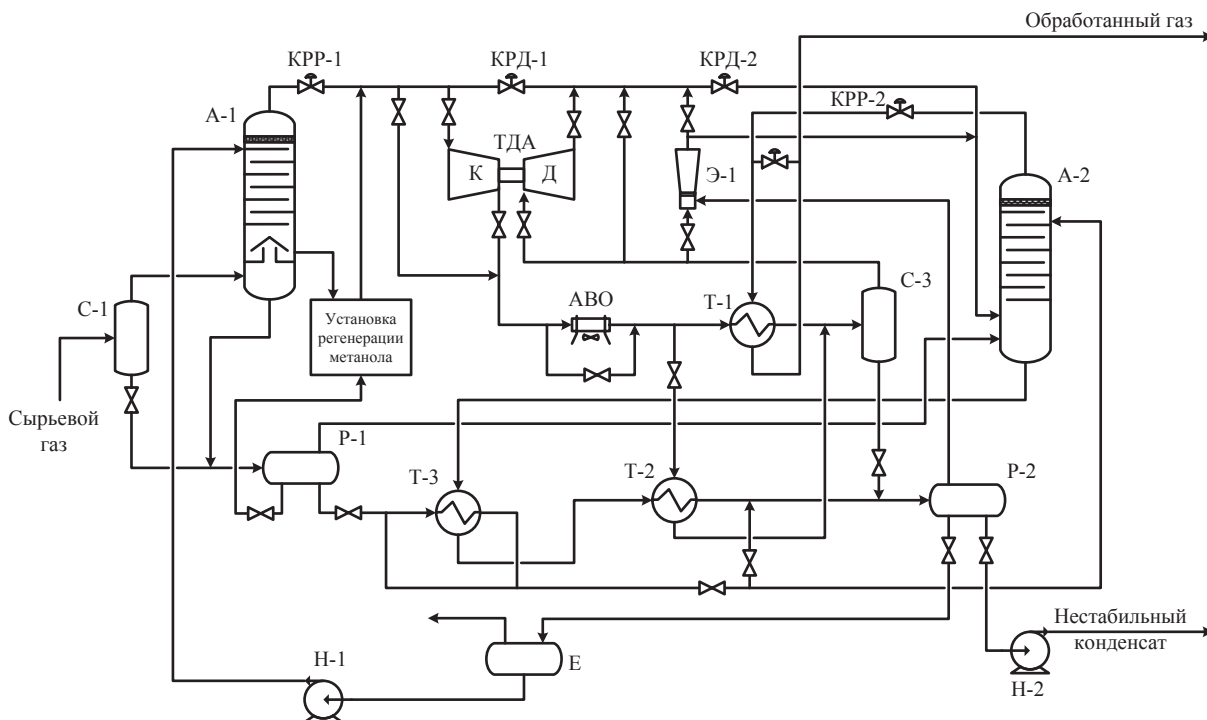


Рис. 2. Один из возможных вариантов технологической схемы НТС с ТДА с обвязкой по схеме «компрессор-детандер»:

С-1, С-3 – сепараторы; Р-1, Р-2 – разделители; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; А-1 – отдувочная колонна; А-2 – абсорбер; КРР-1, КРР-2 – краны-регуляторы расхода; КРД-1, КРД-2 – краны-регуляторы давления; Е – емкость; Н-1, Н-2 – насосы; Э-1 – эжектор; остальные обозначения см. в экспликации к рис. 1

постоянную температуру НТС около $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ круглогодично. Работа технологической схемы при подключении ТДА по схеме «Д-К» позволяет более полно использовать холод окружающей среды. Так, в зимний период может быть достигнута температура сепарации $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, однако летом – всего лишь $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для УКПГ месторождений Крайнего Севера, когда холод окружающей среды используется 9 месяцев в году, среднегодовая температура сепарации по такой схеме подключения ТДА составит примерно $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$.

По сравнению со схемами, использующими изотермическое расширение, термодинамически эффективная технология НТС с ТДА обладает следующими преимуществами:

1) существенного снижения требуемого перепада давления для достижения необходимой температуры газа;

2) более позднего ввода ДКС, причем с меньшим давлением нагнетания;

3) достижения значительно более низких температур газа при том же перепаде давления;

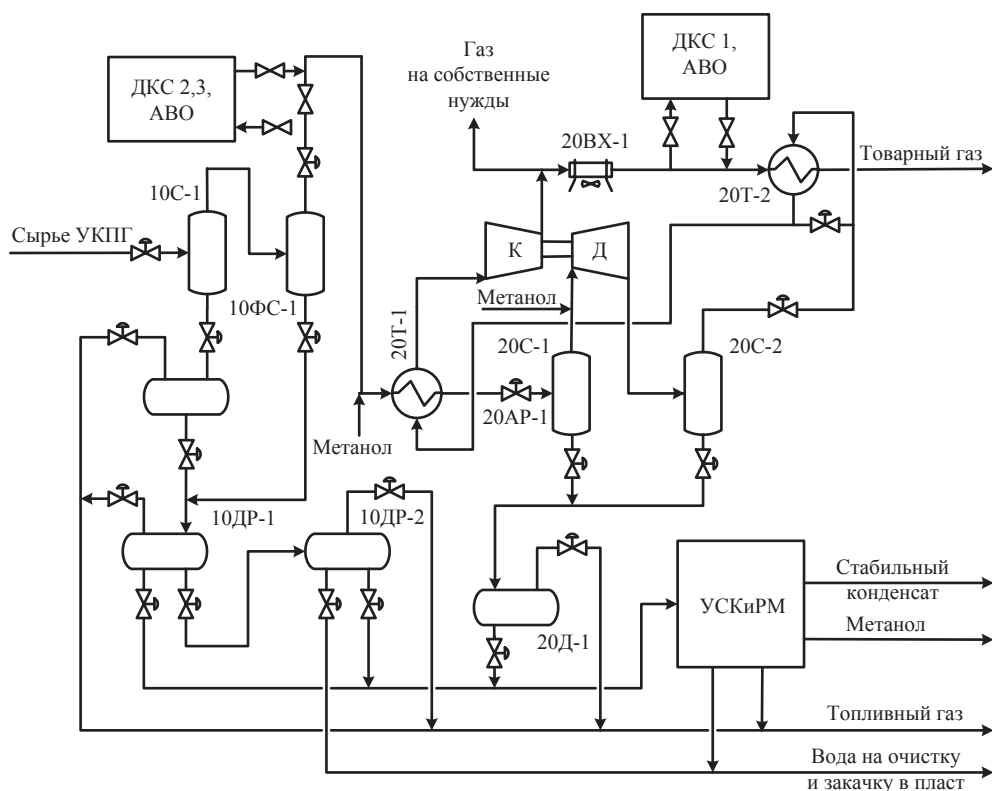
4) безальтернативности применения ТДА для подготовки газа месторождений Крайнего

Севера, на которых требуется не только обеспечить минимальные температуры НТС, но и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки (на входе в газопровод). В первую очередь это касается летнего сезона, когда охлаждение газа за счет АВО резко сокращается или прекращается вовсе, при этом вынужденно снижается рекуперация холода в теплообменниках «газ-газ».

В то же время ТДА обладает рядом недостатков, которые отчетливо проявились в процессе эксплуатации УКПГ Бованенковского НКМ:

1) сложные условия эксплуатации ТДА. Эксплуатация УКПГ всегда характеризуется переменными режимами работы как по расходом, так и по термобарическим параметрам. Обработываемая среда – многофазный поток, состоящий из газа, углеводородной жидкости, водного раствора антигидратного реагента (метанола или этиленгликоля), пластовых механических примесей, продуктов воздействия на пласт и компрессорного масла ДКС;

2) ТДА всегда работает с повышенными жидкостными нагрузками по входному потоку,



**Рис. 3. Типовая технологическая схема НТС с ТДА
с обвязкой по схеме «детандер–компрессор»:**

10С-1, 20С-1, 20С-2 – сепараторы; 10ДР-1, 10ДР-2 – дегазаторы-разделители;
10ФС-1 – фильтр-сепаратор; 20Д-1 – дегазатор; 20ФХ-1 – воздушный холодильник;
20ТД-1 – турбодетандерный агрегат; 20Т-1, 20Т-2 – теплообменники; 20АР-1 – арматурный узел;
УСКИРМ – установка стабилизации конденсата и регенерации метанола

часто с превышениями в десятки раз по отношению к требованиям производителей ТДА. Надо отметить, что еще не создан надежный и приемлемый по цене сепаратор, способный обеспечить капельный унос углеводородного конденсата и ингибитора гидратообразования менее 20 мг/м^3 ;

3) компрессор ТДА вносит теплоту в систему подготовки газа, что снижает эффект охлаждения газа в турбодетандере и критично для установок НТС, где нужно обеспечить отрицательные температуры товарного газа;

4) эксплуатация ТДА требует наличия специально подготовленного персонала – специалистов по компрессорной и турбохолодильной технике. Учитывая массовый рост количества эксплуатируемых ТДА, это требование выполнить непросто;

5) разработка исходных требований к ТДА обуславливает проведение многочисленных расчетных исследований установки НТС с охватом сезонных изменений и всего жизнен-

ного цикла месторождения. Для выполнения этой задачи нужны высококвалифицированные и опытные технологи, которые имеются далеко не во всех организациях;

б) в процессе эксплуатации ТДА довольно часто приходится останавливать, а вместе с ним и технологическую линию (в проектах, как правило, не предусматривают резерва ТДА на каждой технологической линии). Выход новой (резервной) линии на требуемый температурный режим работы происходит в течение 20...40 мин. Это означает, что за такое время в МГ поступает некондиционный газ с повышенными точками росы.

В случае применения этиленгликоля в качестве антигидратного реагента перед расширением в турбодетандере газ необходимо осушить в специальном абсорбере высококонцентрированным (не менее 83...85 %) водным раствором гликоля, так как впрыск жидкости (антигидратного реагента) в поток перед детандером недопустим по условиям эксплуатации турбомашин.

Таким образом, технология НТС с ТДА является оптимальной для подготовки газа месторождений Крайнего Севера, на которых требуется одновременно обеспечить минимальные температуры НТС и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки НТС. Тогда как при проектировании обустройства остальных объектов целесообразно рассматривать альтернативные технологии с использованием дросселя, эжектора, установок генерации внешнего холода, устройств газодинамической сепарации (3S-сепараторов) и др.

НТС с внешним холодильным циклом

В качестве хладагента используются пропан и смеси углеводородов. В отечественной практике пропановая холодильная установка (ПХУ) была внедрена на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, она позволила проводить процесс сепарации газа на температурном уровне $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ [10]. Установки НТС с холодильным циклом позволяют продлить период работы УКПГ без ДКС и снизить энергетические затраты на компримирование газа на ДКС примерно на 50 % по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями. При этом резко сокращается количество газоперекачивающих агрегатов. Применение ПХУ потребует включения в схему НТС дожимного компрессора на газах конечной ступени дегазации конденсата.

Холодильная установка представляет собой самостоятельный технологический объект с собственной инфраструктурой, в частности с довольно сложной системой хранения хладагента, что требует значительного увеличения площади застройки завода. В целом технология НТС с ПХУ на температурном уровне до $-30\text{...}-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ может и должна рассматриваться как реальная альтернатива турбодетандерной или дроссельной (эжекторной) технологиям.

НТС с газодинамическим сепаратором

Устройства газодинамической сепарации, или 3S-сепараторы, [11] пока не получили широкого распространения в практике подготовки газа, однако они обладают определенными достоинствами, которые позволяют им занять промежуточное положение между дросселем (эжектором) и ТДА. По простоте конструкции и энергетическим затратам на ДКС данное устройство близко к эжектору, а по выходу углеводородного конденсата – к ТДА.

Применение абсорбционной технологии в промышленных условиях

Как отмечалось ранее, традиционные технологии НТС на температурном уровне сепарации около $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ характеризуются недостаточно глубоким извлечением этана, пропан-бутанов и даже углеводородов $\text{C}_{5+\text{B}}$.

Первые попытки более глубокого извлечения ценных компонентов в составе продуктового нестабильного конденсата предпринимались в 80–90 годы прошлого века. Был разработан и внедрен на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ технологический процесс промышленной низкотемпературной абсорбции (ПНТА). Аналогичный процесс также реализовали на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ [12]. Дополнительное извлечение углеводородов $\text{C}_{3+\text{B}}$ по технологии ПНТА осуществляется на традиционном уровне сепарации около $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ за счет абсорбции этих компонентов из газа низкотемпературной сепарации. В качестве абсорбента применяется дегазированный и охлажденный конденсат, выделенный на 1-й ступени сепарации (см. рис. 2). Извлечение углеводородов по технологии ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ по сравнению с «классической» технологией НТС при идентичных термобарических параметрах работы возросло со 100 до 115 г/м³. При этом увеличение выхода товарного нестабильного конденсата происходило в основном за счет углеводородов $\text{C}_3\text{--C}_4$.

Технология ПНТА обладает следующими недостатками, которые не позволяют проводить дальнейшее тиражирование этой технологии на других объектах.

1. В верхней части абсорбера происходит контакт товарного газа с абсорбентом, в составе которого содержатся тяжелые углеводороды $\text{C}_{10}\text{--C}_{20}$. Контакт происходит при температурах $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже, вследствие чего существует прямая опасность замерзания и отложения парафинов внутри абсорбера (данные явления имели место на УКПГ-1В). Кроме того, существенное негативное влияние оказывает даже небольшой капельный унос «тяжелого» абсорбента на точку росы товарного газа по углеводородам. Данные особенности процесса не позволяют проводить подготовку газа и извлечение конденсата при температурах $-33\text{...}-30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2. Технология ПНТА применима только в том случае, если товарным продуктом УКПГ является нестабильный газовый конденсат.

3. Отсутствуют возможности регулирования количества и компонентного состава абсорбента. В частности, в процессе разработки месторождения количество абсорбента значительно снижается.

Полноценный классический процесс низкотемпературной абсорбции реализован на Оренбургском газоперерабатывающем заводе [10]. Несмотря на имеющиеся серьезные недостатки, процесс ПНТА может быть усовершенствован в части организации циркуляционных потоков абсорбента с целью регулирования его количества и компонентного состава.

Применение процесса ректификации в промышленных условиях

Наиболее радикальным способом углубленного извлечения конденсата является реализация процесса НТС на температурном уровне $-55 \dots -50$ °С. Реализация НТС на более низком температурном уровне нецелесообразна в промышленных условиях, так как не только усложняется технология, но также возникает необходимость применения высоколегированных сталей, что резко удорожает УКПГ. Кроме того, на данном температурном уровне в промышленных условиях происходит интенсивная конденсация нецелевого компонента – метана, который выделяется при дегазации и фактически превращается в «паразитный» поток.

Проведение процесса при столь низких температурах требует включения в технологическую схему УКПГ ректификационной колонны. Технологические схемы, содержащие в себе ректификационную колонну, интегрированную в общую схему подготовки газа, получили название низкотемпературной сепарации и ректификации (НТСР) [13, 14]. Разнообразие технологий НТСР [15, 16] связано с особенностями составов месторождений и требованиями к жидкой продукции. По данной технологии можно получать нестабильный, деганизированный или стабильный конденсаты. Технология НТСР на указанном температурном уровне позволяет извлекать в продуктовый нестабильный конденсат 98...99 % углеводородов $C_{5+В}$, 60...70 % пропан-бутанов и 20...25 % этана от их содержания в сырьевом потоке. Изначально она разработана для извлечения на месторождениях Надым-Пур-Тазовского нефтегазового региона углеводородного конденсата, подлежащего переработке на действующем заводе деганизации и строящемся в Новом Уренгое газохимическом комплексе.

Один из вариантов технологии НТСР с получением товарного нестабильного конденсата приведен на рис. 4, он реализован в проекте обустройства валанжинских залежей Заполярного НГКМ [15]. В технологии НТСР в качестве питания ректификационной колонны используется нестабильный конденсат 1-й ступени сепарации, а в качестве орошающего потока – конденсат, выделенный на последующих ступенях сепарации. В орошении колонны практически не содержатся «тяжелые» углеводороды.

Технология НТСР является перспективной применительно к решению задачи углубленного извлечения ценных углеводородов на газоконденсатных месторождениях ПАО «Газпром».

Криогенные технологии

Низкотемпературные процессы извлечения углеводородов на температурном уровне $-100 \dots -90$ °С и ниже используются только в заводских условиях, например на Астраханском газоперерабатывающем и Оренбургском гелиевом заводах, которые расположены в непосредственной близости от промышленных УКПГ. Эти примеры показывают, что промышленная низкотемпературная сепарация газа, совмещенная с заводской переработкой в рамках одного промышленного объекта, может успешно работать, обеспечивая максимально высокий выход жидкой товарной продукции и соблюдение требований к качеству товарного газа по температурам точек росы с большим запасом.

Достижение низких температур обеспечивается применением турбохолодильной техники или холодильных циклов [17–20]. Такие схемы позволяют практически полностью извлекать $C_{5+В}$, 99 % бутанов, 95 % пропана и 60...80 % этана [17, 19]. Единым для всех схем такого типа является ступенчатое охлаждение газа с последующим разделением газожидкостного потока в низкотемпературной зоне. Разделение охлажденной газожидкостной смеси на газ деганизации и широкую фракцию углеводородов (ШФЛУ) осуществляется в ректификационной колонне.

Иная картина наблюдается на отдаленных месторождениях Крайнего Севера и полуострова Ямал, где отсутствуют потребители этановой фракции, а ее транспорт с УКПГ на дальние расстояния требует самостоятельной сети этанопроводов. Здесь целесообразно на промыслах максимально полно извлекать конди-

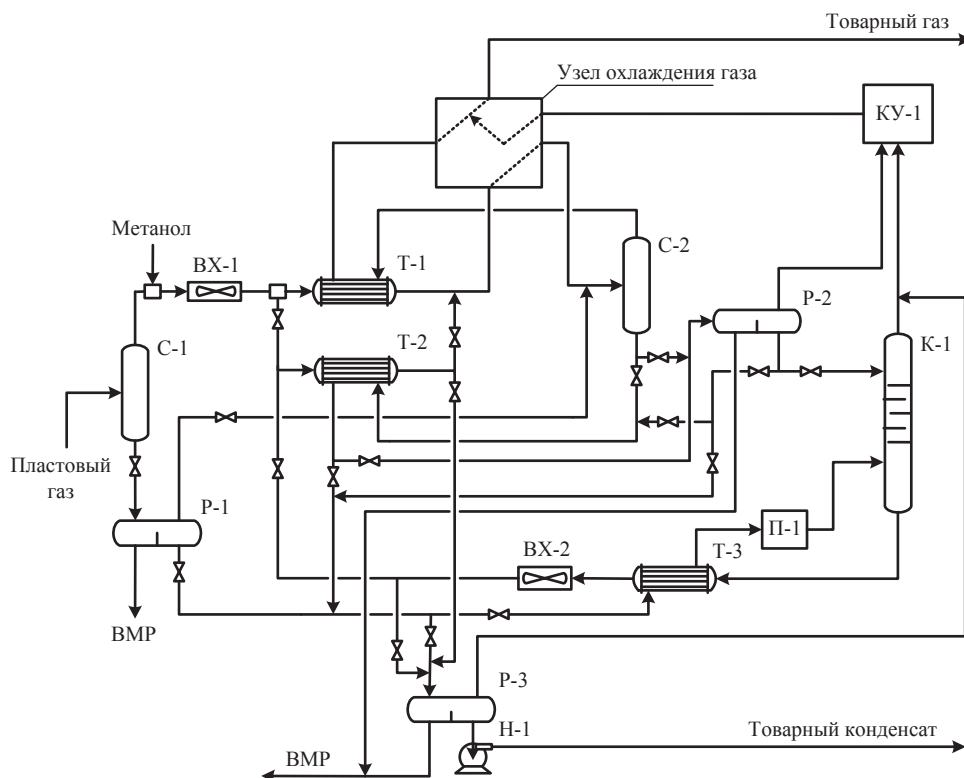


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема НТСР:

P-1, P-2, P-3 – разделители; VX-1, VX-2 – воздушные холодильники; K-1 – колонна ректификации; КУ-1 – компрессорная установка; П-1 – печь подогрева конденсата; ВМР – водно-метанольный раствор

ционный стабильный конденсат, а этан, пропан и бутаны оставлять в газе, подлежащем дальнейшему транспорту по МГ. Для квалифицированного и максимально полного извлечения стабильного конденсата применима одна из модификаций технологии НТСР на температурном уровне сепарации $-45...-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ [13].

По проведенному анализу низкотемпературных технологий промышленной подготовки газа можно сделать следующие выводы.

1. Актуальной задачей на действующих газоконденсатных промыслах является снижение содержания C_{3+B} или C_{5+B} в подготовленном газе и увеличение выхода товарного углеводородного конденсата.

2. Доминирующим процессом подготовки газа на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера служит низкотемпературная сепарация с турбодетандерными агрегатами. Однако данная технология обладает не только важными преимуществами, но и рядом серьезных недостатков.

3. При проектировании УКПГ на новых объектах подготовки конденсатсодержащих газов рекомендуется наряду с технологией НТС с ТДА рассматривать технологии НТС с пропановыми холодильными установками, а в некоторых случаях – НТС с использованием дроссельного устройства или устройств газодинамической сепарации. Выбор того или иного варианта технологии при проектировании обустройства газоконденсатного месторождения обусловлен составом пластового газа, а также технико-экономическими, логистическими и многими другими факторами.

4. Развитие промышленных технологий обработки углеводородного сырья должно идти по пути дальнейшего снижения содержания C_{3+B} или C_{5+B} в подготовленном газе и увеличения извлечения жидких углеводородов за счет применения усовершенствованных абсорбционных процессов и технологий с использованием ректификации.

Список литературы

- Ходанович И.Е. Тепловые режимы магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович, Б.Л. Кривошеин, Р.Н. Бикчентай. – М.: Недра, 1971. – 216 с.
- Истомин В.А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. – Ч. I / В.А. Истомин. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 76 с.
- Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
- Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: учебн. пособ. / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: КДУ, 2008. – 412 с.
- Николаев О.А. Обеспечение эффективной эксплуатации валанжинских УКПГ после ввода ДКС и насосной станции подачи конденсата Уренгойского НГКМ / О.А. Николаев, О.П. Кабанов, Н.А. Цветков и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 31–34.
- Ланчаков Г.А. Повышение эффективности добычи и подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского комплекса / Г.А. Ланчаков, В.А. Ставицкий, Н.А. Цветков и др. // Актуальные вопросы и научно-технические решения по технике и технологии добычи, извлечения и подготовки углеводородного сырья к транспорту на газоконденсатных месторождениях: материалы заседания секции «Добыча и промышленная подготовка газа и газового конденсата» НТС ПАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – С. 43–47.
- Истомин В.А. Методические рекомендации по предупреждению гидратообразования на валанжинских УКПГ Уренгойского ГКМ. – Ч. II: Анализ эффективности различных вариантов нетрадиционного использования летучего ингибитора гидратов – метанола / В.А. Истомин, А.Г. Бурмистров, В.П. Лакеев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1991. – 157 с.
- Кубанов А.Н. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 55–62.
- Кубанов А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2В Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов и др. // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 84–89.
- Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 596 с.
- Андреев О.П. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений / О.П. Андреев, Р.М. Минигулов, Р.В. Кoryтников и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 2. – С. 4–10.
- Бекиров Т.М. Анализ работы опытной установки промышленной низкотемпературной абсорбции / Т.М. Бекиров, Е.Н. Туревский, В.В. Брагин и др. – М., 1995. – 39 с.
- Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неоком-юрских залежей месторождений полуострова Ямал с получением стабильного конденсата / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 54–60.
- Кубанов А.Н. Интенсификация промышленной низкотемпературной обработки природных газов на северных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук / А.Н. Кубанов. – М., 1998.
- Пат. 2476789 РФ / Приоритет 24.08.2011 г.
- Пат. 2124682 РФ / Приоритет 02.11.1995 г.
- Юшина В.С. Современное состояние технологии выделения легких углеводородов / В.С. Юшина, Е.Н. Туревский, Л.В. Грипас и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 87 с.
- Берлин М.А. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В.Г. Гореченков, В.П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.
- Пат. 2382301 РФ / Приоритет 20.10.2008 г.
- Пат. 2382302 РФ / Приоритет 20.10.2008 г.

