

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

1

2013



**Учредитель**

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

**Главный редактор**

*Цыбульский П.Г. – Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.*

**Редакционная коллегия**

*Григорьев Б.А. – ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ», член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н.; Башкин В.Н. – начальник лаборатории «Анализ проектных рисков» ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор, д.б.н.; Васильев Ю.Н. – главный научный сотрудник Центра «Разработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор, д.т.н.; Истомин В.А. – главный научный сотрудник Центра «Разработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор, д.х.н.; Крылов Н.А. – главный научный сотрудник Центра «Газовые ресурсы» ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор, д.г.-м.н.; Мансуров М.Н. – директор Центра морских месторождений нефти и газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор, д.т.н.; Пыстина Н.Б. – директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.э.н.; Рыжов А.Е. – директор Центра исследования нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.г.-м.н.; Скоробогатов В.А. – директор Центра «Газовые ресурсы» ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.г.-м.н.; Соловьев Н.Н. – главный научный сотрудник Центра морских месторождений нефти и газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.г.-м.н.*

**Научный редактор**

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *Б.А. Григорьев*

**Ответственные за выпуск**

к.г.-м.н. *А.Е. Рыжов*, д.т.н. *Е.Б. Григорьев*

**Рецензенты**

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *А.И. Гриценко*  
д.т.н., профессор *В.М. Сычев*

**Над номером работали**

Ответственный редактор

*А.В. Лужкова*

Редактор

*Т.Г. Осияненко*

Корректор

*М.В. Бурова*

Дизайн и верстка

*И.Ю. Белов*

Обложка

*И.В. Шерстюк*

**Адрес редакции**

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

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

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

Подписано в печать 08.07.2013 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013

Цена свободная.

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

## Слово научного редактора

*Восполнение и успешное развитие минерально-сырьевой базы ОАО «Газпром», его естественного конкурентного преимущества невозможно без создания инновационных технологий в сфере поиска, оценки, разведки и добычи углеводородного сырья. Это связано как с перемещением геологоразведочных работ и центров добычи углеводородов в удаленные районы со сложными горно-геологическими и климатическими условиями, так и с проблемами разработки месторождений (в стадии падающей добычи, с трудноизвлекаемыми запасами, гелийсодержащими газами), освоением запасов низконапорного газа и т.п. Стержневым элементом решения этих проблем и создания новых технологий является получение достоверной информации о поведении пластовых систем.*

*В ОАО «Газпром» в соответствии с Комплексной программой повышения эффективности разработки месторождений на период 2008–2010 гг. создана и функционирует вертикально интегрированная система работы с ядерным материалом и пластовыми флюидами. Эффективное функционирование системы предполагает предельно четкую координацию работ геологоразведочных и добывающих предприятий с научно-исследовательскими центрами в рамках Корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) ОАО «Газпром» в составе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», что будет способствовать прогрессу в экспериментальных методах исследования, получению нового экспериментального материала – основы для построения теоретических и компьютерных моделей технологии освоения месторождений.*

*В предлагаемом читателю сборнике, посвященном актуальным вопросам исследования нефтегазовых пластовых систем, представлены новые результаты экспериментальных и аналитических исследований газовых конденсатов, коллекторских и физических свойств горных пород. Рассмотрены вопросы физического и математического моделирования пластовых условий, увеличения углеводородоотдачи при разработке нефтегазоконденсатных месторождений, уравнения состояния и новые методы расчета свойств углеводородных систем.*

*В сборник вошли материалы Научного семинара Корпоративного центра исследований пластовых систем (кern и флюиды) ОАО «Газпром», а также научные статьи, подготовленные специалистами Института проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Объединенного института высоких температур РАН, Калининградского государственного технического университета, Московского энергетического института (Технического университета), Одесской государственной академии холода и др.*

*Уверен, что заинтересованный читатель на страницах нашего сборника не только найдет ответы на интересующие вопросы, но и сможет оценить динамику развития научных исследований в этом направлении, а также вновь открывающиеся перспективы для будущих работ.*