УДК 622.279

А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова, Р.А. Митницкий

Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях

В настоящее время крупнейшие газовые месторождения Западной Сибири (Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское) находятся на стадии падающей добычи, для которой характерно существенное снижение пластового давления. В условиях низких пластовых давлений обеспечение плановых объемов добычи во многом определяется надежностью и эффективностью работы промысловых систем сбора и подготовки газа. Для повышения эксплуатационных характеристик промыслового оборудования используются различные технические решения по реконструкции и техническому перевооружению объектов добычи газа.

Эксплуатация газосборных сетей (ГСС) на стадиях падающей добычи сопровождается снижением давления, температуры и расхода газа, увеличением содержания пластовой жидкости в его составе. Эти факторы способствуют созданию условий для накопления жидкости в трубопроводах и формированию целого комплекса эксплуатационных проблем [1–6], а именно:

- растут потери давления по длине газопровода при транспортировке скважинной продукции на пункты сбора;
- наблюдаются пульсации давления и залповые выбросы жидкости во входные сепараторы на площадках (установках) комплексной подготовки газа (УКПГ);
- повышается риск образования льда и гидратов, увеличивается расход ингибиторов.

С целью более эффективной эксплуатации месторождений на стадиях падающей добычи разработаны и используются различные методы удаления жидкости из газосборной системы и технические решения по реконструкции ГСС (рис. 1), направленные на снижение негативных факторов, связанных с накоплением жидкости [1–4, 7]. Проанализируем преимущества и недостатки наиболее известных решений по предотвращению накопления и ликвидации жидкости в промысловых трубопроводах с точки зрения их инженерно-технической реализации.

Ключевые слова:

накопление жидкости, газосборная сеть, реконструкция, техническое решение, трубопровод, эффективность, надежность, период падающей добычи.

Keywords:

liquid accumulation, gas-gathering system, reconstruction, technology, pipeline, efficiency, reliability, period of declining production.

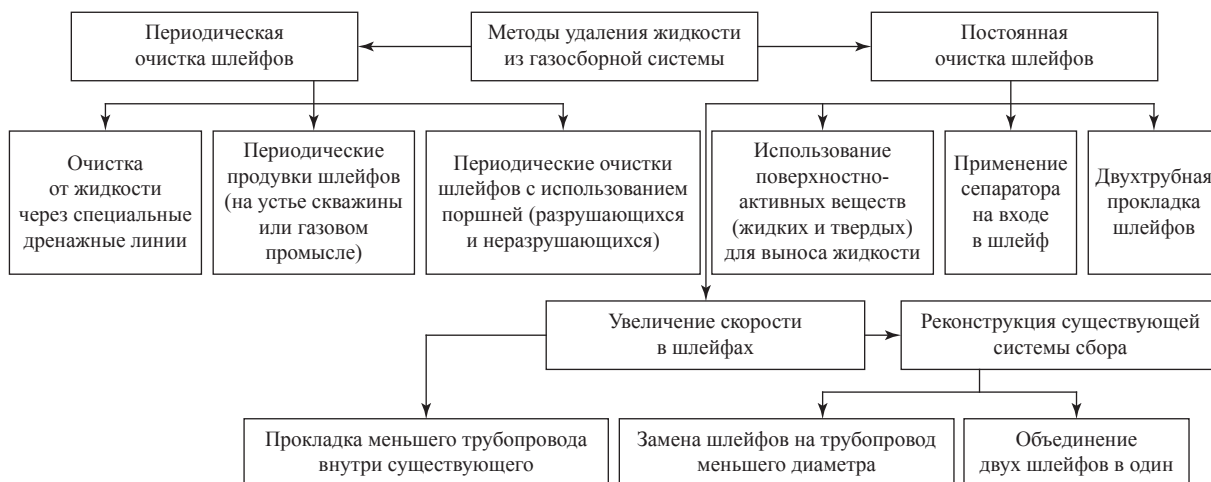


Рис. 1. Методы удаления жидкости из газосборных коллекторов и технические решения по их реконструкции

По функциональным особенностям технические решения могут быть условно разделены на 2 группы. К 1-й группе относятся технические решения, снижающие степень накопления жидкости в трубопроводах в процессе эксплуатации за счет увеличения скорости газожидкостного потока и улучшения условий выноса жидкости. Среди них наиболее известны такие решения, как:

- уменьшение диаметров трубопроводов;
- использование технологии «труба в трубе»;
- объединение газовых потоков в шлейфах, идущих в одном коридоре.

При реализации технического мероприятия по уменьшению диаметра трубопровода увеличение скорости потока до необходимой для выноса жидкости величины достигается путем снижения проходного сечения трубопровода [1]. Уменьшение диаметров трубопроводов, работающих в условиях накопления жидкости, позволяет: снизить гидростатические потери давления, обусловленные весом жидкости на подъемных участках; сместить на более поздние сроки возникновение пробковых режимов течения газожидкостной смеси; уменьшить объем и темп роста жидкостных пробок [8]. Главное преимущество данного решения – широкие возможности прикладного применения: замена существующих труб на трубы меньшего диаметра может быть выполнена на любом участке ГСС, работающем в режиме накопления жидкости. К основным недостаткам технологии следует отнести сложность и высокую стоимость реализации: требуются демонтаж и утилизация существующих трубопроводов, монтаж новых трубопроводов ГСС.

Технология «труба в трубе» предполагает использование в полости шлейфа куста скважин, работающего в режиме накопления жидкости, внутренней пластиковой трубы меньшего диаметра, по которой продукция скважин транспортируется к УКПГ. При этом пространство между наружной трубой и внешней поверхностью внутренней трубы заполняется газом под давлением, равным давлению транспортируемого газа, поэтому внутренняя труба не несет значительных нагрузок. Установка трубы в существующие шлейфы может быть выполнена протягиванием с помощью стального троса. Технологический эффект от использования данного решения аналогичен эффекту от уменьшения диаметра трубопровода.

Положительным моментом является то, что в отличие от уменьшения диаметров шлейфов технология «труба в трубе» не требует дорогостоящей замены труб. Однако к настоящему времени опыт ее применения при реконструкции трубопроводов ГСС отсутствует. К тому же наличие термокомпенсаторов, поворотов, краевых узлов на шлейфах кустов скважин может осложнить монтаж пластиковой трубы.

Объединение потоков нескольких шлейфов в один в одном технологическом коридоре, также как и рассмотренные выше решения, позволяет увеличить скорость движения газа и улучшить условия выноса жидкости. Наряду со снижением гидростатических потерь давления за счет предотвращения образования жидкостных пробок данный способ позволяет повысить температуру потока газа в шлейфах в холодное время года и, как следствие, снизить расход ингибитора гидратообразования – метанола [2, 3]. Кроме того, появляется возможность использовать высвобождающиеся участки ГСС для продувки действующих шлейфов газом «высокого» давления от дожимной компрессорной станции (ДКС) УКПГ в сторону пункта переключающей арматуры (ППА). Техническое решение по объединению шлейфов прошло успешную апробацию в промышленных условиях (рис. 2).

После проведенных строительно-монтажных работ по объединению шлейфов скорость потока газа на наименее загруженных участках газосборной сети возросла с 2–3 до 7–9 м/с. Увеличение скорости потока позволило:

- обеспечить вынос жидкости из пониженных участков трубопроводов;
- сократить затраты газа на продувки шлейфов на 111 тыс. м³/год (с 291 тыс. м³ в 2010 г. до 180 тыс. м³ в 2011 г.; уменьшилось количество продувок ГСК на факел через здание переключающей арматуры сократилось с 20 до 11 соответственно);
- сократить затраты газа на продувки скважин на 74,5 тыс. м³/год (с 748,5 тыс. м³ в 2010 г. до 674 тыс. м³ в 2011 г.; число продувок скважин на горизонтальной факельной установке сократилось со 197 до 174 соответственно);
- уменьшить тепловые потери и перепады давления в газосборной сети.

Преимуществом объединения потоков шлейфов, идущих в одном коридоре, является относительная простота реализации и невысокие материально-технические затраты по срав-

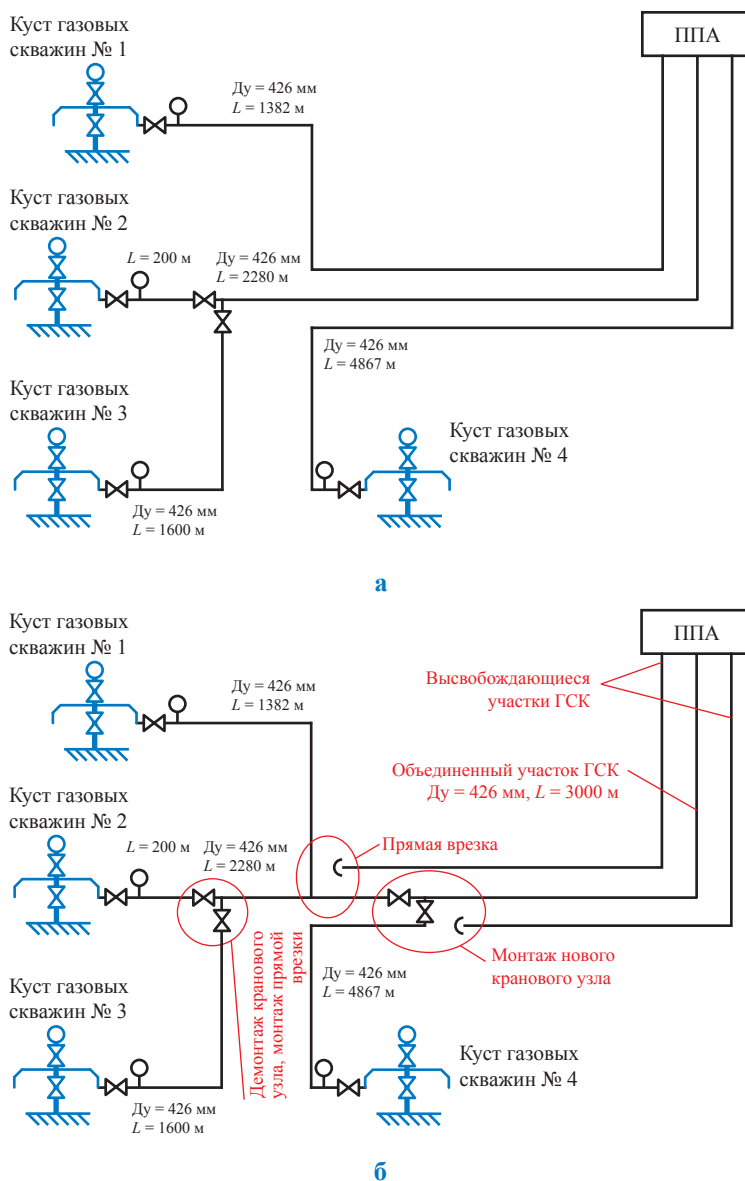


Рис. 2. Схема участков газосборной сети до (а) и после (б) объединения участков ГСС, выполненного в ООО «Газпром добыча Уренгой»:

ГСК – газосборный коллектор; Ду – условный диаметр участка трубопровода;
L – длина участка трубопровода

нению с заменой трубопроводов и технологией «труба в трубе». Вместе с тем возможности применения данной технологии на промысловых ГСС весьма ограничены, так как число шлейфов в одном коридоре и протяженность этих коридоров, как правило, невелики по сравнению с общей протяженностью газосборных сетей.

Важно отметить, что положительный эффект от перечисленных мероприятий наблюдается только в течение ограниченного периода времени, что связано с изменяющимися в процессе разработки условиями эксплуатации шлейфов. Постоянное снижение отборов газа на стадии падающей добычи приводит к тому,

что достигнутых в результате реконструкции скоростей потоков газа на определенном этапе становится недостаточно для выноса жидкости. Например, для условий Уренгойского месторождения однократное внедрение технических решений, отнесенных к 1-й группе, позволяет обеспечить вынос жидкости и снижение потерь давления в шлейфах в течение 2–6 лет, затем требуется проведение повторной реконструкции [8]. Основные результаты анализа особенностей инженерно-технической реализации решений 1-й группы представлены в табл. 1.

Перейдем к рассмотрению 2-й группы технических решений, к которым могут быть

Таблица 1

Технические решения, обеспечивающие снижение накопления жидкости в трубопроводах

Техническое решение	Преимущества	Недостатки
Уменьшение диаметра трубопровода	Широкие возможности применения	Необходимость монтажа новых и утилизации существующих трубопроводов
Технология «труба в трубе»	Не требует значительных изменений конструкции ГСС	Отсутствует опыт применения, могут возникнуть сложности при монтаже
Объединение потоков	Не требует значительных изменений конструкции ГСС	Ограниченность применения

отнесены мероприятия, направленные на удаление скоплений жидкости из трубопроводов в процессе эксплуатации. Наиболее известны среди них следующие:

- продувки шлейфов;
- пропуск поршней;
- отделение жидкости на устьях скважин.

При проведении продувок осуществляется кратковременное увеличение скорости потока транспортируемой продукции в шлейфе до значений, при которых обеспечивается вынос скопившейся в процессе эксплуатации жидкости [7, 8]. Продувки шлейфов могут осуществляться в двух направлениях: со стороны скважин и со стороны УКПГ. Продувка со стороны скважин, как правило, является более предпочтительным вариантом, поскольку не требует дополнительных мероприятий по утилизации жидкости на кустовых площадках. Однако на поздних стадиях разработки месторождений продувка шлейфов со стороны скважин не всегда позволяет обеспечить вынос жидкости из-за низкого уровня пластового давления. В этом случае возможно проведение продувок только со стороны УКПГ.

Существенным преимуществом при выборе данного технического мероприятия можно считать широкие возможности его применения: продувки трубопроводов могут быть выполнены на любом участке ГСС, работающем в режиме накопления жидкости. Проведение продувок со стороны скважин, как правило, не требует монтажа дополнительного оборудования. Основными недостатками технического решения являются непроизводительные потери газа и разрушение призабойных зон скважин вследствие высоких депрессий на пласт [1, 3]. Проведение продувок со стороны УКПГ также требует решения проблем утилизации жидкости на площадках скважин.

При использовании поршней для удаления жидкости необходима установка допол-

нительного оборудования на шлейфах [5]. В настоящее время для очистки трубопроводов применяется технология полнопроходных трехходовых шаровых кранов, которые выполняют функцию камер запуска и приема поршней (рис. 3). Краны устанавливаются непосредственно на шлейфах кустов скважин и не требуют больших объемов предварительных работ при выполнении мероприятий по удалению жидкости.

В трехходовом цикле осуществляются перекрытие потока, установка поршня в кран в начале шлейфа и его запуск. После прохождения поршня по шлейфу он извлекается из трехходового крана перед входным манифольдом УКПГ, оснащенного улавливающей сеткой. Могут использоваться краны в хладостойком исполнении (до -60 °С). Разработаны также трехходовые краны на трубы с условным диаметром 50–700 мм. К преимуществам данного технического мероприятия можно отнести отсутствие непроизводительных потерь газа и проблем утилизации жидкости.

В ООО «Газпром добыча Надым» проведены промысловые эксперименты по оборудованию шлейфов трехходовыми кранами и использованию поролоновых поршней для удаления скоплений жидкости. Запуск поршня в шлейфе диаметром 325 мм и протяженностью 2,5 км в процессе эксперимента обеспечил вынос 9 м^3 накопленной жидкости, позволил снизить потери давления на 0,02–0,03 МПа и увеличить дебиты работающих в шлейф скважин на 7 %. Вместе с тем применимость прогонов поршней на участках ГСС ограничена. Наличие твердых отложений в полостях трубопроводов, крановых узлов, переходов диаметров может приводить к остановкам поршня. На заключительных стадиях эксплуатации месторождений прогон поршней осложняется низким уровнем давления на устьях скважин.

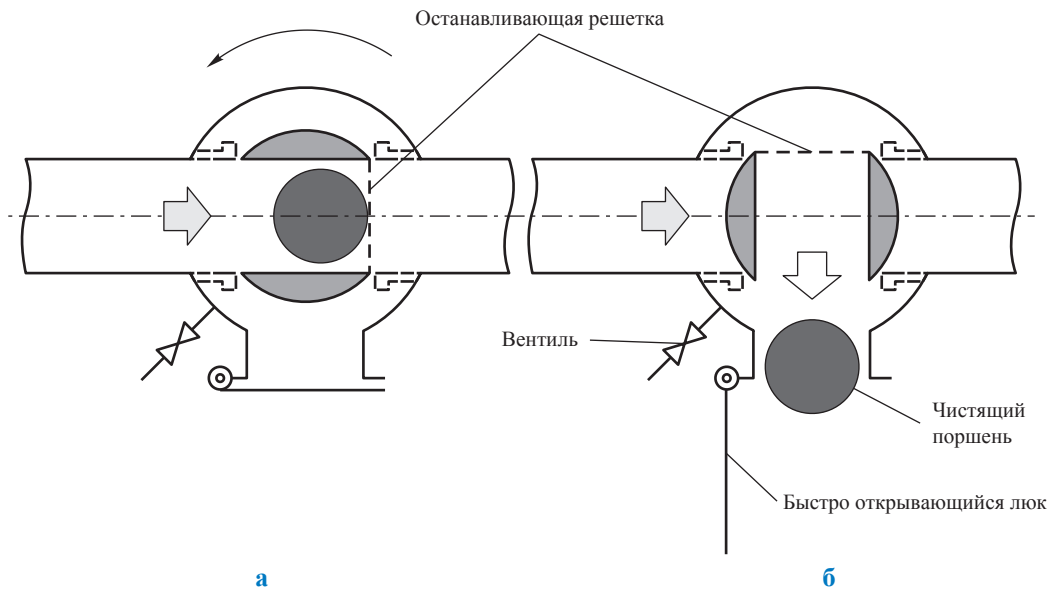


Рис. 3. Схема работы трехходового крана для запуска-приема очистных поршней: а – кран в положении приема поршня; б – кран в положении извлечения поршня

Одним из технологических вариантов процедуры очистки полости трубопровода является использование одноразовых саморазрушающихся гелевых поршней [9–11]. После завершения прочистки поршень не извлекается из трубопровода, а растворяется водой. Метод гарантирует прочистку без закупорки полости шлейфов. Полностью исключаются убытки, связанные с поиском застрявшего устройства, ликвидацией закупорки, недопоставкой продукта. Отпадает необходимость в дорогостоящих камерах приема очистных устройств. Прием поршней осуществляется или в сепараторы, или в сборный коллектор промысла. Применение данной технологии существенно сокращает затраты на производство поршней и материалы.

Отработка технологии изготовления гелевых поршней и испытание установки в процессе очистки коллектора в ООО «Газпром добыча Надым» показали, что аппаратура для изготовления поршней относительно проста и удобна в эксплуатации. В ходе промысловых экспериментов на коллекторе благодаря применению саморазрушающегося поршня на трех кустах скважин длиной 8 км и диаметром 530 мм достигнуто увеличение суммарного дебита на 220 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, что составило 0,6 % общей добычи газа.

В качестве технического решения по удалению жидкости из газосборных сетей также

может рассматриваться применение приустьевых отбойников жидкости. При реализации данного решения обеспечивается удаление капельной жидкости из состава продукции скважин. Это позволяет существенно снизить накопление жидкости в шлейфах в процессе эксплуатации, а в ряде случаев полностью исключить его. К недостаткам данного решения относятся потери давления в приустьевых отбойниках жидкости и необходимость монтажа вспомогательного оборудования. В условиях низких температур окружающей среды необходимо исключить образование льда и гидратов, что может быть обеспечено за счет подогрева или подачи ингибиторов. Кроме того, нужно решить проблему утилизации отделенной жидкости, например, закачкой жидкости в пласт через нагнетательные скважины, сжиганием ее на факельных установках, транспортировкой жидкости трубопроводным или автомобильным транспортом на площадки сбора продукции с последующей утилизацией мощностями УКПГ.

Рассмотренные технические решения 2-й группы, за исключением приустьевых отбойников, требуют достаточно интенсивного применения. Частота их применения определяется динамикой накопления жидкости в промысловых трубопроводах. В отличие от технических решений 1-й группы эффективное использование данных мероприятий не ограничено

Таблица 2

Технические решения, направленные на удаление скоплений жидкости из трубопроводов

Решение	Преимущества	Недостатки
Отделение жидкости на устьях скважин	Широкие возможности применения	Проблемы утилизации жидкости, потери давления в приустьевых отбойниках жидкости
Продувки	Широкие возможности применения, отсутствие необходимости монтажа дополнительного оборудования	Непроизводительные потери газа, разрушение призабойных зон скважин вследствие высоких депрессий
Прогон поршней	Отсутствие потерь газа и проблем в сфере утилизации жидкости	Ограниченная применимость

временными рамками: они могут использоваться длительное время на различных стадиях разработки месторождений.

Основные результаты анализа особенностей инженерно-технической реализации решений 2-й группы представлены в табл. 2.

Таким образом, для повышения эффективности эксплуатации газовых месторождений на стадиях падающей добычи в настоящее время разработан ряд технических решений, направленных на снижение негативных последствий накопления жидкости в газосборных се-

тях. Учитывая высокую стоимость реализации всех рассмотренных решений, планирование их применения необходимо проводить на основе детальных технико-экономических расчетов, учитывающих индивидуальные особенности не только газосборной сети, но и месторождения в целом. Вместе с тем установленные в результате проведенного анализа особенности инженерно-технической реализации позволяют осуществить выбор наиболее перспективных решений уже на начальной стадии формирования проектов реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа.

Список литературы

1. Скоробогач М.А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье / М.А. Скоробогач // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 42–47.
2. Минликаев В.З. Анализ состояния газопромысловых объектов ВПП и мероприятий, направленных на повышение надежности и эффективности оборудования трубопроводов на поздней стадии разработки / В.З. Минликаев // Проблемы добычи и обустройства газовых и газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки: материалы НТС. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – С. 69–78.
3. Корякин А.Ю. Актуальные вопросы завершающей стадии разработки основных базовых месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой». Переход к ликвидационным работам и порядок их проведения / А.Ю. Корякин, О.А. Николаев, В.Ф. Гузов и др. // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра, 2013. – С. 58–62.
4. Бугрий О.Е. Проблемы и перспективы добычи низконапорного газа на месторождениях Западной Сибири / О.Е. Бугрий, Е.М. Нанивский, А.Н. Кульков и др. // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра, 2013. – С. 389–396.
5. Фролов Ю.А. Очистка полости действующих магистральных трубопроводов: учеб. пособ. / Ю.А. Фролов, В.Ф. Новоселов; Уфим. нефт. ин-т. – Уфа: УНИ, Б.г. (1989). – 92 с.
6. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
7. Будзуляк Б.В. Энергосберегающие технологии при добыче, транспорте и использовании газа в России / Б.В. Будзуляк, К.Ю. Чириков, Л.В. Жилина и др.; под ред. чл.-корр. РАН А.И. Гриценко. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1997. – 298 с.

8. Гужов И.А. Оценка эффективности инженерных решений по реконструкции газосборной системы на поздней стадии разработки Уренгойского месторождения / И.А. Гужов, А.А. Ротов, А.В. Трифонов // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. – Ухта, 2010. – С. 62–69.
9. Ахмадуллин К.Р. Перспективы применения полимерных гелей в трубопроводном транспорте / К.Р. Ахмадуллин, А.Г. Гумеров, В.Ф. Новоселов и др. // Нефть и газ: межвузовск. сб. науч. ст. – Уфа: УГНТУ, 1997. – № 1. – С. 159–160.
10. Ловик Х. Применение гелей для очистки трубопроводной системы / Х. Ловик // Pipeline Ind. – 1985. – Т. 64. – № 6. – С. 23–26.
11. Булейко В.М. Технология очистки шлейфов скважин с использованием гелевых поршней / В.М. Булейко, В.В. Булейко, В.В. Салюков // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 290–297.

УДК 552.578.2.061.4

Ли Сюаньжань

Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах

Ключевые слова:
низкопроницаемые коллекторы, нелинейная фильтрация, начальный градиент давления.

Keywords:
low-permeable formations, nonlinear filtration, starting pressure gradient.

В настоящее время во всем мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов. С каждым годом разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов становится все более актуальной задачей. Характер и законы фильтрации в низкопроницаемых терригенных коллекторах отличаются от характера фильтрации в высокопроницаемых коллекторах, поскольку поровое пространство представлено субкапиллярными порами ($d < 0,1$ мкм) сложной структуры и на процессы фильтрации оказывают влияние поверхностные силы. Причины увеличения фильтрационных сопротивлений и нарушения от линейности закона Дарси обсуждаются в литературе и являются дискуссионными. Существуют точки зрения, связывающие наблюдаемые явления как с неньютоновскими свойствами жидкости, так и с механизмами массопереноса (диффузия, осмос) в тонких капиллярах. Если давление вытеснения недостаточно для преодоления сопротивления капиллярных сил, то движение нефти будет прерываться, она разделится на капли, что приведет к увеличению сопротивления фильтрации и снижению эффекта вытеснения. Причем вышеописанные явления являются важными для разработки не только низкопроницаемых коллекторов.

С развитием лабораторной и вычислительной техники число работ, посвященных случаям отклонения от линейности закона Дарси, увеличилось, но многие исследования ограничиваются формулированием уравнений фильтрации с использованием математических средств с учетом начального градиента давления.

В 1990-е гг. в Китае начались исследования нелинейной фильтрации. Было показано, что при определенном градиенте давления фильтрация не подчиняется линейному закону [1–4].

Если раньше интерес к подобным коллекторам носил академический характер, то в последнее время он перешел в разряд практических проблем. Традиционно изучение нелинейной фильтрации проводят путем определения начального градиента давления в низкопроницаемых коллекторах.

Последние 20 лет многие специалисты-нефтяники исследовали нелинейную фильтрацию в низкопроницаемой среде (в основном в глинах) экспериментально. Miller и Low показали, что с повышением температуры начальный градиент снижается. P. Alogo [5] обнаружил, что кривая фильтрации для песчаника не проходит через начало координат и в песчанике имеется начальный градиент давления. Китайский профессор Yang Qinglai проанализировал фильтрацию дистиллированной воды, керосина и пластовой воды в песчанике, получив кривую фильтрации с начальным градиентом [2]. Chen Yongming доказал, что в низкопроницаемой породе имеет место начальный градиент давления и фильтрация отклоняется от линейного закона [3]. В 2013 г. результаты лабораторных экспериментов [6], проведенных в ООО «РН-УфаНИПИнефть», показали, что фильтрация в низкопроницаемых коллекторах характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси.

После того как было обнаружено, что фильтрация в низкопроницаемом пласте не подчиняется закону Дарси, выдвигались различные мнения о механизме фильтрации и образовании начального градиента давления. Среди возможных причин рассматриваются особый характер граничного слоя и тот факт, что сырая нефть и флюид в низкопроницаемом пласте имеют свойства неньютоновской жидкости. Между флюидом и стенкой капилляра существует сила статического трения, а на поверхно-

сти зерен находится слой воды, препятствующий движению флюида [7–9].

Обычно при разработке месторождений нефть и вода являются ньютоновскими флюидами и остаются неизменными во всей системе пор. В связи с тем что имеется взаимодействие между твердой и жидкой фазами, на внутренней поверхности поры существует граничный слой нефти. Состав и свойства нефти в граничном слое отличаются от свойств нефти в объеме. В высокопроницаемых пластах с легкой нефтью и для больших поровых каналов доля нефти в граничном слое имеет малую величину и слабо влияет на поток флюида. Но для разработки низкопроницаемых коллекторов и вязкой нефти это влияние может быть значительным, что приведет к появлению начального градиента давления и, как следствие, к отклонению фильтрации от закона Дарси.

Высокопроницаемый коллектор состоит из больших каналов, поэтому в них трудно заметить начальный градиент давления во время движения воды и легкой нефти. Хотя в высокопроницаемых коллекторах есть мелкие каналы, их доля невелика, и вклад в фильтрацию незначителен. Поэтому во время эксперимента для высокопроницаемых коллекторов кривая фильтрации превращается в прямую. В низкопроницаемом пласте каждый канал имеет свой начальный градиент давления, в связи с тем что пористая система состоит из мелких каналов. Только когда градиент давления вытеснения больше начального градиента давления этого канала, вода и нефть будут двигаться. С повышением давления вытеснения число эффективных каналов увеличивается, и, соответственно, проницаемость породы увеличивается. Поэтому во время экспериментов в низкопроницаемых коллекторах при малых градиентах кривая фильтрации давления имеет другой наклон, нежели чем при больших градиентах давления. Это означает, что проницаемость увеличивается с ростом давления и стремится к постоянной величине.

Многие исследования показали, что между начальным градиентом и проницаемостью существует обратная зависимость [4–9]. Суть начального градиента давления заключается в том, что он подчиняется размеру канала пористой среды. Силы взаимодействия между жидкостью и породой зависят от структуры и удельной поверхности коллектора и влияют на эффективное пространство фильтрации.

Поэтому начальный градиент давления является комбинированным фактором структуры поры и сил взаимодействия между жидкостью и породой.

С целью изучения вопросов, связанных с нелинейной фильтрацией в низкопроницаемых коллекторах, в Китайской национальной нефтегазовой компании были проведены лабораторные исследования начального градиента давления в низкопроницаемых продуктивных отложениях месторождений Shengli и Changqing при фильтрации воды в пластовых условиях, а также зависимость доли подвижного флюида от проницаемости и пористости пород месторождений Changqing и Da Qing Yushu.

Исследуемые образцы пород месторождений Shengli и Changqing представлены терригенными отложениями. Цилиндрические образцы ядра изучаемых коллекторов первоначально экстрагировались спиртобензольной смесью (3:1), а затем спиртом, после чего определялась абсолютная проницаемость образцов.

Измерения проницаемости проводились на фильтрационной установке AFS-200 компании Cogelab, оснащенной малолитражным насосом, обеспечивающим определение расхода с высокой точностью. Установка позволяет фиксировать относительную проницаемость при вытеснении нефти водой.

Методика проведения эксперимента включала создание остаточной нефтенасыщенности. Для этого через водонасыщенный ядро прокачивалось смазочное масло до прекращения выхода водной фазы из образца. Далее проводили вытеснение масла пластовой водой или моделью пластовой воды при комнатной температуре. Изучалась однофазная фильтрация воды при остаточной нефтенасыщенности. В процессе проведения эксперимента определялся градиент давления при различных задаваемых значениях расхода жидкости в диапазоне от 1 до 0,005 см³/мин (всего 11 режимов фильтрации, начиная с большего расхода). На каждом режиме фильтрация продолжалась до достижения установившегося состояния.

Формулы для определения начального градиента давления:

- фильтрационная скорость:

$$V = Q/(A\Phi),$$

где Q – поток на выходе, см³/мин; A – площадь сечения ядра, см²; Φ – пористость, %;

- градиент давления:

$$dP = \Delta P/L,$$

где L – длина керна, см; ΔP – перепад давлений на входе и выходе образца, МПа.

По результатам изучения образцов керна месторождений Shengli и Changqing (табл. 1) получены зависимости скорости фильтрации от градиента давления и рассчитан начальный градиент давления.

На рис. 1 отражено уменьшение начального градиента давления с ростом проницаемости. В образцах керна месторождения Shengli самый большой начальный градиент давления составляет 0,653 МПа/м, а минимальный – 0,004 МПа/м. В образцах керна месторождения Changqing самый большой начальный градиент давления составляет 0,654 МПа/м, минимальный – 0,0009 МПа/м. Наблюдается значительное изменение начального градиента давления при изменении проницаемости пород.

Далее на образцах керна месторождений Changqing и Da Qing Yushu был проведен анализ доли подвижного флюида в низкопроницаемом пласте.

Пласт насыщен различными флюидами, которые могут находиться в свободном и связанном состоянии. Чем меньше процент связанного флюида в пласте, тем эффективнее фильтрация. В высокопроницаемом пласте доля связанного флюида слишком мала, из-за того, что поровые каналы достаточно большие, и его влияние на фильтрацию мало, но в низкопроницаемом пласте высока доля поровых каналов малых размеров, поэтому связанный флюид имеет значительное влияние на фильтрацию.

Результаты анализа доли подвижного флюида в образцах керна месторождений Da Qing Yushu и Changqing методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР) представлены в табл. 2.

На рис. 2 показано, что доля подвижного флюида растет при увеличении проницаемости

Таблица 1

Образцы керна месторождений Shengli и Changqing

Индекс модели	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Эффективный начальный градиент давления, МПа/м	Пористость, %	Глубина, м	Длина, см	Диаметр, см
<i>Shengli</i>						
1	0,543	0,653	9,13	3259–3268	5,603	2,527
2	0,762	0,328	10,2	3261–3272	5,167	2,518
3	0,798	0,336	10,6	3261–3272	5,079	2,529
4	0,89	0,32	9,97	3221–3232	5,201	2,541
5	1,04	0,358	10,03	3259–3268	5,003	2,563
6	1,08	0,344	10,92	3261–3272	5,543	2,518
7	1,12	0,233	13,4	3259–3268	5,793	2,519
8	1,25	0,296	11,08	3259–3268	5,498	2,533
9	1,35	0,221	11,8	3268–3277	5,279	2,535
10	3,69	0,066	14,6	3241–3248	5,172	2,532
11	3,7	0,054	15,17	3241–3248	5,674	2,553
12	7,08	0,004	18,29	3221–3232	5,541	2,576
<i>Changqing</i>						
1	0,048	0,6547	7,3	1521–1539	4,64	2,49
2	0,086	0,466	7,7	1521–1540	5,43	2,48
3	0,18	0,332	11,51	1521–1541	5,57	2,49
4	0,3	0,244	13,97	2339–2356	4,98	2,52
5	0,327	0,169	11,43	2339–2356	6,75	2,52
6	0,51	0,072	11,75	2339–2356	7,04	2,5
7	0,71	0,039	12,68	2339–2356	5,56	2,55
8	2,37	0,00747	12,53	2339–2356	5,74	2,51
9	10,03	0,0009	20,84	1761–1769	5,36	2,48
10	2,14	0,00892	12,74	2339–2356	6,04	2,50
11	0,801	0,0247	12,36	1521–1539	6,33	2,47
12	2,79	0,0059	13,07	2159–2176	5,45	2,53
13	3,26	0,0048	13,65	2159–2177	4,48	2,49
14	5,19	0,0021	17,55	1761–1769	4,78	2,51
15	0,892	0,0189	12,22	1761–1769	5,04	2,5

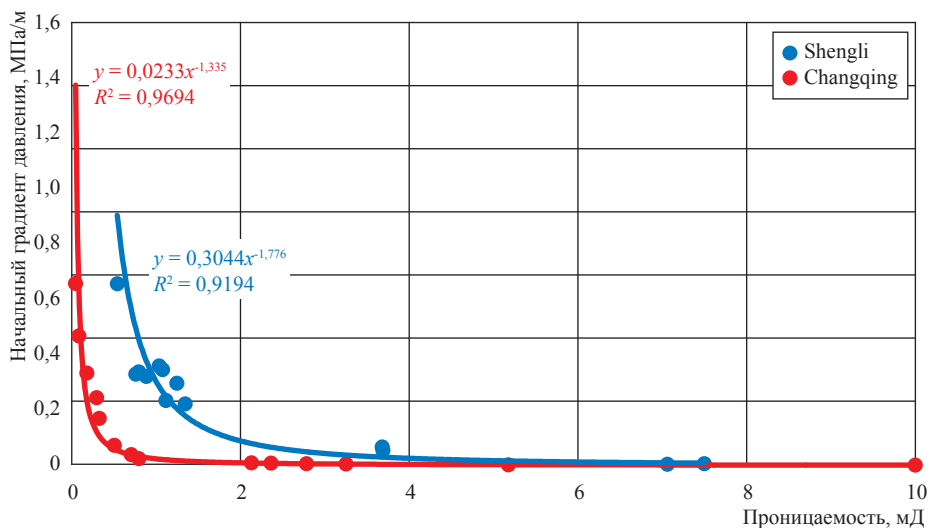


Рис. 1. Зависимость начального градиента давления от проницаемости пород месторождений Shengli и Changqing

Таблица 2

Доля подвижного флюида в образцах керна месторождений Da Qing Yushu и Changqing

Индекс модели	Пористость %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Доля подвижного флюида, %
<i>Da Qing Yushu</i>			
1	13,98	11,03	44,02
2	6,98	0,29	28,67
3	9,54	0,28	25,20
4	6,84	0,05	19,27
5	9,24	0,12	21,03
6	8,94	0,55	29,67
7	7,46	0,21	12,14
8	9,24	1,15	31,06
9	10,02	0,73	29,13
10	8,41	0,22	17,65
11	12,20	6,98	39,91
12	11,28	0,32	30,17
13	12,18	0,93	36,12
14	9,35	0,21	21,27
<i>Changqing</i>			
1	15,56	0,98	33,23
2	19,25	2,23	43,65
3	19,43	1,90	35,98
4	15,76	2,76	54,11
5	13,43	0,35	29,13
6	17,10	24,2	62,60
7	18,09	2,47	40,33
8	9,26	0,64	40,99
9	12,09	0,87	44,04
10	14,01	0,63	37,01
11	14,26	5,03	56,37
12	10,17	1,02	48,23
13	16,27	0,74	43,08
14	17,98	2,76	39,15
15	9,88	0,92	40,01
16	7,67	0,39	35,08
17	13,25	0,27	19,03
18	15,42	7,64	49,07
19	17,27	6,77	47,57
20	15,86	10,95	56,22
21	18,12	29,00	65,38
22	17,67	20,60	58,78

пород. При проницаемости более 10 мД доля подвижного флюида составляет более 40 % для пород месторождения Da Qing Yushu и более 50 % для пород месторождения Changqing, что свидетельствует о возможности эффективной разработки коллекторов. При проницаемости меньше 5 мД коллектор трудно разрабатывать. Рис. 3 наглядно отражает тенденцию роста доли подвижного флюида в зависимости от увеличения пористости пород. Следовательно, для оценки движения флюида в низкопроницаемых коллекторах необходимо учитывать пористость и проницаемость пород месторождения.

В заключение сформулируем некоторые выводы, основанные на экспериментально полученных результатах изучения образцов пород месторождений Shengli, Changqing и Da Qing Yushu:

- в низкопроницаемых коллекторах наблюдается отклонение фильтрации от линейного закона фильтрации Дарси, а также наличие начального градиента давления;

- начальный градиент давления уменьшается с ростом проницаемости и, наоборот, сильно увеличивается с ее уменьшением, что свидетельствует о значительном росте сопротивления фильтрации для воды и трудности вытеснения содержащейся в низкопроницаемом коллекторе нефти. При абсолютных проницаемостях более 10 мД нелинейными эффектами можно пренебречь;

- доля подвижного флюида растет с увеличением пористости и проницаемости, что необходимо учитывать для оценки движения флюида в низкопроницаемых коллекторах.

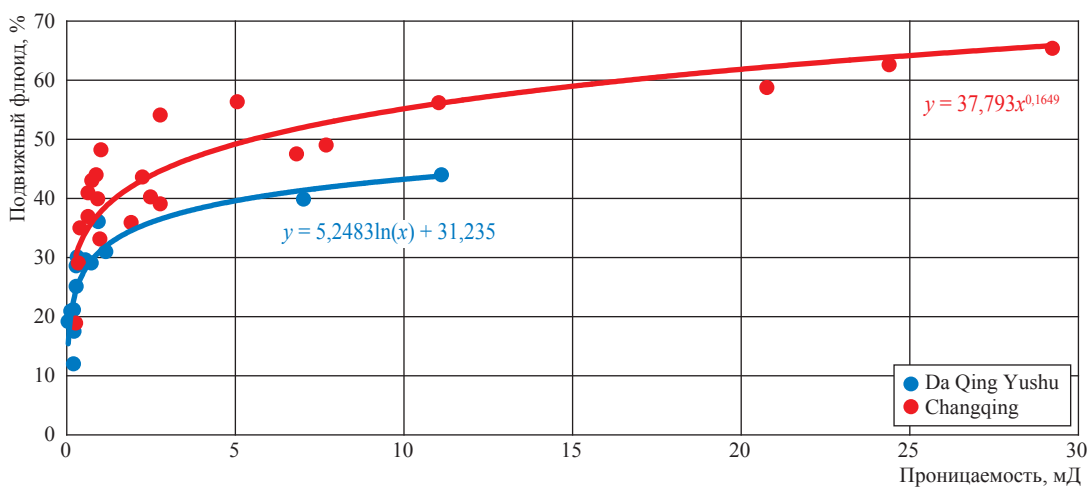


Рис. 2. Соотношение доли подвижного флюида и проницаемости в образцах пород месторождений Da Qing Yushu и Changqing

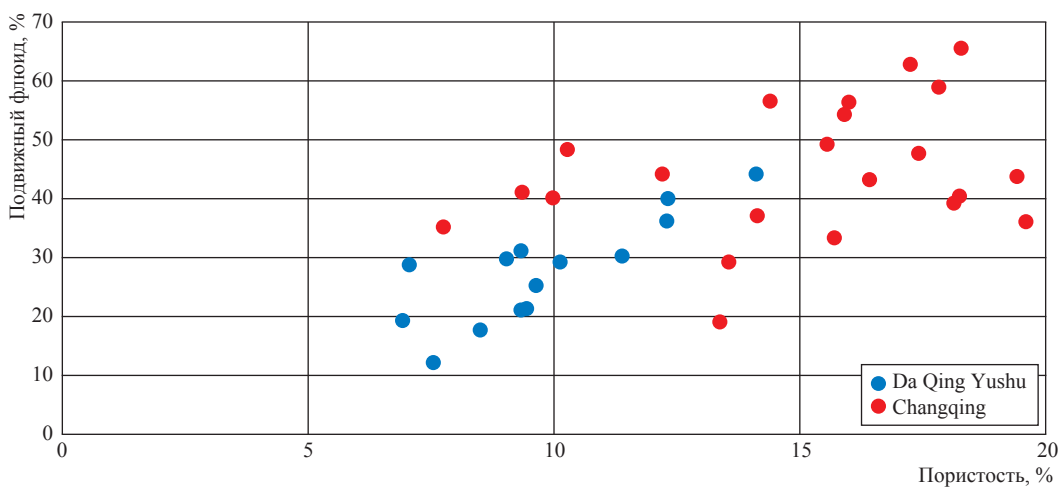


Рис. 3. Соотношение доли подвижного флюида и пористости в образцах пород месторождений Da Qing Yushu и Changqing

Список литературы

1. Feng Wenguang. The problem of non-Darcy flow at low velocity non fixed single medium, dual medium / Wenguang Feng, Jiali Ge // *Petroleum exploration and development*. – 1985. – № 1.
2. Yang Qinglai. A Laboratory study on percolation characteristics of single phase flow in low-permeability reservoirs / Qinglai Yang, Qiuxuan He // *Journal of Xi'an Shiyu University*. – 1990. – № 2.
3. Chen Yongming. Experimental demonstration of the non-Darcy phenomenon during low velocity flow through porous media / Yongming Chen, Juan Zhou, Zhengxiang Liu // *Journal of Chongqing University (Natural science edition)*. – 2000. – S. 1.
4. Wei Xiong. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs / Xiong Wei, Qun Lei, Xiangui Liu et al. // *Petroleum exploration and development*. – V. 2009-36. – № 2.
5. Prada A. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient / A. Prada, F. Civan // *Journal of petroleum science and engineering*. – 1999. – № 22 (4). – P. 237–240.
6. Байков В.А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров и др. // *Вестник ОАО «НК «Роснефть»*. – 2013. – Вып. 31. – № 2. – С. 4–7.
7. Ge Jiali. Study on the fluid flow in low permeability reservoir / Jiali Ge, Zhaodong Yao // *Petroleum exploration and development*. – 2001. – № 4.
8. Wu Jingchun. Low velocity non-Darcy percolation characteristics of low permeability reservoir of single-phase fluid / Jingchun Wu, Man Yuan // *Journal of Daqing Petroleum Institute*. – 1999. – № 23 (2). – P. 82–84.
9. Григорьев Б.А. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы / Б.А. Григорьев, Д.М. Орлов, Н.В. Савченко и др. // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.

К 100-летию подземного хранения газа в мире

УДК 622.691.24

К.И. Джафаров, В.Ю. Хвостова, А.В. Пахомов

История создания подземных хранилищ газа

Ключевые слова:

подземное хранилище газа, ПХГ, 1915 год, Эжени Мариус Косте, газовое месторождение Уэлланд, Онтарио, Уильям Дадж, хранилище Зоар, природный газ, 100-летие ПХГ, Уэлланд-Каунти.

Keywords:

underground gas storage facility, 1915, Eugene Marius Coste, natural gas field Welland, Ontario, W.J. Judge, Zoar Field, natural gas, centenary of underground gas storing, Welland County.

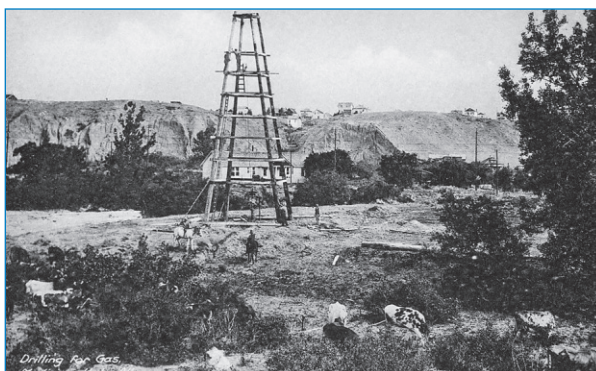
В 2015 г. исполняется 100 лет организации подземного хранения газа в мире. Первая успешная закачка газа в подземные пласты была произведена в 1915 г. в Канаде.

За несколько лет до создания первого подземного хранилища газа (ПХГ) в газовой отрасли Канады уже немало было сделано. Одним из основателей канадской газовой отрасли по праву считается Эжени Мариус Косте (1859–1940 гг.), который родился в Канаде (провинция Онтарио) в семье выходцев из Франции, получил образование горного инженера во Франции, закончив Парижский университет в 1876 г. и в 1883 г. – школу инженеров в г. Париже (*фр.* École National Supérieure des Mines). Сразу же поступил на службу в Геологическую службу Канады, где проработал 6 лет [1]. Затем работал независимым горным инженером.

В 1889 г. Э.М. Косте начал поиски природного газа в южной части провинции Онтарио. Известно, что природный газ был открыт в Канаде в 1859 г. в провинции Нью-Брансуик (New Brunswick) и в 1866 г. – в юго-западной части провинции Онтарио (Ontario). Все ранние открытия не были доведены до конца, да и газ, обнаруженный вместе с нефтью в Онтарио, рассматривался как ненужный продукт (отходы) и в процессе добычи нефти выбрасывался в воздух. Это продолжалось до тех пор, пока Э.М. Косте не занялся поисками и дальнейшей крупномасштабной разработкой газовых месторождений сначала в Онтарио, затем в Альберте [2].

В 1889 г. после нескольких лет геологических изысканий в разных районах Э.М. Косте начал бурение на газ и ввел в эксплуатацию газовую скважину в округе Эссекс (Essex) провинции Онтарио на газовом месторождении Эссекс, которое стало главным открытием. Скоро Е.М. Косте пробурил уже несколько эксплуатационных (действующих) скважин и начал обеспечивать близлежащие населенные пункты топливом для освещения, отопления и приготовления еды [3, 4]. Годом позже он пробурил скважину близ г. Ниагара-Фолс (Niagara Falls) на месторождении Берти-Хамберстон (Bertie-Humberstone) в округе Уэлланд-Каунти (Welland County) провинции Онтарио и в 1891 г. начал поставлять природный газ в г. Буффало штата Нью-Йорк [5, 6].

К 1895 г. Е.М. Косте стал владельцем United Gas and Oil Company, а к 1904 г. уже имел репутацию лучшего геолога Канады. С его именем связаны открытия газовых месторождений этой страны. В 1904 г., после того как его скважины стали давать меньше газа (работать всухую), Е.М. Косте обратил внимание на запад Канады



Бурение газовой скважины, Канада, 1905 г. [7]



Газовая скважина «Старая Глория», о. Боу, Канада, 1909 г. [8]



Е.М. Косте (в центре) с рабочими своей буровой бригады на скважине «Старая Глория», о. Боу, Канада [10]

с целью обеспечения всех городов южной части провинции Альберта природным газом [1].

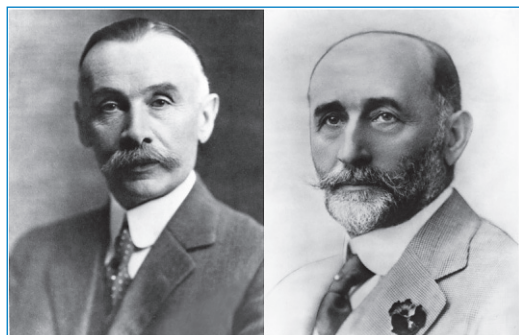
В интересах Canadian Pacific Railway Е.М. Косте бурил скважины вдоль Канадско-Тихоокеанской железной дороги и обнаружил газ в полудюжине мест, включая первую (поисково-разведочную) скважину «Старая Глория» (Old Glory) на новом крупном месторождении на о. Боу (Bow) в восточной провинции Альберта в 1909 г., крупнейшую в Канаде в тот период [1].

В 1910 г. Э.М. Косте организовал Prairie Natural Gas Company в партнерстве с Арчибалдом Дингманом (Archibald Dingman), который продал ему свою компанию Calgary Natural Gas. В 1911 г. Prairie Natural Gas Company была переименована в компанию Canadian Western Natural Gas, Light, Heat and Power Company («Природный газ, свет, тепло и энергия Западной Канады»). Вместе с братом Дэнисом Косте (Denis Alexander Coste, 1862–1940 гг.) Э.М. Косте создал компанию Volcanic Oil and Gas, которая в 1911 г. была объединена с United Fuel Supply Company Ltd. и Ridgetown

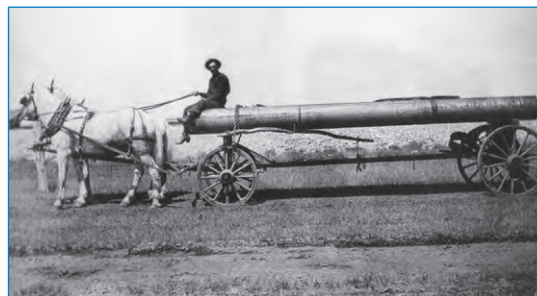
Fuel Supply Company. Слияние этих компаний дало рождение Газовой ассоциации Канады (Union Gas Company или Union Natural Gas Company of Canada), основателями которой, соответственно, стали братья Косте [9].

В 1912 г. Canadian Western Natural Gas, Light, Heat and Power Company построила газопровод длиной 270 км (диаметром 16 дюймов, или 41 см), соединивший г. Калгари с о. Боу. В то время это был один из самых крупных трубопроводных объектов как по протяженности, так и по мощности. Город имел 40-километровую систему снабжения светильным газом (вырабатывавшимся из угля) для 1800 потребителей, и переход на природный газ рассматривался как большой прогресс [2].

Еще раз отметим, что в конце XIX в. не существовало никакого практического способа хранения природного газа, в отличие от дерева, угля или нефти. И часто при обнаружении газа его сжигали на факелах или просто «выпускали на воздух», как тогда говорили, что приводило к большим потерям. Производственный (искусственный) газ имел преимущество в этой



Д.А. Косте и Э.М. Косте (слева направо) [6]



Доставка труб при строительстве трубопровода Bow Island – Calgary [11]

области. Можно было построить завод там, где это было необходимо, получить столько газа, сколько было необходимо, а затем хранить разумное его количество в газгольдерах, чтобы сгладить процесс снабжения газом. Первые пользователи природного газа пытались найти источники газа, близкие к потребителю, чтобы не перемещать его на дальние расстояния по первоначально примитивным (в то время) трубопроводным системам. Например, с производством технического углерода (сажи) пользователи природного газа не имели проблем. Капиталовложения в строительство заводов технического углерода были достаточно низкими, поэтому такие заводы строились в отдаленных районах вблизи источника природного газа. Большинство же промышленных и бытовых пользователей газа не могли этого сделать [12]. Устьевое давление также резко колебалось от скважины к скважине, поэтому каждый источник должен был управляться по-разному. Пожалуй, одним из самых больших ограничителей роста добычи газа была неопределенность его поставок. Не было известно, сколько газа может давать каждая скважина и в течение какого периода. Соответственно, не было желания строить большую инфраструктуру, которая могла стать бесполезной при истощении запасов газа на участке.

Методы хранения природного газа разрабатывались в течение многих лет. И подземное хранение газа, широко и эффективно используемое в настоящее время, является одним из этих методов. В ретроспективе кажется, что этот метод был очевиден. Тем не менее, в то время хранение газа не рассматривалось как задача или проблема. Первые проблемы были связаны с закрытием (перекрытием) скважин и накоплением газа. И когда, наконец, в конце XIX в. газ признали ценным ресурсом, акцент был сделан на его продвижение на рынок, строительство и содержание трубопроводов. Поскольку большинство скважин не располагались рядом с конечными потребителями газа, необходимо было построить систему его поставки и распределения. Хранение стало инструментом регулирования поставок газа: для поддержания стабильности снабжения потребителей при различных условиях спроса и накопления объема газа, который не требовался в данный момент [13].

Первоначально концепцию хранения природного газа в 1909 г. предложила Геоло-

гическая служба США [14]. Самое первое подземное хранение газа было успешно реализовано в 1915 г. в округе Уэлланд провинции Онтарио на истощенном участке газового месторождения, принадлежащего Provincial Gas Company, дочерней компании National Fuel Gas Company (NFGC, Национальная топливная газовая компания) [15, 16].

Месторождение Уэлланд к 1915 г. разрабатывалось уже почти 30 лет (с 1889 г.), и ряд его участков на суше (в составе месторождения имеются участки в озерной части) были практически истощены, пластовое давление упало. Большая часть участков еще эксплуатировалась. Структуру пласта составлял мелкозернистый песчаник. Для проведения эксперимента несколько старых скважин были восстановлены, отремонтированы и оборудованы для закачки газа.

Сохраняя хронологический порядок и «научную справедливость», следует отметить следующее. Первым идею подземного хранения природного газа высказал и применил на практике вице-президент NFGC Уильям Дадж (W.J. Judge) [17, 18]¹.



Полоса газеты The Oil City Derrick от 16 февраля 1953 г. со статьей о У. Дадже

За несколько лет до проведения эксперимента в Уэлланде он выдвинул предположение о возможности использования старых га-

¹ Этот факт был отмечен в газете The Oil City Derrick, опубликованной в Oil City (штат Пенсильвания, США) 16 февраля 1953 г.: «In July, 1915, he was elected vice-president and director of the firm and in 1919 he became president, succeeding Walter Jennings. Conceived Underground Storage: "Judge conceived the idea of underground storage of natural gas and was the first to put it into practice in the summer of 1915». Пока не удалось найти другие сведения, подтверждающие или опровергающие открытие У. Даджа.

зовых скважин (в истощенных продуктивных пластах) в качестве подземных хранилищ газа, обусловленное неудачными работами по удалению воды (осушке) из заброшенной соляной шахты вблизи Кливленда рядом с Восточным Огайо. «После затрат в количестве приблизительно 90000 долл. в попытке удалить воду из шахты усилия были остановлены в связи с неудачным проектом» [12].

У. Дадж считал, что вода является единственным фактором, который мешает хранению газа, при условии, что границы эксплуатационного пласта достаточно хорошо определены, и интенсивное бурение не навредит данной области. Поэтому в 1915 г. он дал указание Provincial Gas Company определить группу практически истощенных газовых скважин месторождения Уэлланд для обратной закачки природного газа в целях обеспечения запасов газа для удовлетворения потребностей потребителей в зимний период. Закачка газа была проведена летом 1915 г. По мере закачки газа отмечалось, что давление нарастает. Объем нагнетаемого газа не замерялся, но значения давления записывались. Зимой газ был извлечен и использован для удовлетворения пиковых потребностей. Этот проект стал одноразовым, и больше обратная закачка газа на месторождении Уэлланд не проводилась.

Этот первый опыт показал, что газ, закачанный в мелкозернистый песок, может быть извлечен обратно. Коммерческое применение подземного хранения газа в Канаде началось лишь с 1942 г., что было связано с разработкой участка 47–49 в округе Даун Тауншип (Dawn Township).

И хотя не так уж много было выявлено в результате проведения эксперимента на месторождении Уэлланд в 1915 г., положительный результат побудил Iroquois Gas Company (отделение NFGC) применить эту технологию на истощенном газовом месторождении Зоар (Zoar) в 25 милях (40,25 км) к югу от Буффало (штат Нью-Йорк, США), что и было успешно

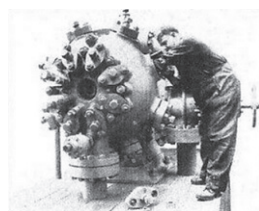
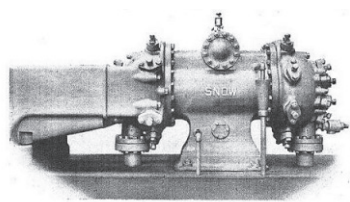
осуществлено в 1916 г. [12, 19]. Инженеры компании определили, что подземная формация может быть пригодна для удерживания газа, а месторождение может быть оборудовано под газохранилище.

Однако следует отметить, что первую эксплуатационную скважину Керр (Kerr) на месторождении Зоар в 1888 г. пробурила нефтяная компания Ohio Valley на сельскохозяйственных угодьях (ферме) Вильям Вайт (William White) в г. Коллинз к югу от Буффало. Это была крупнейшая эксплуатационная в то время газовая скважина в округе Эри (Erie, штат Нью-Йорк). Добычу 30 млн фут³ (849,5 тыс. м³) в день осуществляли из известняка Onondaga (или Flint) с глубины около 1800 футов (548,6 м). Скважина фонтанировала («вентилировалась») свободно в течение десяти дней.

В 1894 г. местные жители г. Спрингвилла образовали Springville Natural Gas Company и снабжали деревню газом с месторождения Зоар. После того как две скважины были закончены и освоены, их выкупила United Natural Gas Company (UNGC) и проложила два соединительных трубопровода к основному, идущему к Буффало. Между 1890 и 1910 гг. компания UNGC пробурила более двенадцати скважин, пять из которых являлись эксплуатационными (продуктивными).

Однажды скважина Парсел (Parsel), расположенная в четырех милях к западу от месторождения Зоар, загорелась и горела в течение определенного времени. Тысячи людей со всего западного Нью-Йорка стекались к этому месту понаблюдать за эффектным зрелищем [12, 13].

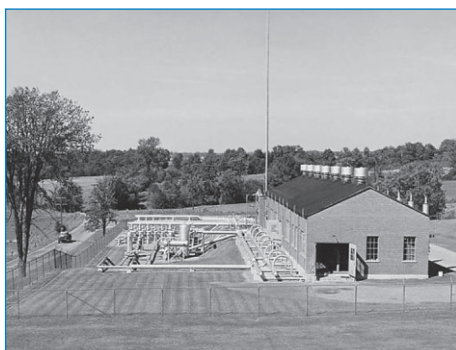
К 1914 г. начальное давление на скважинах месторождения Зоар (составлявшее более 600 psi (фунт-сила на квадратный дюйм), или 4,14 МПа) снизилось примерно до 100 psi (0,69 МПа). В том же году на месторождении была построена газоперекачивающая станция, а также установлены два газомоторных компрессора Snow Gas engine мощностью 450 л.с.



Компрессоры Snow Steam Pump Works (начало 1910-х гг.)

(331 кВт) каждый, приобретенных у компании Snow Sream Pump Works [20].

В 1916 г. корпорация Iroquois Natural Gas построила к югу от Буффало компрессорную станцию Зоар. К весне 1916 г. пластовое давление снизилось до 50 psi (0,34 МПа), что уже реально позволяло использовать залежь в качестве газохранилища. Под руководством У. Даджа были начаты эксперименты по хранению газа. В течение лета газ дозированно закачивали в пласты (через скважины) в нескольких местах, чтобы определить, где будет



Компрессорная станция Зоар, 1957 г.
(фото компании National Fuel Gas)

возможно его наиболее лучшее удерживание в выработанном пласте. Предварительно велось разбуривание с целью поиска разряженных полостей (карманов) или пористых линз в плотной формации. Сначала в хранилище было закачено приблизительно 50 млн фут³ (1,4 млн м³) газа, затем его объем увеличили до 200 млн фут³ (5,66 млн м³). Далее в периоды экстремального спроса из месторождения были отобраны более чем 40 млн фут³ (1,133 млн м³) газа. Проект был признан успешным, и Iroquois Gas Company перевела месторождение Зоар в режим хранилища. Так было создано первое промышленное подземное хранилище газа США емкостью 62 млн м³, действующее и сегодня.

В качестве заключения заметим, что до 1914 г. было осуществлено еще несколько незафиксированных попыток закачки газа в частично истощенные песчаные формации, но они носили эксплуатационно-исследовательский характер (исследование распространения давления, принципиальной возможности ресайклинга) и не предполагали объемного хранения газа для последующего использования. Детальных сведений об этих фактах пока нет.

Список литературы

1. Энергетическая история Альберты. – <http://history.alberta.ca/energyheritage/gas/creation-of-an-industry/exploration-comes-west/default.aspx>
2. Bott R.D. Evolution of Canada's Oil and gas Industry / Robert D. Bott, David M. Carson // A companion publication to Petroleum Challenge. – 8th ed. – Calgary, Canada: Canadian Center for Energy Information, 2012. – 51 p.
3. Draft History of Mount Royal. Biography of Eugene Marius Coste // Mount Royal Community Association and Glenbow-Alberta Institute Archives and Library and the holdings of the Calgary Public Library. – February, 2013. – 183 p.
4. Viscosity and Constitution // Journal of the Institute of Petroleum. – April, 1940. – V. 26. – № 198. – P. 223–224.
5. Rogers W.R. Statistical review of the mineral industry of Ontario for 1915 / W.R. Rogers // Ontario Bureau of Mines. P. I. – Toronto: A.T. Wilgress and W. Briggs. – 1916. – V. XXV. – P. 35–39.
6. Coste E.M. Natural gas in Ontario / Eugene M. Coste. – Toronto: James & Williams. – 1901. – 20 p.
7. Архивы Гленбоу, кат. № PA-3689-1068.
8. Архивы Гленбоу, кат. № NA-2159-20.
9. Историческое время компании Union Gas Company. Празднование 100-летия компании. – <http://www.uniongas.com/about-us/our-legacy/historical-timeline#era1>
10. Архивы Гленбоу, кат. № PA-3648-1.
11. Архивы Гленбоу, кат. № NA-4048-1.
12. Waples D.A. The Natural Gas Industry in Appalachia: a history from the first discovery to the trapping of the Marcellus Shale / David A. Waples. – Jefferson, North Carolina: McFarland & Company. – 2012. – 377 p.
13. Hrastar J. Liquid natural gas in United States: a history / J. Hrastar // Jefferson, North Carolina: McFarland & Company. – 2014. – 288 p.
14. Gas Storage Industry Primer. – Alberta, Canada: Niska Gas Storage Partners LLC. – April, 2010. – 13 p.

15. Kidney A.J., Parrish W.R. Fundamentals of natural gas processing / Arthur J. Kidney, William R. Parrish. – London; N.-Y: Taylor & Francis Group. – 2006. – 418 p. (P. 254–259).
16. Johnston P., Eng P., Geo P. The growth of underground natural gas storage / P. Johnston, P. Eng, P. Geo // Ontario OIL&Gas (publication of the Ontario Petroleum Institute). – June, 2008. – P. 14–16.
17. The Oil City Derrick. – Oil City, Pennsylvania, USA, 1953. – February 16. – P. 14; <http://www.newspapers.com/newspage/36585291/>
18. The News-Herald. – Franklin, Pennsylvania, USA. – February 16, 1953. – P. 11; <http://www.newspapers.com/newspage/53758792/>
19. The value of underground storage in today's natural gas industry. – Washington: Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, U.S. Department of Energy. – March 1995. – 85 p.
20. Harvey P. Snow. P. I: The history: on-line publication about the history of internal combustion engines of Coolspring Power Museum, Pennsylvania, USA / Paul Harvey // http://www.coolspringpowermuseum.org/Publications_Flywheel.htm. – February, 2014.

Сведения об авторах

<i>Бахшиян Давид Цолакович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промысловой подготовки газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(916)802–37–53. E-mail: D_Bakhshiyani@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бачурина Нина Михайловна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории технологического проектирования ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–41. E-mail: N_Bachurina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бебешко Инна Григорьевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории перспективных ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–41. E-mail: I_Bebeshko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бельский Дмитрий Геннадьевич</i>	начальник Управления по бурению скважин Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413–73–20. E-mail: D.Belskiy@adm.gazprom.ru
<i>Бондарев Владимир Львович</i>	начальник Лаборатории геологии ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–93. E-mail: V_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бондарев Евгений Владимирович</i>	научный сотрудник Лаборатории исследования скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–93. E-mail: E_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Буравцов Игорь Анатольевич</i>	научный сотрудник отдела экономики хранения углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(499)267–19–28. E-mail: I.Buravcov@econom.gazprom.ru
<i>Васильев Юрий Николаевич</i>	д.т.н., проф., главный научный сотрудник Лаборатории методологии проектирования разработки месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гарайшин Альберт Саяхович</i>	начальник Лаборатории технологического проектирования ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–45–22. E-mail: A_Garaishin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Глаголев Юрий Владимирович</i>	зам. начальника по геологии – начальник геологической службы Совхозного УПХГ ООО «Газпром ПХГ». Тел.: +7(35330)216–16. E-mail: glagolev@sov.phg.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, проф., ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–46–35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Дейнеко Светлана Сергеевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории технологического проектирования ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–41. E-mail: S_Deyneko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Джафаров Керим Исламович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–90–22. E-mail: K_Dzhafarov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Елистратов Александр Вячеславович</i>	начальник Лаборатории промысловой подготовки газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-75. E-mail: A_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ивченко Максим Валентинович</i>	ведущий инженер Лаборатории исследования скважин ПХГ Центра подземного хранения газа, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-93. E-mail: M_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ивченко Ольга Владимировна</i>	заместитель начальника Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-53. E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Изымченко Дмитрий Викторович</i>	к.т.н., директор Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-44. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ильина Евгения Павловна</i>	инженер Тел.: 8(916)455-91-08
<i>Ильницкая Вера Григорьевна</i>	ведущий инженер Лаборатории методологии проектирования разработки месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26 E-mail: V_Ilnitskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Исаева Наталья Александровна</i>	ведущий научный сотрудник сектора режимов эксплуатации ПХГ Лаборатории эксплуатации ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-72. E-mail: N_Isaeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Истомин Владимир Александрович</i>	д.х.н., проф., главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Калашникова Екатерина Павловна</i>	ведущий инженер Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Kalashnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Каминская Юлия Викторовна</i>	научный сотрудник Лаборатории эксплуатации ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-61. E-mail: Y_Kaminskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Касперович Александр Геннадьевич</i>	ведущий инженер Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка». Тел.: +7(499)580-32-82. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Киришин Василий Иванович</i>	к.т.н., заместитель начальника Управления по бурению скважин, начальник Технологического отдела Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-21. E-mail: V.Kirshin@adm.gazprom.ru
<i>Ковалёв Андрей Александрович</i>	к.т.н., директор Департамента нефти и газа ООО «ПСИ». Тел.: +7(499)246-76-44. E-mail: ak@psigo.ru

<i>Корчажкина Ирина Юрьевна</i>	научный сотрудник Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: I_Korchazhkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Косачук Галина Петровна</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений, Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-60. E-mail: G_Kosachuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кубанов Александр Николаевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории промысловых низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кунафина Резина Раисовна</i>	ведущий экономист отдела экономики добычи углеводородов ООО «НИИГазэкономика». Тел.: +7(499)267-13-67. E-mail: R.Kunafina@gmail.com
<i>Лапшин Владимир Ильич</i>	д.т.н., проф., главный научный сотрудник Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ли Сюаньжань</i>	магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Тел.: +7(925)261-53-08. E-mail: xuanranli@hotmail.com
<i>Лихушин Александр Михайлович</i>	д.т.н., заместитель директора Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-28. E-mail: lihushin@list.ru
<i>Максимова Наталья Юрьевна</i>	инженер 2 категории сектора исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: N_Maximova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мельников Евгений Александрович</i>	к.г.-м.н., заместитель директора Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-63. E-mail: EAMelnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мельникова Елена Викторовна</i>	научный сотрудник сектора сопровождения геолого-технологического моделирования в проектах разработки Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Минаков Игорь Иванович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Митницкий Роман Александрович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленной подготовки газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-75. E-mail: R_Mitnitsky@vniigaz.gazprom.ru

<i>Моисейкин Пётр Алексеевич</i>	заместитель начальника Лаборатории проектирования и анализа разработки месторождений Ямала Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-23. E-mail: P_Moiseykin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	начальник Лаборатории термогидродинамики Отдела разработки проектирования и анализа разработки месторождений сложного состава Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-99. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нифантов Виктор Иванович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории технологий строительства и капитального ремонта скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-95. E-mail: V_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Омельченко Олег Анатольевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Орлов Денис Михайлович</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории геологии и централизованного хранения ядра и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: D_Orlov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Осадчая Вероника Витальевна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории технологического проектирования ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-41. E-mail: V_Osadchaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Парфёнов Алексей Михайлович</i>	заместитель начальника Лаборатории промышленной геологии Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Parfenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пахомов Алексей Викторович</i>	к.т.н., начальник Отдела исследований энергетических отраслей ООО «Газпром экспо». Тел.: +7(499)580-47-90. E-mail: a.pakhomov@expo.gazprom.ru
<i>Перунова Татьяна Алексеевна</i>	ведущий инженер сектора исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-28. E-mail: T_Perunova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прокопов Андрей Васильевич</i>	научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прудников Игорь Анатольевич</i>	заместитель начальника Отдела по учету объемов и качества газа, жидких углеводородов ПАО «Газпром». Тел.: +7(903)598-52-53. E-mail: I.Prudnikov@adm.gazprom.ru
<i>Ротов Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	к.г.-м.н., доцент кафедры исследования нефтегазовых пластовых систем РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, заместитель начальника Департамента 123 ПАО «Газпром». Тел.: +7(495)719–81–86. E-mail: A.Ryzhov@adm.gazprom.ru
<i>Рычков Дмитрий Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории добычи и переработки углеводородного сырья ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)286–580. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Савченко Наталья Васильевна</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–28. E-mail: N_Savchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Саркисова Марине Аишатовна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории технологического проектирования ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–41. E-mail: M_Sarkisova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Серегина Нона Викторовна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории эксплуатации ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–65. E-mail: N_Seregina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Смирнов Кирилл Константинович</i>	инженер Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: K_Smirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Списов Сергей Владимирович</i>	научный сотрудник Лаборатории промысловой подготовки газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–43–75. E-mail: S_Spisov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Стоноженко Иван Васильевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории термогидродинамики Отдела разработки проектирования и анализа разработки месторождений сложного состава Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–30–97. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сулейманов Владимир Алекперович</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Уваров Дмитрий Петрович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–40–26. E-mail: D_Uvarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Украинцева Дарья Евгеньевна</i>	инженер 1 категории ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тел.: +7(3452)286–580. E-mail: UkraintsevaDE@tngg.ru
<i>Федосеев Александр Павлович</i>	заведующий сектором исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657–44–28. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Федулов Дмитрий Михайлович</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Хан Сергей Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Департамента 308, начальник Управления ПАО «Газпром». Тел.: +7(495)719-29-54. E-mail: S.Khan@adm.gazprom.ru
<i>Хвостова Вера Юрьевна</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории освоения и заканчивания скважин Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-31. E-mail: V_Khvastova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Цацулина Татьяна Семеновна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории промышленных низкотемпературных процессов Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Tsatsulina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чельцов Владимир Николаевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чельцова Татьяна Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чугунов Андрей Владиленович</i>	к.г.-м.н., директор Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-96-63. E-mail: A_Chugunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шулепин Сергей Александрович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории освоения и заканчивания скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-46. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

Аннотированный перечень статей

Васильев Ю.Н. Влияние тупиковых пор на механизм фильтрации газа в пористой среде / Ю.Н. Васильев // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 3–7.

В статье рассмотрены две задачи нахождения уравнения фильтрации газа в пористой среде, учитывающего влияние тупиковых пор как постоянного источника масс газа, поступающего в проточные поры. В ходе решения первой задачи получена формула распределения пластового давления в газоносном пласте как функции расстояния (радиуса) от оси работающей скважины при стационарном режиме течения. В качестве граничных условий заданы значения давлений на стенке скважины и на контуре питания. Во втором случае решается неоднородное параболическое уравнение. Результатом является формула падения забойного давления как функции времени при запуске с постоянным дебитом скважины, предварительно остановленной для полного восстановления давления. Известные в настоящее время решения для тех же задач, но без учета влияния тупиковых пор на механизм фильтрации являются частными случаями полученных в статье решений при нулевом значении тупиковой пористости.

Эффект работы тупиковых пор как постоянных источников при фильтрации не может фиксироваться в лабораторных опытах по определению проницаемости, но в реальных условиях при падении давления на месторождении его величина оказывается весьма существенной. Влияние наличия тупиковых пор на процесс фильтрации возрастает по мере увеличения глубины залегания продуктивного газового пласта. Принципиальный вывод заключается в том, что для глубокозалегающих низкопроницаемых газоносных пластов необходимо разделять и учитывать при фильтрации функции проточных и тупиковых пор.

Орлов Д.М. Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости / Д.М. Орлов, А.П. Федосеев, Н.В.Савченко, И.Ю. Корчажкина, Б.А. Григорьев, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова, Н.Ю. Максимова, Е.П. Калашникова // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 8–14.

Исследовано влияние скорости фильтрации на многофазное течение в системе «вода–нефть». Определение относительных фазовых проницаемостей выполнялось оптимизационным методом подбором путем сопоставления экспериментальных данных по нестационарной фильтрации и результатов численного решения прямой задачи филь-

трации. Обнаружено, что с увеличением скорости фильтрации значение остаточной нефтенасыщенности снижается, а точка пересечения зависимостей смещается в сторону более низких значений водонасыщенности и более высоких значений проницаемостей. Исследования влияния скорости фильтрации на многофазное течение проводились на двух моделях пласта, составленных из образцов пород-коллекторов, существенно отличающихся по проницаемости (200 и 25 мД).

Изьомченко Д.В. Оценка геомеханических свойств геологической среды Чаяндинского месторождения / Д.В. Изьомченко, Г.П. Косачук, Д.Г. Бельский // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 15–23.

Выполнена оценка геомеханических свойств геологической среды Чаяндинского месторождения на базе геолого-технологических исследований скважин. Сделан вывод о том, что информация о напряженно-деформационном состоянии пород разреза Чаяндинского месторождения может быть получена с помощью инклинометрии.

Анализ изменения азимутального направления стволов скважин в геологическом разрезе Чаяндинского месторождения показал, что для условий Чаяндинского месторождения преимущественное развитие трещин могло происходить по трем осям напряжений – ортогональной и двум диагональным (динамопаре), тесно связанным с системой планетарной трещиноватости. Из-за этого образование и развитие трещинного пространства в геологической среде Чаяндинского месторождения происходило при горизонтальном положении оси максимальных сжимающих напряжений – субмеридиональном.

Анализ азимутального направления стволов скважин в интервалах поглощающих толщ показал, что, как правило, азимуты скважин в этих зонах (секторах) не совпадают с разрывными нарушениями системы планетарной трещиноватости. Наиболее тяжелые геологические осложнения сопряжены с галогенно-сульфатно-карбонатными породами – кавернозными и сильно закарстованными.

Васильев Ю.Н. Коэффициент газоотдачи как результат решения многоцелевой проблемы освоения газового месторождения / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 24–26.

Разрабатываемые газовые месторождения по типу относятся к искусственным многоцелевым развивающимся сложным системам одно-

кратного жизненного цикла с неопределенностями. Неопределенность первого вида заключается в неустраняемой неполноте информации о пласте и происходящих в нем процессах, а также о параметрах внешней по отношению к системе среды. Неопределенность второго вида носит название неопределенности цели и заключается в наличии нескольких целей, для достижения которых создается сложная система. Многие из целей противоречивы (антагонистичны) в том смысле, что рост степени достижения одной цели сразу же снижает степень достижения другой или других целей. Поэтому достоверная оценка промышленных коэффициентов газоотдачи для каждого конкретного месторождения может быть получена только как результат сложного управляющего воздействия на процесс извлечения углеводородов.

В статье показана невозможность разработки универсальной формальной процедуры, обеспечивающей достоверную оценку промышленных коэффициентов газоотдачи. Согласно выкладкам научной дисциплины «Системный анализ», компромисс между степенями достижения целей может быть установлен только экспертным путем с использованием средств математической обработки данных. При разработке любого крупного газового месторождения прогнозирование текущих и конечных коэффициентов газоотдачи всегда будет результатом экспертного согласования степеней достижения многих целей. Системный подход к процессу разработки газового месторождения позволяет обосновать значения текущих и конечных коэффициентов газоотдачи в тех или иных геологических, технологических и экономических условиях.

Чельцов В.Н. Цикличность изменения плотности смеси флюидов, поступающих из пласта в скважину (на примере Астраханского и Карачаганакского месторождений) / В.Н. Чельцов, Т.В. Чельцова, К.К. Смирнов // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 27–35.

В процессе эксплуатации скважин на месторождениях с многокомпонентным составом газа отмечается его изменчивость. В статье впервые показано, что при этом происходит закономерное колебание плотности поступающего газа. Цикличность изменения плотности смеси на входе в скважину обусловлена, во-первых, тем, что переток компонентов смеси из поры в пору при наличии пороговых градиентов давления происходит поочередно (выявлено в результате стендовых испытаний). Во-вторых, из-за внешних воздействий происходят процессы циклического сжатия и разуплотнения земной коры, а следовательно, и коллекторов залежи. В результате наблюдается циклическое изменение порового объема, проницаемости и пороговых градиентов давления. Как следствие, возни-

кает циклическое колебание пластового давления, водо-газового фактора и пластовой температуры.

Анализ фактических данных по эксплуатирующимся скважинам показал, что на Карачаганакском месторождении период колебаний плотности смеси составляет 4,29 года (соответствует периоду главной деформационной волны – 4,333 года), по Астраханскому месторождению – 6,1 года. Амплитуда колебаний плотности в среднем составляет ± 6 %. Для глубоких скважин при обработке результатов исследований на продуктивность в стационарных режимах фильтрации без учета цикличности изменений плотности смеси ошибки в расчете депрессий на пласт могут достигать 60 %.

Лапшин В.И. Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установленном режиме фильтрации) / В.И. Лапшин, И.И. Минаков, Д.П. Уваров // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 36–41.

В работе рассматриваются наиболее известные методы обработки результатов исследований газовых скважин, а также основные газодинамические параметры пласта и скважин, определяемые при интерпретации результатов исследований в установившихся режимах фильтрации. Показано, что использование при расчетах степенной формулы притока газа к скважине в совокупности с двучленной формулой позволяет получить более объективную оценку коэффициентов фильтрационного сопротивления.

На основании анализа результатов исследований скважин ботубинского горизонта оценены их добычные возможности, определена зависимость удельных дебитов скважин от депрессии.

Николаев О.В. О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду / О.В. Николаев, П.А. Моисейкин, И.В. Стоноженко, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 42–46.

Наличие жидкости в продукции газовых скважин приводит к необходимости использования соотношений двухфазной трубной гидродинамики при расчетах потерь давления в лифтовых трубах. При этом методы расчета режимов работы скважин используют циклические процедуры и требуют наличия специального программного обеспечения.

В работе предлагается упрощенная расчетная модель определения потерь давления в устойчиво работающих скважинах, в продукции которых присутствует жидкость. Модель разработана на основе экспериментальных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2005–2013 гг. В соответствии с пред-

лагаемой моделью определены границы диапазонов физических параметров, в пределах которых расчеты потерь давления без существенного снижения точности могут осуществляться согласно модели для однофазного газового потока. Выведено новое соотношение для определения минимального устойчивого дебита газовой скважины, учитывающее расходное содержание жидкости в потоке.

Мельникова Е.В. Результаты освоения скважин на подземных газохранилищах и месторождениях углеводородов / Е.В. Мельникова, В.И. Нифантов, Е.А. Мельников, О.В. Ивченко, М.В. Ивченко, А.М. Парфенов, Ю.В. Каминская // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 47–54.

В статье анализируется опыт освоения скважин, исследуется влияние различных факторов на их продуктивность. Показано, что учет влияния геологической характеристики горных пород призабойной зоны пласта (ПЗП) при выборе режима освоения и последующей эксплуатации скважин является актуальной задачей, требующей решения в отношении конкретных горно-геологических условий разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Приведенные в статье результаты исследования поведения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных и терригенных пластов-коллекторов показывают, что при изменении условий эксплуатации скважин необходимо проводить их комплексные исследования с целью корректировки измененных ФЕС ПЗП, а также интенсификацию притока. На основе проведенных исследований разработан и опробован новый способ эффективного освоения скважин, позволяющий при использовании стандартного нефтегазопромыслового оборудования повысить их продуктивность в несколько раз по сравнению со стандартной кислотной обработкой.

Глаголев Ю.В. Динамика расширения Совхозного подземного хранилища газа / Ю.В. Глаголев, Н.В. Серегина // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 55–62.

В статье приведены краткие сведения о геологии, истории создания и эксплуатации Совхозного подземного хранилища газа (ПХГ). Совхозное ПХГ адаптировано к рифовому поднятию пористых, кавернозных, трещиноватых известняков сакмарского и артинского ярусов нижней перми, состоящему из двух куполов – северного (основная часть газохранилища) и юго-восточного. Покрышкой хранилища служит ангидрито-доломитовая пачка и вышележащие ангидрито-соляные отложения кунгурского яруса нижней перми (толщина более

1500 м). В геологическом разрезе надсолевых отложений Совхозного ПХГ (толщина 300–400 м) принимают участие четвертичные, плиоценовые, миоценовые, олигоценые, верхнемеловые и среднеюрские отложения. Совхозное ПХГ создано в 1974 г. на базе истощенного газоконденсатного месторождения. Общий объем газа в пласте: 1983 г. – 2,4 млрд м³, 1988 г. – 4,7 млрд м³, 1991 г. – 6,9 млрд м³, 1995 г. – 8,2 млрд м³, 2000 г. – 8,7 млрд м³, 2006 г. – 9,1 млрд м³. Максимальный отбор газа из ПХГ составил 3620 млн м³ газа за 156 дней (сезон отбора 1999/2000 гг.), максимальная закачка газа – 3707 млн м³ газа за 185 дней (сезон закачки 1993 г.).

Отмечается, что особое место в эксплуатации ПХГ отводится периоду 1996–2002 гг., который характеризовался проявлением техногенеза. К концу 2002 г. основные источники техногенных скоплений газа были ликвидированы. Характерной особенностью эксплуатации Совхозного ПХГ является наличие меркаптанов в продукции скважин. Применяемый на ПХГ способ селективных закачки и отбора газа позволяет подавать в магистральный газопровод газ, товарные качества которого отвечают всем требованиям газотранспортной системы.

В настоящее время Совхозное ПХГ находится в стадии реконструкции оборудования наземной части и увеличения общего объема газа в хранилище до 9,9 млрд м³, активного объема газа до 7 млрд м³ и максимальной суточной производительности на отбор до 70 млн м³/сут. Планируется пробурить 18 эксплуатационных скважин в основной части залежи с использованием насосно-компрессорных труб диаметром 168 мм, в т.ч. 8 скважин наклонно-направленно под промплощадку. В сезоне отбора газа 2013/2014 гг. ПХГ работало с максимальной суточной производительностью 61,6 млн м³. В конце закачки газа в 2014 г. общий объем газа в хранилище составил 9,9 млрд м³, фонд эксплуатационных скважин – 92 ед.

Проводимые геолого-технологические мероприятия направлены на обеспечение выполнения проектных показателей эксплуатации и реализации намеченных планов.

Бондарев В.Л. Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке / В.Л. Бондарев, А.В. Чугунов, М.А. Саркисова, Е.В. Бондарев // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 63–67.

Газ крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири (Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Собино-Пайгинское и др.), Республики Саха (Якутия) (Чаяндинское) и десятков менее крупных месторождений отличается высоким содержанием этана, пропана, бутана, других углеводородов, а также гелия, поэтому начинать полномасштабную разработку этих месторождений допу-

стимо только при условии полного извлечения всех ценных компонентов, включая гелий.

Длительное хранение гелия в больших объемах возможно при создании подземных хранилищ гелиевого концентрата или природного газа, обогащенного гелием, (ПГОГ) в различных геологических структурах – соляных кавернах, изолированных залежах истощенных газовых месторождений, блоках (участках, пластах) крупного разрабатываемого месторождения – путем возврата ПГОГ в разрабатываемый блок. Предложен алгоритм выбора подходящего объекта для создания хранилища газа, содержащего гелий. Алгоритм состоит в следующем: 1) исходя из объемов добываемого газа, концентрации гелия в газе для закачки, ожидаемых объемов реализации гелия и его потерь при выделении из природного газа оценивается общий объем гелийсодержащего газа, подлежащий закачке в хранилище; 2) рассчитывается требуемая максимальная суточная производительность применительно к закачке гелийсодержащего газа; 3) оценивается время, необходимое для подготовки возможных объектов к принятию гелийсодержащего газа, включая время на разведку или доразведку потенциальных объектов, проектирование и строительство подземных хранилищ; 4) выполняется укрупненная оценка капитальных вложений в создание хранилищ различных типов (на базе газовых залежей месторождений и соляных каверн) в расчете на требуемый объем хранимого газа.

В случае необходимости проведения дополнительных геологоразведочных работ на потенциальных объектах долговременного хранения гелийсодержащего газа для уточнения свойств пласта-коллектора, продуктивных характеристик скважин, герметичности покрышки и др. принимается решение о создании временного хранилища путем возврата обогащенного гелием газа в газовую залежь разрабатываемого месторождения.

Лихущин А.М. Проектирование высокогерметичных подземных хранилищ газа для хранения гелия или гелиевого концентрата / А.М. Лихущин, В.И. Киришин // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 68–72.

В статье показаны недостатки существующих тампонажных материалов и технологий цементирования скважин. Предложена принципиально новая технология заканчивания скважины с использованием принципа гидрозатвора, который позволяет радикальным образом решить проблему обеспечения герметичности газовых скважин. Приведен пример возможной реализации разработанной технологии для скважин подземного хранения гелиевого концентрата.

Гарайшин А.С. Основные проблемы и решения в области интеллектуализации подземных хранилищ газа в России / А.С. Гарайшин, А.В. Григорьев, С.А. Хан, А.А. Ковалев // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 73–78.

Подземные хранилища газа (ПХГ) ПАО «Газпром» играют большую роль в обеспечении бесперебойных поставок природного газа отечественным и зарубежным потребителям. ПХГ обеспечивают сглаживание вызванных резкими колебаниями температуры пиковых нагрузок в потреблении газа, предотвращают перебои в поставках в случаях аварий и других непредвиденных обстоятельств в газотранспортной сети, обеспечивают хранение стратегически важных резервов природного газа.

Важным условием обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации ПХГ является их автоматизация. Большое внимание уделяется автоматизации газосборных пунктов, оснащению их регуляторами расхода газа для каждой скважины. Автоматизация и интеллектуализация позволят внедрить малолюдные технологии управления и обслуживания ПХГ.

Гарайшин А.С. Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа / А.С. Гарайшин, И.Г. Бебешко, А.В. Григорьев, С.С. Дейнеко, Н.А. Исаева, В.В. Осадчая, С.А. Хан // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 79–83.

В мировой практике добычи углеводородов (УВ) существует большое количество проектов разработки месторождений, когда закачка углекислого газа (CO_2) в нефтегазоконденсатные залежи используется для повышения нефтеотдачи пластов-коллекторов. Использование CO_2 в подземном хранении газа является выгодным проектом только при частичной замене им буферного природного метанового газа. При сооружении и эксплуатации ПХГ на долю буферного газа приходится до 30 % и более капитальных вложений. Замена 20 % буферного газа углекислым позволит сократить капвложения на 5 %.

Буравцов И.А. Сравнительная оценка экономической целесообразности регулирования сезонной неравномерности потребления газа за счет подземных хранилищ газа и добычи газа / И.А. Буравцов, Р.Р. Кунафина, Н.М. Бачурина // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 84–87.

В статье предлагается оценка комплексных научных исследований, направленных на повышение степени обоснованности управленческих решений, связанных с выбором источников покрытия сезонной неравномерности потребления газа. Анализ выполнен исходя из сложившейся практики, а также перспективных возможностей подземного хранения и добычи газа в сфере регулирования поставок газа с целью обеспечения надежности и сбалансированности работы Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России на внутреннем рынке.

Полученные результаты могут быть использованы для экономического обоснования текущего планирования работы и оперативного управления ЕСГ, прогнозирования долгосрочных перспектив покрытия неравномерности потребления газа за счет отбора/закачки газа из/в ПХГ либо за счет добычи газа.

Прудников И.А. Аддитивный метод расчета плотности нестабильных жидких углеводородов / И.А. Прудников, А.Г. Касперович, О.А. Омельченко, Д.А. Рычков, Д.Е. Украинцева // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 88–93.

Рассматривается расчет плотности нестабильных жидких углеводородов при заданных термобарических условиях. Предлагается адаптированный под экспериментальные данные аддитивный метод расчета плотности. Описаны принципы и результаты адаптации расчетного метода. Результаты расчета новым методом сравниваются с результатами, полученными другими методами. Показано, что с точки зрения точности первые превосходят результаты расчетов традиционным аддитивным методом и практически не уступают результатам, полученным с использованием широко распространенной методики Ханкинсона–Томпсона (COSTALD).

Бахшиян Д.Ц. Исследование абсорбции природного газа в аппарате с пульсацией газового потока / Д.Ц. Бахшиян, А.В. Елистратов, Е.П. Ильина, С.В. Списов // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 94–99.

Представлен краткий обзор работ о влиянии пульсаций взаимодействующих фаз на гидродинамику и массообмен в колонных аппаратах. Показано, что применение новых конструкций тарельчатых и насадочных устройств в настоящее время не дает значительного эффекта с точки зрения улучшения работы колонных массообменных аппаратов. Рассмотрены альтернативные пути повышения КПД колонных массообменных аппаратов, в том числе основные направления разработки «пульсирующих» колонн: аппараты с генерацией колебаний либо циклической подачей одной или обеих взаимо-

действующих фаз, с вибрирующими контактными устройствами, роторные аппараты с перемешивающими устройствами.

Изучено влияние пульсаций газового потока на гидродинамику и эффективность массообмена в реальных условиях абсорбции углеводородного газа при повышенном давлении. Приведены характерные зависимости извлечения пропана из газа от частоты пульсаций газового потока при различных плотностях орошения. Показано, что степень извлечения пропана из газа при наличии колебаний газового потока значительно выше, чем при отсутствии вынужденных колебаний. Указанные зависимости имеют монотонный или слабовыраженный волновой характер. Результаты экспериментов показали, что при увеличении скорости газа эффект наложения пульсаций несколько ослабевает, особенно в режиме, близком к «захлебыванию» аппарата. Показано, что генерация пульсаций газового потока является эффективным способом интенсификации массообмена в процессах абсорбции природного газа и позволяет значительно поднять уровень извлечения целевых компонентов.

Прокопов А.В. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов, Т.С. Цацулина // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 100–108.

Рассмотрены современные технологии промышленной подготовки газа на газоконденсатных месторождениях, решающие задачу углубленного извлечения углеводородов $C_{3+В}$ или $C_{5+В}$ в составе товарного нестабильного или стабильного конденсата. Проанализированы дроссельная, эжекторная и турбодетандерная технологии подготовки газа, рассмотрены технологии с применением процессов ректификации и абсорбции.

На основе опыта эксплуатации турбодетандерных агрегатов, эксплуатируемых на установках комплексной подготовки газа Бованенковского, Заполярного и Ямбургского нефтегазоконденсатных месторождений, выделены достоинства и недостатки, а также границы применимости технологии низкотемпературной сепарации с турбодетандерным агрегатом. Отмечено, что технологическая схема низкотемпературной сепарации с дросселем (эжектором) и пропановой холодильной установкой в некоторых случаях может служить альтернативой турбодетандерной технологии.

Ротов А.А. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова, Р.А. Митницкий // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтега-

зоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 109–115.

В настоящее время крупнейшие газовые месторождения Западной Сибири (Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское) находятся на стадии падающей добычи, для которой характерно существенное снижение пластового давления. В условиях низких пластовых давлений обеспечение плановых объемов добычи во многом определяется надежностью и эффективностью работы промысловых систем сбора и подготовки газа.

Кроме снижения давления эксплуатация газосборных сетей на стадиях падающей добычи сопровождается также снижением температуры и расходов газа, увеличением содержания пластовой жидкости в составе газа. Данные факторы способствуют формированию условий для накопления жидкости в трубопроводах, обуславливающего возникновение ряда проблем, а именно: увеличение потерь давления в трубопроводах и пульсации давления, а также залповые выбросы жидкости в сепарационное оборудование установок комплексной подготовки газа, повышение риска образования льда и гидратов.

Для обеспечения надежной и эффективной эксплуатации газосборных сетей месторождений на стадиях падающей добычи разработаны и используются различные технические решения, направленные на предотвращение накопления жидкости. В статье приведен обзор наиболее известных способов предотвращения накопления жидкости в промысловых трубопроводах, проанализированы особенности их инженерно-технической реализации и опыт применения на месторождениях Западной Сибири. Показано, что существующие технические решения позволяют улучшить эксплуатационные характеристики промысловых систем сбора газа, способствуют обеспечению надежной и эффективной работы месторождений на падающей стадии добычи. Ознакомление с данными материалами поможет выбрать наиболее перспективное решение на начальной стадии формирования проекта реконструкции и технического перевооружения объекта добычи газа.

Ли С. Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах / С. Ли // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 116–121.

В целях тщательного изучения явления нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах выполнены экспериментальные исследования фильтрации флюидов в коллекторах месторождений Sheng Li и ChangQing. Отмечено, что фильтрация в указанных породах не подчиняется закону Дарси: имеет место начальный градиент давления, величина которого уменьшается с ростом проницаемости. Если проницаемость ниже 1 мД, с уменьше-

нием проницаемости начальный градиент давления резко возрастает. Согласно оценкам, полученным с использованием метода ядерного магнитного резонанса, доля подвижного флюида увеличивается с увеличением пористости и проницаемости.

В статье приведена краткая обзорная информация по нелинейной фильтрации.

История создания подземных хранилищ газа / сост. и пер. К.И. Джафаров, В.Ю. Хвостова, А.В. Пахомов // Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 122–127.

В 2015 г. отмечается 100-летний юбилей подземного хранения газа. Первая успешная закачка газа в подземные пласты была осуществлена в Канаде в 1915 г. Реализации проекта предшествовали серьезные научные, поисково-разведочные, инженерно-технические и экспериментальные работы, выполненные специалистами из разных стран.

Несмотря на то что природный газ известен с древних пор, поначалу его не могли активно использовать. Еще в середине XIX в. отсутствовал практический способ хранить газ, как, например, дерево, уголь или нефть. И часто при обнаружении газ сжигали или просто «выпускали на воздух», что приводило к большим потерям. В конце XIX в. после признания газа ценным ресурсом акцент был сделан на его рыночное продвижение, строительство и содержание трубопроводов. Так как основные скважины располагались на удалении от конечных потребителей, возникла необходимость построить систему поставки и распределения газа. Хранение превратилось в инструмент регулирования поставок газа.

Первоначально концепцию хранения природного газа в 1909 г. предложила Геологическая служба США. А первым изложил идею подземного хранения природного газа и применил ее на практике в 1915 г. на истощенном газовом месторождении Велланд (*англ.* Welland, пров. Онтарио, Канада) Уильям Дадж. Опыт показал, что газ, закачанный в мелкозернистый песок, можно извлечь обратно. До 1914 г. предпринимались некоторые незафиксированные попытки закачки газа в частично истощенные песчаные формации, однако они носили эксплуатационно-исследовательский характер и не предполагали объемного хранения газа.

Положительный результат эксперимента на месторождении Велланд побудил Iroquois Gas Company в 1916 г. применить технологию подземного хранения газа на истощенном газовом месторождении Зоар (*англ.* Zoar Field, штат Нью-Йорк, США). Таким образом в США было создано первое промышленное подземное хранилище газа емкостью 62 млн м³, которое эксплуатируется до настоящего времени.

Information about the authors

<i>Bachurina Nina Mikhaylovna</i>	senior research associate of the UGS production engineering laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-41. E-mail: N_Bachurina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bakhshiyar David Tsolakovich</i>	senior research associate of Laboratory for field gas treatment at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(916)802-37-53. E-mail: D_Bakhshiyar@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bebeshko Inna Grigoryevna</i>	senior research associate of the Promising UGS laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-41. E-mail: I_Bebeshko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Belskiy Dmitriy Gennadyevich</i>	head of Administration for well drilling at the Gas, gas-condensate, oil recovery department of PAO Gazprom. Tel.: +7(812)413-73-20. E-mail: D.Belskiy@adm.gazprom.ru
<i>Bondarev Vladimir Lvovich</i>	chief of the UGS geology laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: V_bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Bondarev Yevgeniy Vladimirovich</i>	research associate of Laboratory for UGS wells' research at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: E_bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Buravtsov Igor Anatolyevich</i>	research associate in the NIIGazekonomika LLC Department for economics of hydrocarbons storage Tel.: +7(499)267-19-28. E-mail: I.Buravcov@econom.gazprom.ru
<i>Cheltsov Vladimir Nikolayevich</i>	senior research associate in the Laboratory for design and analysis of exploration of hydrogen-sulphide-containing fields in the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Cheltsov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cheltsova Tatyana Vladimirovna</i>	research associate in the Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chugunov Andrey Vladilenovich</i>	candidate of geology and mineralogy, director of the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-63. E-mail: A_Chugunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Deyneko Svetlana Sergeevna</i>	senior research associate of the UGS production engineering laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-41. E-mail: S_Deyneko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dzhafarov Kerim Islamovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-22. E-mail: k_dzhafarov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Fedoseyev Alexandr Pavlovich</i>	head of Filtration research sector of Reservoir physics laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Fedulov Dmitriy Mikhaylovich</i>	candidate of chemistry, leading research associate of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Fedulov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Garayshin Albert Sayakhovich</i>	head of the UGS production engineering laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-45-22. E-mail: A_Garaishin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Glagolev Yuriy Vladimirovich</i>	deputy head on geology – head of Geological service of the Sovkhoznoye UGS Administration in the Gazprom UGS LLC. Tel.: +7(35330)216-16. E-mail: glagolev@sov.phg.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, associate member of RAS, prof., academic secretary of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ilina Yevgenya Pavlovna</i>	engineer Tel.: 8(916)455-91-08
<i>Ilnitskaya Vera Grigoryevna</i>	leading engineer in the Laboratory for methodology of fields development design of the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26 E-mail: V_Ilnitskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Isayeva Natalya Aleksandrovna</i>	leading research associate in the UGS operation modes sector of UGS operation laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-72. E-mail: N_Isaeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Istomin Vladimir Aleksandrovich</i>	doctor of chemistry, prof., chief research associate at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-51. E-mail: V_Istomin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivchenko Maksim Valentinovich</i>	leading engineer of Laboratory for UGS wells' research at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: M_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivchenko Olga Vladimirovna</i>	deputy chief of Laboratory for geological and economical efficacy of subsoil use at the Centre of hydrocarbons resources and reserves in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-53. E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Izyumchenko Dmitriy Viktorovich</i>	candidate of engineering, director of the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-44. E-mail: D_Izyumchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kalashnikova Yekaterina Pavlovna</i>	leading engineer of Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: E_Kalashnikova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Kaminskaya Yulia Viktorovna</i>	research associate of the UGS operation laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-61. E-mail: Y_Kaminskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kasperovich Aleksandr Gennadyevich</i>	leading engineer of the Engineering and technical center in the Gazprom Pererabotka LLC. Tel.: +7(499)580-32-82. E-mail: KasperovichAG@gpp.gazprom.ru
<i>Khan Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of Department № 308 – head of Administration in the PAO Gazprom. Tel.: +7(495)719-29-54 E-mail: S.Khan@adm.gazprom.ru
<i>Khvostova Vera Yuryevna</i>	candidate of chemistry, leading research associate of the Laboratory for UGS wells development and completion at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-31. E-mail: v_khvostova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kirishin Vasily Ivanovich</i>	candidate of engineering, deputy head of Administration for well drilling at the Gas, gas-condensate, oil recovery department of PAO Gazprom. Tel.: +7(812)413-73-21. E-mail: V.Kirshin@adm.gazprom.ru
<i>Korzhachkina Irina Yuryevna</i>	research associate of Reservoir physics laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: I_Korzhachkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kosachuk Galina Petrovna</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate at the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields within the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-60. E-mail: G_Kosachuk@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kovalyev Andrey Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, director of Oil and gas department in the PSI LLC. Tel.: +7(903)779-46-53. E-mail: ak@psigo.ru
<i>Kubanov Aleksandr Nikolayevich</i>	candidate of engineering, chief of the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Kubanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kunafina Regina Raisovna</i>	leading economist in the NIIGazekonomika LLC Department for economics of hydrocarbons storage Tel.: +7(499)267-19-28. Tel.: +7(499)267-13-67. E-mail: R.Kunafina@gmail.com
<i>Lapshin Vladimir Ilich</i>	doctor of engineering, prof., chief research associate of the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Li Xuanran</i>	undergraduate of the Oil fields development and operation chair in the I.M. Gubkin Russian State University of oil and gas. Tel.: +7(925)261-53-08. E-mail: xuanranli@hotmail.com
<i>Likhushin Aleksandr Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, deputy director of the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-28. E-mail: lihushin@list.ru

<i>Maksimova Natalya Yuryevna</i>	engineer of 2 nd category of the Filtration research sector at Reservoir physics laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: N_Maximova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikov Yevgeniy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy director of the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-63. E-mail: EAMelnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikova Yelena Viktorovna</i>	research associate in the Sector for support of geological and engineering modelling within development projects of Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Minakov Igor Ivanovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the Laboratory for design and exploration analysis of gas-condensate and oil-and-gas fields of the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: I_Minakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mitnitskiy Roman Aleksandrovich</i>	research associate of Laboratory for field gas treatment at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-75. E-mail: R_Mitnitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Moiseykin Petr Alekseevich</i>	deputy head of Laboratory for design and analysis of exploration of Yamal fields at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-45-23. E-mail: P_Moiseykin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nifantov Viktor Ivanovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for UGS wells' construction and overhaul technologies at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-95. E-mail: V_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	head of Thermohydrodynamics laboratory in the Department for design and analysis of exploration of complex-composition fields at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-99. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Omelchenko Oleg Anatolyevich</i>	senior research associate of the Laboratory for raw hydrocarbons recovery and treatment in the TumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)286-580. E-mail: OmelchenkoOA@tngg.ru
<i>Orlov Denis Mikhailovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: D_Orlov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Osadchaya Veronika Vitalyevna</i>	junior research associate of the UGS production engineering laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-41. E-mail: V_Osadchaya@vniigaz.gazprom.ru

<i>Pahomov Aleksy Viktorovich</i>	candidate of chemistry, head of Sector for power industries research in the Gazprom expo LLC. Tel.: +7(499)580-47-90. E-mail: a.pahomov@expo.gazprom.ru
<i>Parfenov Aleksy Mikhaylovich</i>	deputy chief of Laboratory for field geology at the Centre of hydrocarbons resources and reserves in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Parfenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Perunova Tatyana Alekseevna</i>	leading engineer of the Filtration research sector at Reservoir physics laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: T_Perunova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prokopov Andrey Vasilyevich</i>	research associate in the Laboratory for field low-temperature processes at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Prokopov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prudnikov Igor Anatolyevich</i>	deputy head of Section for calculation of gas and liquid hydrocarbons amounts and quality in the PAO Gazprom. Tel.: +7(903)598-52-53. E-mail: I.Prudnikov@adm.gazprom.ru
<i>Rotov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rychkov Dmitriy Aleksandrovich</i>	senior research associate of the Laboratory for raw hydrocarbons recovery and treatment in the TumenNIIgiprogaz LLC. Tel.: +7(3452)286-580. E-mail: Rychkov@tngg.ru
<i>Ryzhov Aleksy Evgenyevich</i>	candidate of geology and mineralogy, associate professor at Oil-and-gas stratal systems research department in I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, deputy head of Authority 123 in the PAO Gazprom. Tel.: +7(495)719-81-86. E-mail: A.Ryzhov@adm.gazprom.ru
<i>Sarkisova Marine Ashotovna</i>	senior research associate of the UGS production engineering laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-41. E-mail: M_Sarkisova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Savchenko Nataliya Vasilyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate of Reservoir physics laboratory of the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling in Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-28. E-mail: N_Savchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Seregina Nona Viktorovna</i>	senior research associate of the UGS operation laboratory at the Centre for underground gas storage in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-65. E-mail: N_Seregina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shulepin Sergey Aleksandrovich</i>	senior research associate in the Laboratory for UGS well development and completion at the Center for underground gas storage of the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-46. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Smirnov Kirill Konstantinovich</i>	engineer at the Laboratory for design and analysis of exploration of hydrogen-sulphide-containing fields of the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: K_Smirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Spisov Sergey Vladimirovich</i>	research associate of Laboratory for field gas treatment at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-75. E-mail: S_Spisov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	junior research associate in Thermohydrodynamics laboratory of the Department for design and analysis of exploration of complex-composition fields at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-30-97. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Suleymanov Vladimir Alekperovich</i>	candidate of physics and mathematics, head of Laboratory for intra-field transport of gas at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tsatsulina Tatyana Semenovna</i>	senior research associate of Laboratory for field low-temperature processes at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: T_Tsatsulina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ukrainitseva Darya Yevgenyevna</i>	engineer of 1 st category in the TumenNIIGiproGaz LLC. Tel.: +7(3452)286-580. E-mail: UkrainitsevaDE@tngg.ru
<i>Uvarov Dmitriy Petrovich</i>	junior research associate of the Laboratory for design and analysis of exploration of gas-condensate and oil-and-gas fields at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: D_Uvarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vasilyev Yuriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, prof., chief research associate of the Laboratory for methodology of fields development design of the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: Y_Vasiliev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Yelistratov Aleksandr Vyacheslavovich</i>	chief of Laboratory for field gas treatment at the Center for development and operation of gas and oil-and-gas fields in the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-75. E-mail: A_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru

Annotated list of articles

Vasilyev Yu.N. Influence of one-side open pores on mechanism of gas filtration in porous medium / Yu.N. Vasilyev // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 3–7.

In the article two equations for gas filtration in porous medium, taking into account the influence of one-side open pores being a permanent source of masses of gas entering the flow pores, are determined. In the former case, a formula for bed pressure distribution within a gas-bearing bed as a function of distance (radius) from an axis of working well in a stationary flow-regime is gotten. For boundary conditions the values of pressures on a well side and on an external boundary are set. In the second case, an inhomogeneous parabolic equation is being solved. The result is a formula of bottom-hole pressure drop being a function of time at constant-debit run of a well, preliminary stopped till full reconstruction of pressure. Known analogous solutions, but not considering one-side open pores influence on filtration mechanism, are the special cases of derived in this article solutions, at null value of one-side porosity.

Effect of one-side open pores being the permanent sources at filtration can't be fixed in laboratory trials on permeability determination, but in real conditions, when pressure drops at a field, a value of this effect is quite big. The influence of one-side open pores presence on filtration process rises with increasing of depth of productive gas stratum bedding. Principal conclusion is that for deep-bedded low-permeable gas-bearing strata it is necessary to consider and to divide functions of flow pores and functions of one-side open pores.

References

Vasiliev Yu.N. New filtration equation taking into account the impact of connate water and one-side open pores on gas movement in a productive reservoir / Yu.N. Vasiliev // Vesti gazovoy nauki: Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 4 (20). – P. 4–15.

Mikhaylov N.N. Physics of oil and gas layer (physics of oil-and-gas bedded systems): manual. V. 1 / N.N. Mikhaylov. – Moscow: MAKS Press, 2008. – 448 p.

Vasilyev Yu.N. Mathematical basics for processing results of gas-dynamical well research / Yu.N. Vasilyev, N.I. Dubina. – Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008. – 116 p.: ill.

Orlov D.M. Estimation of filtration velocity influence on relative phase permeabilities using method of unsteady filtration / D.M. Orlov, A.P. Fedoseev, N.V. Savchenko, I.Yu. Korchazhkina, B.A. Grigoryev, A.Ye. Ryzhov, T.A. Perunova,

N.Yu. Maksimova, Ye.P. Kalashnikova // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 8–14.

Filtration velocity influence on multiphase flow in water-oil system was studied. Determinations of relative permeability curves were held by the optimization method. Relative permeability curves were selected by comparing experimental data of unsteady filtration and results of numerical solution of direct problem of filtration. It was found that with increasing of filtration velocity occurs decreasing of residual oil saturation, and the point of intersection of relative permeability curves shifts towards lower values of water saturation and higher values of permeability. Investigation of velocity influence on multiphase flow was performed on two core models, composed of reservoir rocks samples that significantly differ in permeability (200 mD and 25 mD).

References

Efros D.A. Determination of permeabilities to phase and distribution function at oil displacement by water / D.A. Efros // Proceedings of USSR Academy of Science. – 1956. – № 5. – P. 110.

Johnson E.F. Calculation of relative permeability from displacement experiments: transl. / E.F. Johnson, D.P. Bossler, V.O. Naumann // AIME. – 1959. – V. 216. – P. 370–376.

Richmond P.C., Watson A.T. Estimation of multiphase flow functions from displacement experiments // SPE Res. Eng. – 1990. – V. 5. – № 1. – P. 121–127.

Shahverdi H. A New algorithm for estimating three-phase relative permeability from unsteady-state core experiments / H. Shahverdi, M. Sohrabi, M. Jamiolahmady // Transport in Porous Media. – 2011. – V. 90. – Is. 3. – P. 911–926.

Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A.T. Corey // Producers Monthly. – 1954. – V. 19. – Is. 1. – P. 38–41.

Ryzhov A.Ye. Physical and mathematical modeling of multiphase flow in the design development of the En-Yakhinskoye NGKM oil rim / A.Ye. Ryzhov, S.G. Rassokhin, V.M. Troitsky et al. // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 126–137.

Orlov D.M. Procedure for determination of relative permeabilities to phase according to data of nonstationary filtration by means of physical modelling and computer simulation / D.M. Orlov, A.Ye. Ryzhov, T.A. Perunova // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2013. – V. 54. – № 5. – P. 119–128.

Alvarez L. Numerical solution of the Rapoport–Leas equation using the method-of-lines and the DASSL code / L. Alvarez, C. Cunha // Computational

mathematics and mathematical physics. – 1998. – V. 38. – № 11. – P. 1928–1935.

Izyumchenko D.V. Estimation of geo-mechanical properties of the Chayanda field geological environment / D.V. Izyumchenko, G.P. Kosachuk, D.G. Belskiy // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 15–23.

Evaluation of geo-mechanical properties of Chayanda field geological environment is carried out on the basis of geological and technological studding of wells. It is concluded, that information on the stress-strain state of rocks in the Chayanda field drilling log could be obtained by means of drift survey.

Analysis of changes in azimuth direction of wellbores in the Chayanda field drilling log showed, that regarding Chayanda conditions the paramount development of cracks could progress according to three axes of stress – orthogonal and two diagonal (dynamo couple), being closely connected with the system of planetary fracturing. Due to this phenomenon, fracture space within the geological environment of the Chayanda field has been forming and developing, when direction of maximal compressing tension axis was horizontal, i.e. submeridian.

Analysis of azimuth direction of wellbores within the intervals of absorbing strata showed, that, as a rule, well azimuths at these zones (sectors) didn't coincide with fissures of planetary fracturing system. Most heavy geological complications refer to halogen-sulphate-carbonate rocks, which are cavernous and high-karst.

References

Pavlova N.N. Deforming and containing properties of rocks / N.N. Pavlova. – Moscow: Nedra, 1975. – 240 p.

Stavrogin A.N. Strength of rocks and steadiness of excavations at major depths / A.N. Stavrogin, A.G. Protosenya. – Moscow: Nedra, 1985. – 271 p.

Petrov A.I. On necessity to consider modern geodynamics while assessing and re-calculating industrial reserves of oil and gas / A.I. Petrov, V.S. Shein // *Geologiya nefi i gaza.* – 2009. – № 11. – P. 10–39.

Kalashnikov Yu.A. Geological-and-geochemical model of the Astrakhan gas-condensate field / Yu.A. Kalashnikov, S.V. Gladyshev, D.V. Shustov, S.Yu. Yakimov, A.Yu. Komarov, O.V. Tinakin // *Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy.* – 2012. – № 3. – P. 29–33.

Belousov G.A. Geological-and-physical characteristics of permeable (absorptive) beds / G.A. Belousov et al. // *Drilling of deep prospect wells in complicated conditions of Lower Volga region: collected scientific papers.* – Moscow: RAS Institute of Geology and Development of Fossil fuels, 1976. – P. 44–49.

Potapov A.G. On using technology for bypass of disastrous absorption area at the Tengiz field / A.G. Potapov, R.Ye. Bagirov, G.A. Belousov, A.I. Ishanov // *Geology, prospecting and development*

of hydrocarbons' fields in the pre-Caspian depression and around it: collected scientific papers. – Volgograd: VolgogradNIPIneft, 1992. – P. 127–132.

Ali A.H.A. Simulating the mechanical properties of geological medium as a tool for decoding stresses in rocks / Anwar Husen Akbar Ali, Tim Braun, Roger Delnago et al. // *Naftegazovoye obosreniye.* – 2005. – P. 4–23.

Timurziev A.I. The newest shear tectonics of sedimentation basins: tectonic-physical and fluid-dynamical aspects (in regard of oil-and-gas bearing capacity): synopsis of a thesis ... d-r of geological-mineral sciences / A.I. Timurziev. – Moscow: V.M. Lomonosov Moscow State University, 2009. – 40 p.

Potapov A.G. Conserning geomechanical modelling during wells' drilling / A.G. Potapov, O.A. Belskiy, O.A. Potapov // *Vesti gasovoy nauki: Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014. – № 4 (20). – P. 69–74.

Vasilyev Yu.N. Gas-recovery factor as a result of a gas field development multipurpose problem solution / Yu.N. Vasilyev, V.G. Ilnitskaya // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 24–26.

Gas fields being developed belong to a type of artificial multi-task developing complicated systems of single life cycle with uncertainties. Uncertainty of the first kind consists in the fatal incompleteness of information about a stratum and the processes occurring there, and also about parameters of external (in regard to the system) environment. Uncertainty of the second kind is called *goal uncertainty*, which consists in existence of several goals, and to reach them a special complicated system is to be created. Many of these goals are discrepant (antagonistic) in a way, that the higher the extent of attainment of one goal, the lower the extent of attainment of the other. So, reliable assessment of industrial gas-recovery factors for every particular field could be obtained only as a result of complex control action in respect of hydrocarbons extraction process.

The article shows the impossibility to develop a universal formal procedure, which would guarantee trustworthy estimation of industrial gas-recovery factors. According to theses of the system analysis discipline, the compromise between the extents of goals attainment could be reached only by means of expert judgements using mathematical instruments of data processing. At developing any gross gas field, forecasting of current and final gas-recovery factors will always be a result of expert concordance for extents of attainment of many goals. System approach to development of a gas field allows to ground the values of current and final gas-recovery factors in these or that geological, technological and economic conditions.

References

Vasilyev Yu.N. Main factors influencing the final gas-recovery factor / Yu.N. Vasilyev, V.G. Ilnitskaya // *Vesti gasovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 116–120.

Vasilyev Yu.N. Automated system for gas fields' development control / Yu.N. Vasilyev. – Moscow: Nedra, 1987. – 141 p.: ill.

Larichev O.I. Science and art of decision-making / O.I. Larichev. – Moscow: Nauka, 1979.

Vasilyev Yu.N. Using system approach and methods of system analysis while designing and developing of gas fields / Yu.N. Vasilyev, N.I. Dubina. – Moscow: Nedra, 2011. – 208 p.: ill.

Cheltsov V.N. Cyclicity of changes in density of mixed fluids, coming into a well from a strata (on example of the Astrakhan and Karachaganakskoye fields) / V.N. Cheltsov, T.V. Cheltsova, K.K. Smirnov // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 27–35.

While operating wells at the fields with multicomponent gas, one can detect variability of gas composition. For the first time it is shown in the article, that the density of incoming gas regularly oscillate. Cyclicity of mixture density changing at a well input is caused, first of all, by the fact, that the crossflow of mixture components from one pore to another in conditions of pressure gradient happens in turn (it has been revealed during bench tests). Secondly, due to external influences the processes of cyclic compression and deconsolidation of Earth crust, and correspondingly of deposit reservoirs, take place. As a result the cyclic changing of porous volume, permeability and threshold pressure gradients is observed. As consequence of that the cyclic oscillations of seam pressure, water-gas factor and seam temperature arise.

Analysis of factual data on wells in operation showed, that an oscillation period of mixture density at the Karachaganakskoye field is 4,29 years (conforms to a period of main deformation wave – 4,333 years), at the Astrakhan field is 6,1 years. Amplitude of density oscillation on average comes to $\pm 6\%$. At processing the results of deep wells productivity tests in stationary regimes of filtration without considering cyclic nature of mixture density changes the errors in differential pressure calculations could reach 60%.

References

Gorbunov V.Ye. On properties of the fluids' mixes: review / V.Ye. Gorbunov. – Moscow: VNIIEgazprom, 1990. – 70 p. – (Development and operation of gas and gas-condensate fields).

Petrov G.V. Filtration of gas-liquid systems at development of low-permeable strata with total pressure gradient: thesis ... cand. of engineering / G.V. Petrov. – Moscow: VNIIGAZ, Komi branch, 1985. – 141 p.

Stalnov V.Yu. Cosmoplanetary cycles in meteorology / V.Yu. Stalnov // *Geoinformatika.* – 1997. – № 1. – P. 58–60.

Cheltsov V.N. Model of deposit and well production encroachment in carbonate low-permeable collectors / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyayev, T.V. Cheltsova // *Geologiya nefi i gaza.* – 2009. – № 3. – P. 37–64.

Cheltsov V.N. Vibro-geo-dynamical reason for cyclicity of stratum pressure dynamics in idle wells / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyayev, T.V. Cheltsova, A.D. Lugay // *Issues of resource provision for gas regions of Russia up to 2030: collected scientific articles.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 145–150.

Cheltsov V.N. Features of dynamics of well production encroachment in carbonate low-permeable collectors / V.N. Cheltsov, T.V. Cheltsova // *Geologiya nefi i gaza.* – 2009. – № 5. – P. 38–43.

Cheltsov V.N. Vibro-geo-dynamical cyclicity of stratum temperatures in idle wells / V.N. Cheltsov, M.I. Miklyayev, T.V. Cheltsova // *Issues of resource provision for gas regions of Russia up to 2030: collected scientific articles.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 231–237.

Lapshin V.I. Interpretation of gas-dynamical study of wells (in steady run of filtration) / V.I. Lapshin, I.I. Minakov, D.P. Uvarov // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 36–41.

The most well-known methods of results processing in regard to gas wells studding, and the main gas-dynamical parameters of stratum and wells, being determined during interpretation of results of studies at the stable filtration regimes, are examined. It is shown, that using for calculations a power formula for gas flow together with a binominal formula allows to evaluate factors of filtration resistance more objective.

Basing on the results of studies the winning opportunities for botuobinskiy horizon wells are evaluated, the dependence of specific well debits on depression is determined.

References

Polyanskiy A.P. Gas wells' exploiting / A.P. Polyanskiy, Yu.P. Korotayev. – Moscow: Gostoptekhizdat, 1956. – 231 p.

Directions on complex research of gas and gas-condensate wells / edited by Yu.P. Korotayev, G.A. Zotov, Z.S. Aliyev. – Moscow: Nedra, 1971. – 208 p.

Directions on complex research of gas and gas-condensate beds and wells / edited by G.A. Zotov, Z.S. Aliyev. – Moscow: Nedra, 1980. – 301 p.

Vasilyevskiy V.N. Operator of wells' exploration: manual for workers / V.N. Vasilyevskiy, A.I. Petrov. – Moscow: Nedra, 1983. – 310 p.

Peremyshstev Yu.A. Theory and practice of exponential function application for processing of gas wells' tests' results / Yu.A. Peremyshstev, G.A. Zotov,

N.G. Stepanov. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1999. – 31 p.

Gritsenko A.I. Wells' exploration manual / A.I. Gritsenko, Z.S. Aliyev, O.M. Yermilov, V.V. Remizov, G.M. Zotov. – Moscow: Nauka, 1995. – 523 p.

Karnaikhov M.L. Modern methods for hydrodynamical exploration of wells: engineering reference book on wells' exploration / M.L. Karnaikhov, E.M. Pyankova. – Moscow: Infra-Inzheneriya, 2010. – 432 p.

R Gazprom 086-2010. Directions on research of gas and gas-condensate wells.

Kashparov Yu.M. Qualitative analysis of wells' study results for drafting of gas fields' exploitation / Yu.M. Kashparov, G.M. Geresh // *Geology, drilling, development and exploitation of the onshore and offshore gas and gas-condensate fields.* – Moscow: Gazprom Information and Advertising Centre, 1998. – № 3. – P. 3–11.

Geresh G.M. Specification of filtration factors regarding the enlargement of active fund of wells / G.M. Geresh, V.V. Chernykh // *Topical issues of exploration, development and exploitation of natural gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003. – P. 246–252.

Nikolayev O.V. On calculation of pressure drops in a gas well, which product contains water / O.V. Nikolayev, P.A. Moiseykin, I.V. Stonozhenko, S.A. Shulepin // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 42–46.

Presence of liquid in gas wells products makes to use ratios of two-phase pipe hydrodynamics at calculations of pressure losses in stalks. Thus methods of well operation regimes calculation include cyclic procedures and require special software.

The article suggests simplified model for calculation of pressure drops in stably working wells, when there is liquid in the products of these wells. The model has been developed basing on the results of Gazprom VNIIGAZ experimental research implemented in 2005–2013. In accordance with the suggested model the limits for ranges of physical parameters are determined. Within these limits the pressure drops could be calculated under a one-phase-flow pattern without essential loss of accuracy. A new ratio for minimal steady gas well debit is derived, which takes into consideration consumption content of liquid in a flow.

References

Buzinov S.N. Procedure of calculating the technological mode of gas wells' operation at a late of development / S.N. Buzinov, G.M. Geresh, O.V. Nilolayev, S.A. Borodin, S.A. Shulepin, A.N. Mikhaylov // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2012. – Spec. issue № 2: *Underground gas storage.* – P. 9–11.

Nikolayev O.V. Regulating work of gas wells at the final stage of deposits' development according to the results of experimental studies of gas-liquid flows in vertical pipes: thesis ... cand. of engineering / O.V. Nilolayev. – Moscow, 2012. – 128 p.

Nikolayev O.V. Experimental studding the similarity of vertical gas-liquid flows under conditions of drowned gas wells operation / O.V. Nikolayev, S.A. Borodin, S.A. Shulepin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 4 (15). – P. 76–83.

Izumchenko D.V. Gas-liquid flow in vertical tubes: Paradoxes of hydrodynamics / D.V. Izumchenko, O.V. Nikolayev, S.A. Shulepin // *Vesti gazovoy nauki: Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 4 (15). – P. 36–45.

Melnikova Ye.V. Results of wells development at underground gas storages and fields of hydrocarbons / Ye.V. Melnikova, V.I. Nifantov, Ye.A. Melnikov, O.V. Ivchenko, M.V. Ivchenko, A.M. Parfenov, Yu.V. Kaminskaya // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 47–54.

The article analyses experience of well development and the influence of various factors on productivity of wells. It is shown that account of influence of bottomhole formation zone (BFZ) rocks geological characteristics on development and subsequent operation condition of gas wells is a topical problem and requires solution for certain mining and geological conditions of deposits exploitation.

Article shows, that if well operation conditions change, it is necessary to research them integrally for correction of changed BFZ filtration-capacitive properties, and to intensify inflow. Based on the performed research, a new well development method has been developed and tested to ensure several-time increase of well efficiency in comparison with stationary acid treatment using standard oilfield equipment.

References

Tagirov K.M. Well-drilling and oil-and-gas strata exposing at depression / K.M. Tagirov, V.I. Nifantov. – Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. – 160 p.

Nifantov V.I. Rising of wells' productivity: experience, issues, outlooks / V.I. Nifantov, Ye.V. Melnikova, S.A. Melnikov. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – 242 p.

Ivchenko O.V. Dependence of specific productivity of terrigenous reservoirs on their facial affiliation by the example of northern block of botuobinskiy horizon of the Chayandinskoye field // *Collected sc. articles of graduate students and competitors of the Gazprom VNIIGAZ LLC.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 42–50 p.

Tagirov K.M. Exposing of productive oil-and-gas strata with anomalous pressures / K.M. Tagirov, A.N. Gnoyevykh, A.N. Lobkin. – Moscow: Nedra, 1996. – 183 p.

Tagirov K.M. Exposing of productive strata at the depleted gas fields: review / K.M. Tagirov, A.N. Lobkin, V.I. Nifantov et al. – Moscow: VNIIEGazprom, 1983. – Is. 6. – 64 p. – (Drilling of gas and gas-condensate wells).

Amiyan V.A. Exposing and development of oil and gas strata / V.A. Amiyan, A.V. Amiyan, N.P. Vasilyeva. – Moscow: Nedra, 1980. – 380 p.

Tagirov K.M. Results of pilot testing both a procedure of well flushing with foam and a sealed circulation system / K.M. Tagirov, V.I. Nifantov. – Engineering and technology of gas and gas-condensate wells construction: collected sc. articles. – Moscow: VNIIGAZ, 1984. – P. 63–70.

Tagirov K.M. The technique of drilling of the second small-diameter wellbore in idle gas wells / K.M. Tagirov, V.I. Nifantov, Yu.K. Ignatenko et al. // Drilling and repair of small-diameter wells using flexible pipes: collected sc. papers of inter-industrial scientific-practical conf. – Krasnodar: Bureniye Scientific-Production Association, 1999. – Is. 3. – P. 171–175.

Nifantov V.I. Efficacy of gas wells repair at a final stage of fields' development: review / V.I. Nifantov, M.G. Geykhman, S.I. Ivanov et al. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Center, 2004. – 65 p. – (Development and operation of gas and gas-condensate fields).

Nifantov V.I. Improving quality of kizelovskiy horizon exposing at the Yelshano-Kurdyumskoye UGS / V.I. Nifantov, S.A. Akopov, A.M. Likhushin et al. // Construction of gas and gas-condensate wells: collected sc. papers of VNIIGAZ and SevKazNIPigaz. – Moscow, 1999. – P. 98–102.

Melnikova Ye.V. Rising efficacy of wells development at the fields of the Eastern Siberia / Ye.V. Melnikova, V.I. Nifantov // Territoriya «Neftegaz». – 2015. – № 2. – P. 18–24.

Patent RF 2012139178. Method of oil and gas wells development / V.I. Nifantov, Ye.V. Melnikova, S.A. Borodin, Yu.V. Kaminskaya et al. / print. 20.03.2014; bull. № 8. – 9 p.

Federal norms and regulations on industrial safety «Safety regulations in oil and gas industry» / adopted by the Rostekhnadzor order № 101 dated 12.03.2013.

Vyakhirev V.I. Development and operation of gas fields / V.I. Vyakhirev, A.I. Gritsenko, R.M. Ter-Sarkisov. – Moscow: Nedra-Biznestsentr JSC, 2002. – 880 p.

Glagolev Yu.V. Dynamics of the Sovkhozhnoye UGS enlargement / Yu.V. Glagolev, N.V. Seregina // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 55–62.

Brief information about geology, origin and operation of the Sovkhozhnoye UGS is given in the article. The Sovkhozhnoye UGS is adapted to rift high of porous, cavernous, fissured limestones of Sakmarski and Artinsky layers of Lower Perm, consisting of two cupolas – a northern one (main part of gas store) and a south-eastern one. The store is covered with an anhydrite-dolomitic wad and upper anhydrite-saline deposits of Kungur layer of Lower Perm (more than 1500 m thick). Geological section of the Sovkhozhnoye UGS oversalt deposits (thickness is of 300–400 m) include quaternary, Pliocene, Miocene, Oligocene, upper-Cretaceous, and middle-Jurassic sediments. The Sovkhozhnoye UGS was created in 1974 on the basis of an exhausted gas-condensate field. Total volume of gas in a stratum: in 1983 – 2,4 bln. m³ of gas, in 1988 – 4,7 bln. m³, in 1991 – 6,9 bln. m³, in 1995 – 8,2 bln. m³, in 2000 – 8,7 bln. m³, in 2006 – 9,1 bln. m³. Maximal volume of gas extraction makes up 3620 mln. m³ of gas within 156 days (1999/2000 season of extraction), maximal volume of gas injection – 3707 mln. m³ of gas within 185 days (1993 season of gas repressing).

It is noted, that a period of 1996–2002 takes a special place in the UGS operation history as it was characterized with manifestations of technogenesis. Up to the end of 2002 the main sources of technogenic gas accumulations have been removed. A characteristic feature of the Sovkhozhnoye UGS operation is presence of mercaptans in wells' products. A method of selective gas repressing/extraction allows to feed into a trunk pipe such a gas, which commercial qualities answer all the requirements of a gas transportation system.

Nowadays the Sovkhozhnoye UGS is at the stage of overground equipment reconstruction and total stored gas volume is going to be raised up to 9,9 bln. m³, active gas volume – up to 7 bln. m³, maximal daily extraction performance – up to 70 mln. m³. In the main part of the bed it is planned to drill 18 development wells using tubing strings 168 mm in diameter, including 8 inclined wells for an industrial site. During the gas extraction season of 2013/2014 the UGS was working with maximum performance of 61,6 mln. m³ per day. At the end of gas repressing in 2014 a total volume of gas in the store amounted to 9,9 bln. m³, a fund of development wells came up to 92 units.

The geological and engineering arrangements being conducted are aimed to support fulfilment of design specifications and other intentions regarding wells operation.

References

Yegurtsov N.A. Experience in detection of a technogenic deposit generation sources basing on the analysis of results of running field control during UGS operation / N.A. Yegurtsov, V.N. Aulova, Yu.N. Popov et al. // 50th anniversary of VNIIGAZ – 40th anniversary of UGS: collected sc. articles. – Moscow: VNIIGAZ, 1998. – P. 271–282.

Zubarev A.P. Experience in search and liquidation of technogenesis sources at UGS / A.P. Zubarev,

O.S. Maltsev, Yu.V. Glagolev, V.F. Shulayev // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – Spec. issue № 3. – P. 43–45.

Yegurtsov N.A. Assessment of bedded reserves and features of mercaptan-contaminated gases washing out in conditions of UGS / N.A. Yegurtsov // 50th anniversary of VNIIGAZ – 40th anniversary of UGS: collected sc. articles. – Moscow: VNIIGAZ, 1998. – P. 202–209.

Bondarev V.L. Outlooks for storing of helium-enriched natural gas in the Eastern Siberia and at the Far East / V.L. Bondarev, A.V. Chugunov, M.A. Sarkisova, Ye.V. Bondarev // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 63–67.

Gas of major oil-and-gas-condensate fields in the Eastern Siberia (Kovyktinskoye, Yurubcheno-Tokhomskoye, Sobino-Payginskoye et al.), Republic of Sakha (Yakutia) (Chayanda) and dozens of lesser fields is characterized with high ethane, propane, butane and other hydrocarbons, and also helium. So, full-scale development of these fields may be started only after complete extraction of all valuable components including helium.

Long-lasting storing of large helium amounts is possible only at creation of underground storages of helium concentrate or helium-enriched natural gas in different geological structures, such as salt caverns, isolated beds of exhausted gas fields, blocks (sections, layers) of a big workable field, by means of helium-enriched gas return into a block being developed. An algorithm for selection of an object suitable for creation of helium-containing gas storage is suggested: 1) reasoning from amounts of gas extraction and helium concentration in the gas aimed at repressing, and also from expected amounts of helium sales and its losses during extraction from natural gas, the total amount of helium-containing gas for repressing into the storage should be evaluated; 2) the necessary maximal daily performance of helium-containing gas repressing should be calculated; 3) time needed for preparation of possible objects to accept helium-containing gas, including time necessary for survey or additional survey of potential objects, and also for designing and construction of underground storages, should be determined; 4) outline evaluation of capital investments into creation of different-type storages (on the basis of gas deposits and salt caverns) regarding needed amount of gas being stored should be done.

In case of necessity to carry out additional geological surveys at the potential objects of long-lasting helium-containing gas storing in order to refine reservoir properties, productive characteristics of wells, tightness of a cover et al., decision to create temporary storage by means of returning enriched helium into gas deposit of workable field must be taken.

References

Energy strategy of Russia for the period of 2030 (ES-2030) / ad. by RF Government order № 1715-p dated 13.11.2009.

Geology of Siberian Platform oil and gas / ed. by A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. – Moscow: Nedra, 1981.

Khan S.A. Experience of gaseous helium concentrate underground storage at the Orenburg helium plant / S.A. Khan, A.I. Igoshin, M.K. Teplov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2012. – Special issue № 684: Underground gas storage. – P. 28–31.

Likhushin A.M. Designing high-hermetic UGSs for helium and helium concentrate storage / A.M. Likhushin, V.I. Kirshin // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 68–72.

The article describes some shortcomings of the existing plugging materials and technologies of well cementing. It also includes a fundamentally new technology of well completion using the hydraulic seal principle that allows to solve a problem of ensuring gas wells tightness. There is an example of possible way for implementation of the developed technology for underground helium concentrate storage wells.

References

Fattakhov Z.M. Reasons for origination of inter-string pressures at the wells of the Astrakhan gas-condensate field / Z.M. Fattakhov // *Proc. of the 2nd International National Symposium.* – Ufa, 2000.

Bulatov A.I. On the nature of intertubular gas, liquid and oil ingresses / A.I. Bulatov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1996. – № 12. – P. 24–27.

Likhushin A.M. New approaches to restoration of annulus well space air-tightness / A.M. Likhushin, G.N. Ruban, V.I. Nifantov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 12. – P. 66–69.

Likhushin A.M. Liquidation of a behind-the-casing flow in the well № 74 of the Nevskiy UGS by the method of water seal / A.M. Likhushin, G.N. Ruban, M.M.-R. Gaydarov et al. // *Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse.* – 2011. – № 4. – P. 55–59.

Pat. RF № 2534548, IPC⁶ E21B33/14. Method of well completion / A.M. Likhushin, Ya.S. Mkrchan, G.N. Ruban et al. – № 2010107534/03; appl. 01.07.2013.

Gaydarov M.M.-R. Methodology of selecting working fluid for water seal in order to prevent inter-string pressure rising in the UGS wells / M.M.-R. Gaydarov, A.M. Likhushin et al. // *Stroitelstvo skvazhin na sushe i na more.* – 2012. – № 3. – P. 45–50.

Pat. RF № 2341033, IPC⁶ E21B33/10. Method to restore air-tightness of well annulus space of a gas deposit or a deposit, which product contains natural gas / A.M. Likhushin, G.N. Ruban, V.I. Nifantov et al. – № 2010107534/03; appl. 01.03.2010; print. 10.10.2011. – Bull. № 28. – 5 p.

Garayshin A.S. Main issues and solution in intellectualization of underground gas storages in Russia / A.S. Garayshin, A.V. Grigoryev, S.A. Khan, A.A. Kovalev // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 73–78.

Underground gas storages of OAO Gazprom play a big role in ensuring uninterrupted supply of natural gas to domestic and foreign consumers. UGSs provide smoothing of peaks in the consumption of gas caused by sharp fluctuations in temperature, prevent disruptions in supplies in the event of accidents and other unforeseen circumstances in the gas transmission network, provide storage of strategically important reserves of natural gas. Automation is essential to ensure safe and efficient operation of underground gas storages. Much attention is paid to the automation of the gathering points, in particular they are being equipped with the regulators of the gas flow rate for each well. Automation and intellectualization will introduce nearly manless technologies for management and maintenance of UGS.

References

Karyuk V.M. Computer-based wireless-sensor-network-like system for data collection at an underground gas storage / V.M. Karyuk, V.A. Shalimov, M.N. Baluyev et al. // *Proc. of the 2nd «UGS: Sustainability and Efficiency» International Conference.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008.

Karyuk V.M. Approbation of wireless sensor networks elements for monitoring of wellhead parameters of development wells at the Krasnodar UGS station in the gas-injection season of 2005–2006 / V.M. Karyuk, A.F. Kushnarev, M.A. Balavin et al. // *Proc. of the «UGS: Sustainability and Efficiency» International Conference.* – Moscow, 2006. – P. 113–122.

Buzinov S.N. Perfection of the system for the Karashur UGS operation control: sufficiency and ways of upgrading / S.N. Buzinov, A.S. Garayshin, R.A. Plotitsin // *Proc. of the «UGS: Sustainability and Efficiency» International Conference.* – Moscow, 2006. – P. 192–211.

Braun K. Technology of intellectual wells at underground gas storages / K. Braun, K. Chandler et al. // *Oil field review.* – Spring 2008.

Ruban G.N. Modern opportunities and prerequisites for creating intellectual UGSs / G.N. Ruban // *Territoriya Neftegas.* – 2011. – № 6.

Garayshin A.S. Studying possibility to partly substitute buffer gas for carbon dioxide at the UGSs / A.S. Garayshin, I.G. Babeshko, A.V. Grigoryev et al. // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 79–83.

Within the world practice of hydrocarbons extraction there were a large number of development

projects, in which fix carbon dioxide (CO₂) in gas-condensate reservoir was used for enhanced oil recovery reservoir. The use of CO₂ in underground gas storage with a view to its disposal is a profitable project only in case of partial replacement of the natural buffer methane. Regarding construction and operation of UGS, share of capital investment in buffer gas goes up to 30 % and more. Replacing the 20 % of buffer gas with carbon dioxide will reduce capex by 5 %.

References

Safety Regulations 08-621-03. Regulations for creation and operation of underground gas storages in porous strata.

Maksimova T.V. Mole fraction of carbon dioxide as a new index of quality for natural gas being transported / T.V. Maksimova, A.A. Makinskiy, B.D. Donskikh // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2011. – № 2/656.

Kreynin Ye.V. Negative influence of greenhouse gases at global changing of climate / Ye.V. Kreynin // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2004. – № 1. – P. 70–71.

Koul A.L. Gas purification / A.L. Koul, F.S. Rizenfeld; under the gen. ed. of I.I. Abramsona. – Moscow: State scientific-technical publishers of oil and gas-fuel literature, 1962. – 396 p.

Semenova T.A. Purification of process gases / T.A. Semenova, I.L. Leytes, Yu.V. Akselrod et al. – Moscow: Khimiya, 1977. – 488 p.

Development of technological decisions regarding creation and operation of UGS in porous strata with combined (natural methane gas + carbonic gas) buffer gas: report on scientific research work. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – 280 p., ill.

Buravtsov I.A. Comparative evaluation of economic expediency to regulate seasonal unevenness of gas consumption by means of UGSs and gas recovery / I.A. Buravtsov, R.R. Kunafina, N.M. Bachurina // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 84–87.

The article presents assessment of the complex scientific researches aimed at improving validity of management regarding selection of sources for covering seasonal irregularity in gas consumption. Analysis is based upon established practice and perspective resources of underground gas storage and extraction in respect of gas supply regulation in order to provide reliability and equilibrium of the Unified Gas Supply System (UGSS) of Russia at home market.

Obtained results may be used for economic evaluation of current work planning and operative UGSS control, forecasting of long-term outlooks for covering of gas consumption irregularities either due to gas extraction/repressing from/to UGS, or due to gas recovery.

Prudnikov I.A. Additive method for calculating density of unstable liquid hydrocarbons /

I.A. Prudnikov, A.G. Kasperovich, O.A. Omelchenko, D.A. Rychkov, D.Ye. Ukraintseva // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields' development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 88–93.

Calculation of unstable liquid hydrocarbons density at given thermobaric condition is presented. The additive method for density calculation adapted for experimental data is suggested. Principals and results of adapting method of calculation are described. Results of calculating by means of the new procedure are compared with results obtained by other methods. It is shown, that in respect of accuracy the former surpass the results obtained by calculation with traditional additive method and nearly correspond to results gotten using prevailing method of Hankinson–Thomson (COSTALD).

References

Grigoryev B.A. Analysis and development of methods to calculate the density of oil, gas condensates and their fractions based on the multiparameter generalized fundamental equations of state / B.A. Grigoryev, A.A. Gerasimov, I.S. Alexandrov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 4–12.

Peneloux A., Rauzy E., Freze R. // *Fluid Phase Equilib.* – 1982. – № 8. – P. 7–23.

Brusilovskiy A.I. Phase transformations at development of oil and gas fields / A.I. Brusilovskiy. – Moscow: Graal, 2002. – 575 p.

Hankinson R.W. Get accurate LNG densities with COSTALD / R.W. Hankinson, T.A. Coker, G.H. Thomson // *Hydrocarbon Process (United States).* – 1982. – V. 62, – P. 207–208.

Hankinson R.W. A new correlation for saturated densities of liquids and their mixtures / R.W. Hankinson, G.H. Thomson // *AICHE Journal.* – 1979. – № 25. – P. 653–663.

Bakhshiyani D.Ts. Studding absorption of natural gas in an apparatus with pulsation of gas flow / D.Ts. Bakhshiyani, A.V. Yelistratov, Ye.P. Il'ina, S.V. Spisov // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields' development and operation.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 94–99.

Short review of papers devoted to studding the influence of interacting phases pulsation on hydrodynamics and mass transfer in column apparatuses is presented. It is shown, that application of new disc and adapter equipment is not rather effective now in regard to perfection of column mass-transfer apparatuses operation. The alternate ways to improve performance factor of column mass-transfer apparatuses are examined, including main trends in design of «pulsing columns»: apparatuses either with generation of oscillations, or

with cyclic feed of one or both interacting phases, with vibrating wipers, rotor apparatuses with mixers.

The influence of gas flow pulsations on hydrodynamics and efficacy of mass transfer in real conditions of hydrocarbon gas absorption at elevated pressure is studied. Typical equations for propane extraction from gas dependence on the frequency of gas flow pulsation at different densities of spraying are given. It is shown, that in case of gas flow oscillation the extent of propane extraction from gas is much higher than there are no forced oscillations. Mentioned dependencies are of monotonous or slight wave character. The experiments demonstrated, that when gas velocity rises, the effect of pulsations' superposition weakens, especially in a mode close to «choking» of apparatus. It is shown, that generation of gas flow pulsations is an effective way to intensify mass transfer within processes of natural gas absorption, and it allows to increase the level of target components' extraction.

References

Azizov S.B. Hydrodynamics and mass transfer in devices with cyclic operation mode: synopsis of a thesis / S.B. Azizov. – Kazan, 2007. – 120 p.

Kruglik Z.Ye. Column reactor with vibrating intermixing devices for intensification of phosgenation processes / Z.Ye. Kruglik, B.M. Feldman // *Khimicheskoe i neftyanoye mashinostroyeniye.* – 1996. – № 3. – P. 37–38;

Gnilusha I.I. Interaction of gas and liquid in an apparatus with disk intermixing devices / I.I. Gnilusha, I.A. Shchuplyak // *Khimicheskoe i neftyanoye mashinostroyeniye.* – 1996. – № 3. – P. 6–8.

Semin V.I. Establishment of phase equilibrium of binary heptane-propane mixture in ultrasonic field / V.I. Semin, Yu.V. Surkov // *Gazovoye delo.* – 1971. – № 10. – P. 24–27.

Bakhshiyani D.Ts. Influence of low-frequency oscillations on efficacy of liquid degassing / D.Ts. Bakhshiyani, T.S. Tsatsulina, M.A. Margulis // *Development of hydrocarbon fields: collected scientific papers.* – Moscow, 2008. – P. 314–321.

Karpacheva S.M. Pulse equipment at chemical technologies / S.M. Karpacheva, B.Ye. Ryabchikov. – 2003. – P. 224.

Baird M.H.J. Gas absorption in a pulsed bubble column / M.H.J. Baird, J.H. Carstang // *Chem. Eng. Science.* – 1972. – V. 27. – № 4. – P. 823–833.

Gorechenkov V.G. Influence of wave processes on hydrodynamics of flows in adsorption and rectification devices / V.G. Gorechenkov, Yu.A. Kharchenko, A.S. Antipov // *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel.* – 1985. – № 7. – P. 19–23.

Prokopov A.V. State-of-art technologies for gas treatment at gas-condensate fields / A.V. Prokopov, A.N. Kubanov, V.A. Istomin, D.M. Fedulov, T.S. Tsatsulina // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields*

development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 100–108.

States of art technologies for natural gas treatment at gas-condensate fields, which solve the task to increase extraction of hydrocarbons C_{3+} or C_{5+} as part of a trade unstable or stable condensate, are considered. JT-valve, ejector and turboexpander technologies of gas treatment and technique, using distillation and absorption processes, are analyzed. On the basis of turbo-expander units operating experience at the Bovanenkovo gas-condensate field, the Zapolyarnoe oil-gas-condensate field and Yamburgskoe gas-condensate field the advantages and disadvantages of LTS technology with turboexpander are highlighted, the limits of applicability of this technology are marked. It is noted that the JT-valve (or ejector) technology and propane refrigeration system in some cases can become an alternative to the turboexpander technology.

References

- Khodanovich I.Ye.* Thermal modes of trunk pipelines / I.Ye. Khodanovich, B.L. Krivoshein, R.N. Bikchentay. – Moscow: Nedra, 1971. – 216 p.
- Istomin V.A.* Low-temperature processes in commercial treatment of natural gases. P. I / V.A. Istomin. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Centre, 1999. – 76 p.
- Bekirov T.M.* Collecting and transportation pre-conditioning of natural gases / T.M. Bekirov, A.T. Shatalov. – Moscow: Nedra, 1986. – 261 p.
- Kasperovich A.G.* Balance calculations at designing and planning the refining of raw hydrocarbons from gas and gas-condensate fields: manual / A.G. Kasperovich, R.Z. Magaril. – Moscow: «Univercity» Publishing House (KDU), 2008. – 412 p.
- Nikolayev O.A.* Providing efficient operation of Valanzhinsk complex gas treatment plants after commissioning of the booster compressor and pump station for condensate delivery at the Urengoy oil-and-gas-condensate field / O.A. Nikolayev, O.P. Kabanov, N.A. Tsvetkov, I.V. Kolinchenko, A.A. Tipugin // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2013. – № 4 – P. 31–34.
- Lanchakov G.A.* Effectivization of gas extraction and pre-conditioning at the gas accumulations of the Urengoy complex / G.A. Lanchakov, V.A. Stavitskiy, N.A. Tsvetkov, A.A. Tipugin // *Actual issues and scientific-and-technical decisions on equipment and technique of raw hydrocarbons recovery and extraction, and its pre-conditioning for transportation at gas-condensate fields: proceedings of the OAO Gazprom Scientific and Technical Council section, named «Recovery and field pre-conditioning of gas and gas condensate»*. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Centre, 2006. – P. 43–47.
- Istomin V.A.* Guidelines on prevention hydrates' formation at Valanzhinsk complex gas treatment plants of the Urengoy gas-condensate field. P. II: Efficiency assay for different types of non-traditional usage of the hydrates' volatile inhibitor – methanol / V.A. Istomin, A.G. Burmistrov, V.P. Lakeyev et al. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1991. – 157 p.
- Kubanov A.N.* Application of turbocoolers at the complex gas treatment plants: compressor the reducer valve, or reducer valve the compressor / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, A.V. Prokopov, T.S. Tsatsulina, A.A. Kubanov // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2011. – № 3. – P. 55–62.
- Kubanov A.N.* Technological analysis of turbocoolers' operation at an initial stage of the УКПГ-2B complex gas treatment plant at the Bovanenkovo oil-and-gas-condensate field / A.N. Kubanov, M.A. Vorontsov, D.M. Fedulov, V.Yu. Glazunov // *Vesti gazovoy nauki*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013. – № 4 (15). – P. 84–89.
- Bekirov T.M.* Technique of gas and gas condensate treatment / T.M. Bekirov, G.A. Lanchakov. – Moscow: Nedra, 1999. – 596 p.
- Andreev O.P.* Flow sheet of a complex gas treatment plant based on 3S-technology for northern oil-and-gas-condensate fields / O.P. Andreev, R.M. Minigulov, R.V. Korytnikov, L.A. Bagirov, S.Z. Imayev // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2009. – № 2. – P. 4–10.
- Bekirov T.M.* Analysis of operation of the experimental plant for low-temperature field absorption / T.M. Bekirov, Ye.N. Turevskiy, V.V. Braginet al. – Moscow, 1995. – 39 p.
- Kubanov A.N.* Ways to pre-condition the gas of Neocom-Jurassic deposits at the Yamal peninsula gaining the steady condensate / A.N. Kubanov, A.V. Kozlov, T.S. Tsatsulina, A.V. Prokopov // *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. – 2010. – № 4. – P. 54–60.
- Kubanov A.N.* Intensification of commercial low-temperature treatment of natural gases at northern fields: thesis ... candidate of engineering / A.N. Kubanov. – Moscow, 1998.
- Patent of invention RU № 2476789 / Priority of 24.08.2011.
- Patent of invention RU № 2124682 / Priority of 02.11.1995.
- Yushina V.S.* Modern state of light hydrocarbons' extraction technology / V.S. Yushina, Ye.N. Turevskiy, L.V. Gripas, T.S. Tsatsulina, Ye.V. Konstantinopolskaya. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Centre. – 1994. – 87 p.
- Berlin M.A.* Qualified primary treatment of petroleum and natural hydrocarbon gases / M.A. Berlin, V.G. Gorechenkov, V.P. Kapralov. – Krasnodar: Sovetskaya Kuban', 2012. – 520 p.
- Patent of invention RU № 2382301 / Priority of 20.10.2008.
- Patent of invention RU № 2382302 / Priority of 20.10.2008.

Rotov A.A. Main engineering decisions for prevention of liquid accumulation in gas-gathering networks / A.A. Rotov, V.A. Suleymanov, V.A. Istomin, T.V. Cheltsova, R.A. Mitnitskiy // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 109–115.

Nowadays the largest gas fields in Western Siberia (Vyngapurovskoye, Medvezhe, Urengoy, Yamburg, Komsomolskoye) are in a state of lowering recovery, for which significant drop of seam pressure is typical. In condition of low seam pressures possibility to guarantee planned amounts of extraction in many respects is determined by reliability and efficacy of field systems for gas collection and preparation.

In addition to pressure reduction, operating of gas-gathering systems at the stage of lowering recovery is accompanied with reduction of temperature and gas flow rate, and increasing of seam fluid content in the gas. These factors promote conditions suitable for liquid accumulation in the pipelines. Such a liquid will cause a number of problems: increase of pressure losses in the pipelines, pulsing of pressure and salvo release of liquid into the separating equipment of plants for complex gas preparation, enhancement of ice and hydrates formation risks.

To provide reliable and efficient operation of gas collecting systems at the fields in a state of lowering recovery, different technologies preventing liquid accumulation are designed and used. The article reviews most well-known ways to prevent liquid accumulation in field pipelines, analyzing peculiarities of their engineering implementation and practice of their application at the fields in Western Siberia. It is shown, that existing technologies improve operation performance of the field gas gathering systems, promote reliable and efficient work at the fields being in a state of lowering recovery. Examination of these materials will help to choose the most promising decision at initial stage of composing a project for reconstruction and technical re-equipment of a gas recovery object.

References

Skorobogach M.A. Issues of gas-gathering systems' operation at the Medvezhye field / M.A. Skorobogach // *Tekhnologii nefi i gaza*. – 2011. – № 6. – P. 42–47.

Minlikayev V.Z. Analysis of gas-production water-and-gas objects and measures aimed at improving reliability and efficacy of pipelines' equipment at late stage of development / V.Z. Minlikayev // *Issues of production and arrangement at the gas and gas-condensate fields being at late stage of development: proceedings of a scientific and technical council*. – Moscow: Gazprom Information and Advertising Centre, 1997. – P. 69–78.

Koryakin A.Yu. Actual questions at final stage of the Gazprom Dobycha Urengoy LLC main basic fields development. Transition to abandonment jobs and procedure of their arrangement / A.Yu. Koryakin, O.A. Nikolayev, V.F. Guzov, A.G. Pristanskiy, V.V. Aleksandrov // *Prior tendencies of the Urengoy*

Complex development: collection of scient. papers. – Moscow: Nedra, 2013. – P. 58–62.

Bugiy O.Ye. Issues and outlooks of low-head gas extraction at the fields of the Eastern Siberia / O.Ye. Bugiy, Ye.M. Naniivskiy, A.N. Kul'kov, A.A. Urumyan // *Prior tendencies of the Urengoy Complex development: collection of scient. papers*. – Moscow: Nedra, 2013. – P. 389–396.

Frolov Yu.A. Cleaning of cavity in operating trunk pipeline: manual / Yu.A. Frolov, V.F. Novoselov; Ufa Oil Institute. – Ufa: Ufa Oil Institute, S.a. (1989). – 92 p.

Aliyev R.A. Pipeline transportation of oil and gas / R.A. Aliyev, V.D. Belousov, A.G. Nemudrov et al. – 2nd ed., revised and enlarged. – Moscow: Nedra, 1988. – 368 p.

Budzulyak B.V. Energy-saving technologies at recovery, transportation and utilization of gas in Russia / B.V. Budzulyak, K.Yu. Chirikov, L.V. Zhilina, R.O. Samsonov, Ye.N. Ivakin; ed. by corresponding member of RAS A.I. Gritsenko. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1997. – 298 p.

Guzhov I.A. Performance evaluation for engineering decisions on reconstruction of gas-gathering system at late stage of the Urengoy field development / I.A. Guzhov, A.A. Rotov, A.V. Trifonov // *Efficacy of hydrocarbons' reserves development: scientific-and-technical collection*. – Ukhta, 2010. – P. 62–69.

Akhmadulin K.R. Outlooks for application of polymeric gels for pipeline transport / K.R. Akhmadulin, A.G. Gumerov, V.F. Novoselov et al. // *Oil and gas: inter-university collected scientific papers*. – Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 1997. – № 1. – P. 159–160.

Lovik H. Using gels for pipeline system cleaning / H. Lovik // *Pipeline Ind.* – 1985. – V. 64. – № 6. – P. 23–26.

Buleyko V.M. Technique for well pipeline cleaning using gel pistons / V.M. Buleyko, V.V. Buleyko, V.V. Salyukov // *Development of hydrocarbons' fields: collected scientific papers*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008. – P. 290–297.

Li X. Non-linear water filtration in low-permeable / X. Li // *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 116–121.

For more accurate study of the issues related to the non-linear filtration in low-permeability reservoirs, experimental studies of fluid filtration in low permeability reservoirs of ShengLi and ChangQing have been submitted. It was mentioned that the filtration in these formations does not meet the Darcy's law: there is an initial pressure gradient, which magnitude decreases with the increasing of permeability. In the case, when the permeability is less than 1 mD, the initial pressure gradient greatly increases with decrease of permeability. Ratio of movable fluid, which is estimated by NMR method, increases with porosity and permeability.

A brief overview of the study of nonlinear filtration is given.

References

Feng Wenguang. The problem of non-Darcy flow at low velocity non fixed single medium, dual medium / Wenguang Feng, Jiali Ge // Petroleum Exploration and Development. – 1985. – № 1.

Yang Qinglai. A laboratory study on percolation characteristics of single phase flow in low-permeability reservoirs / Yang Qinglai, He Qiuxuan // Journal of Xi'an Shiyou University. – 1990. – № 2.

Chen Yongming. Experimental demonstration of the non-Darcy phenomenon during low velocity flow through porous media / Yongming Chen, Juan Zhou, Zhengxiang Liu // Journal of Chongqing University(Natural Science Edition). – 2000. – S1.

Wei Xiong. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs / Xiong Wei, Qun Lei, Xiangui Liu, Shusheng Gao, Zhiming Hu, Hui Xue // Petroleum exploration and development. – 2009. – V. 36. – № 2.

Prada A. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient / A. Prada, F. Civan // Journal of petroleum science and engineering. – 1999. – № 22(4). – P. 237–240.

Baykov V.A. Non-linear filtration in low-permeable reservoirs. Laboratory filtration explorations of core from the Priobskoye field / V.A. Baykov, A.V. Kolonskikh, A.K. Makatrov et al. // Vestnik of the «Rosneft» OJSC. – 2013. – Is. 31. – № 2. – P. 4–7.

Ge Jiali. Study on the fluid flow in low permeability reservoir / Jiali Ge, Zhaodong Yao // Petroleum exploration and development. – 2001. – № 4.

Wu Jingchun. Low velocity non-Darcy percolation characteristics of low permeability reservoir of single-phase fluid / Jingchun Wu, Man Yuan // Journal of Daqing petroleum institute. – 1999. – № 23(2). – P. 82–84.

Grigoryev B.A. Studying of initial pressure gradients at filtration through low-permeable rock-reservoirs / B.A. Grigoryev, D.M. Orlov, N.V. Savchenko, A.Ye. Ryzhov // Vesti gazovoy nauki. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 1 (12). – P. 119–125.

Origin of underground gas storages / compiler and transl. K.I. Djafarov, V.Yu. Khvostova, A.V. Pakhomov // Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. – № 3 (23). – P. 122–127.

In 2015, 100th anniversary of underground gas storing is being celebrated. The first successful gas repressing into underground layers was conducted in Canada in 1915. Project implementation was preceded with serious scientific, explorative, engineering and design works and experiments realized by specialists from different countries.

Despite the fact that natural gas is known for ages, at first it has not been used widely. Even in the

middle of XIX century there was no practical method to store gas as, for example, timber, coal and oil. Often, after searching out, gas has been burned or «set free», and it caused significant gas losses. At the end of XIX century, when gas was admitted to be a valuable resource, its market promotion, as well as construction and maintenance of pipelines have been accentuated. Due to the remoteness of most wells from ultimate consumers, there emerged a necessity to construct a system for gas supply and distribution. So, storing became an instrument of gas supply adjusting.

Initially a concept of natural gas storing was suggested by the USA Geological Service in 1909. And William Judge first stated an idea of underground gas storing. Experiments revealed, that after injection into close sand gas can be extracted back. Judge realized the project in Welland Country (Ontario, Canada) at the depleted gas field. For the sake of justice, before 1914 there have been some other attempts (not fixed) to repress gas into partially depleted sand formations, but these were only researches and did not suppose storing of large amounts of gas.

Positive result of Welland Field experiment made Iroquois Gas Company to apply technology of underground gas storing at the depleted Zoar Gas Field (New-York, USA) in 1916. So, in the USA was created the first industrial underground gas storage with capacity of 62 mln. m³ being exploited nowadays.

References

Exploration comes West // Alberta. Culture and tourism: Natural gas. Creation of an industry. – <http://history.alberta.ca/energyheritage/gas/creation-of-an-industry/exploration-comes-west/default.aspx>

Bott R.D. Evolution of Canada's oil and gas industry / Robert D. Bott, David M. Carson // A companion publication to Petroleum Challenge. – 8th ed. – Calgary, Canada: Canadian Center for Energy Information, 2012. – 51 p.

Draft history of Mount Royal. Biography of Eugene Marius Coste // Mount Royal Community Association and Glenbow-Alberta Institute Archives and Library and the holdings of the Calgary Public Library. – February, 2013. – 183 p.

Viscosity and constitution // Journal of the Institute of Petroleum. – April, 1940. – V. 26. – № 198. – P. 223–224.

Rogers W.R. Statistical review of the mineral industry of Ontario for 1915 / W.R. Rogers // Ontario Bureau of Mines. P. I. – Toronto: A/T. Wilgress and W. Briggs. – 1916. – V. XXV. – P. 35–39.

Coste E.M. Natural gas in Ontario / Eugene M. Coste. – Toronto: James & Williams. – 1901. – 20 p. Glenbow archives, cat. № PA-3689-1068.

Glenbow archives, cat. № NA-2159-20.

Celebrating 100 years. Est. 1911 // A Special Energy Company Uniongas. – <http://www.uniongas.com/about-us/our-legacy/historical-timeline#era1>

Glenbow archives, cat. № PA-3648-1.

Glenbow archives, cat. № NA-4048-1.

Waples D.A. The natural gas industry in Appalachia: a history from the first discovery to the trapping of the Marcellus Shale / David A. Waples. – Jefferson, North Carolina: McFarland & Company. – 2012. – 377 p.

Hrastar J. Liquid natural gas in United States: a history / J. Hrastar // Jefferson, North Carolina: McFarland & Company. – 2014. – 288 p.

Gas storage industry primer. – Alberta, Canada: Niska Gas Storage Partners LLC. – April, 2010. – 13 p.

Kidney A.J., Parrish W.R. Fundamentals of natural gas processing / Arthur J. Kidney, William R. Parrish. – London; N.-Y.: Taylor & Francis Group. – 2006. – 418 p. (P. 254–259).

Johnston P., Eng P., Geo P. The growth of underground natural gas storage / P. Johnston, P. Eng, P. Geo // Ontario OIL&Gas (publication of the Ontario Petroleum Institute). – June, 2008. – P. 14–16.

The Oil City Derrick. – Oil City, Pennsylvania, USA, 1953. – February 16. – P. 14; <http://www.newspapers.com/newspage/36585291/>

The News-Herald. – Franklin, Pennsylvania, USA. – February 16, 1953. – P. 11; <http://www.newspapers.com/newspage/53758792/>

The value of underground storage in today's natural gas industry. – Washington: Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, U.S. Department of Energy. – March 1995. – 85 p.

Harvey P., Snow P.I. The history: on-line publication about the history of internal combustion engines of Coolspring Power Museum, Pennsylvania, USA / Paul Harvey // http://www.coolspringpowermuseum.org/Publications_Flywheel.htm. – February, 2014.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуротный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье прилагаются

1. **Экспертное заключение** или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. **Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. **Тезисы** должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. **Английский перевод** тезисов (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. **Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. **Индекс УДК** в верхнем левом углу.

2. **Заголовок**, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. **Все сокращения** должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. **Числовой материал** приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1).

6. Для **математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную струк-

туру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Cl), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. **Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. **Постраничные сноски** имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.



Тема № 4 (24) / 2015

Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов

В выпуске, посвященном исследованиям нефтегазовых пластовых систем, рассматриваются актуальные вопросы состояния и динамики развития сырьевой базы Группы Газпром, математического моделирования геомеханических процессов в коллекторах, интерпретации геолого-геофизических данных различных горизонтов и блоков Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). С изучением последнего связаны исследования фазового поведения углеводородов в водонасыщенных песчаных коллекторах, а также фильтрационных процессов при параметрах возможного гидратообразования. В сборник также вошли материалы по газоконденсатам Южно-Кириновского НГКМ, в частности уточняющие (с применением циклостратиграфического анализа) внутреннее строение верхнедагинских отложений.

Традиционно широко представлены результаты исследований физико-химических свойств, компонентного состава и фазовых превращений газовых конденсатов, теплофизических свойств углеводородов, изложены новые подходы к расчету фазовых равновесий сложных углеводородных смесей на основе многоконстантных уравнений состояния.

Сборник представляет интерес для научных работников и специалистов, занимающихся исследованием нефтегазовых пластовых систем, физическим и математическим моделированием, расчетами свойств многокомпонентных углеводородных систем (нефти, газоконденсата и их фракций), а также студентов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Научный редактор:

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *Б.А. Григорьев*

Рецензенты:

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *А.И. Гриценко*,
д.т.н., профессор *В.В. Сычев*

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

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

www.vesti-gas.ru