Б.А. Григорьев,  
член-корреспондент РАН,  
д.т.н., профессор

## Содержание

- 4 **Григорьев Б.А., Герасимов А.А., Александров И.С.**  
Анализ и разработка методов расчета плотности нефти, газовых конденсатов и их фракций на основе многоконстантных обобщенных фундаментальных уравнений состояния
- 13 **Рыжов А.Е., Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М., Орман М.М., Гереш М.П.**  
Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырье для нефтехимии
- 21 **Артемьев В.Ю., Григорьев Е.Б., Шигидин О.А.**  
Инфракрасная спектроскопия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ
- 27 **Лапшин В.И., Люгай Д.В., Волков А.Н., Шафиев И.М.**  
Аналитические и экспериментальные исследования влияния неуглеводородных компонентов на фазовые превращения углеводородных газожидкостных систем
- 36 **Богатырев А.Ф., Куликова О.А.**  
Измерение и расчет термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах
- 41 **Брусиловский А.И., Промзелев И.О.**  
О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей
- 46 **Беляков М.Ю., Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Муратов А.Р., Воронов В.П., Григорьев Б.А., Волков А.Н.**  
Пограничные кривые и определение критических параметров многокомпонентных смесей
- 54 **Железный В.П., Никулина А.С., Григорьев Б.А.**  
Новые структурно-аддитивные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов
- 63 **Зайченко В.М., Качалов В.В., Майков И.Л., Торчинский В.М.**  
Моделирование волнового воздействия на газоконденсатную систему
- 66 **Зайченко В.М., Качалов В.В., Майков И.Л., Сокол Г.Ф., Торчинский В.М.**  
Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы
- 73 **Силин М.А., Магадова Л.А., Чирин Л.А.**  
Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП
- 79 **Лапшин В.И., Волков А.Н., Шафиев И.М., Люгай А.Д., Константинов А.А.**  
Аналитическая и экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияния конденсационной воды на фазовые характеристики
- 86 **Кучеров В.Г.**  
Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа
- 92 **Троицкий В.М., Мизин А.В., Ваньков В.П., Семёнов Е.О.**  
Экспериментальное изучение подвижности гелия с целью оценки экранирующих свойств подземных хранилищ гелиевого концентрата
- 98 **Соколов А.Ф., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Мизин А.В., Федосеев А.П., Ваньков В.П., Алеманов А.Е., Монахова О.М., Ефимов А.Г., Полестинер Б.Н.**  
Физическое моделирование воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на карбонатные породы пласта-коллектора
- 105 **Троицкий В.М., Рассохин С.Г., Соколов А.Ф., Мизин А.В., Ваньков В.П.**  
Экспериментальная оценка параметров массопереноса при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты

- 111 **Соколов А.Ф.**  
Принципы физического моделирования гидродинамических процессов в пласте-приемнике жидких производственных отходов на примере Заполярного НГКМ и Касимовского ПХГ
- 119 **Григорьев Б.А., Орлов Д.М., Савченко Н.В., Рыжов А.Е.**  
Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы
- 126 **Рыжов А.Е., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Шеберстов Е.В., Корчажкина И.Ю., Кошелев А.В., Жариков М.Г.**  
Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ
- 138 **Кузнецов М.А., Овсянников П.О., Григорьев Е.Б., Богданов А.В.**  
Сравнительные корреляции термодинамических свойств газообразных углеводородов при высоких давлениях и температурах
- 145 **Рыжов А.Е.**  
Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения
- 161 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А.**  
Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев
- 174 **Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А.**  
Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта
- 184 **Орлов Д.М., Савченко Н.В., Рыжов А.Е., Перунова Т.А.**  
Экспериментальное определение прочностных характеристик слабосцементированных песчаников и алевролитов в пластовых условиях
- 192 **Ковалев А.Л.**  
Интерпретация газодинамических исследований скважин Мыльджинского ГКМ на нестационарных режимах фильтрации с использованием функции влияния
- 199 **Александров И.С., Герасимов А.А., Григорьев Е.Б.**  
База экспериментальных данных о термодинамических свойствах галогенозамещенных бензола
- 204 **Ковалев А.Л., Шеберстов Е.В.**  
Геомеханическая модель горного массива, содержащего разрабатываемую нефтегазовую залежь или подземное хранилище газа
- 216 **Булейко В.М., Вовчук Г.А., Григорьев Б.А.**  
Исследование процессов релаксации системы «вода – углеводороды» из метастабильного состояния в газогидратную фазу
- 224 **Булейко В.М., Вовчук Г.А., Григорьев Е.Б., Федосеев А.П.**  
Экспериментальное исследование термодинамических свойств газовых гидратов в пористых средах при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов
- 234 **Сведения об авторах**
- 239 **Аннотированный перечень представленных статей**
- 245 **Annotated list of presented articles**

УДК 536.71

**Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров**

## **Анализ и разработка методов расчета плотности нефти, газовых конденсатов и их фракций на основе многоконстантных обобщенных фундаментальных уравнений состояния**

**Ключевые слова:**

уравнение состояния, плотность, температура, давление, критические свойства.

**Keywords:**

equation of state, density, temperature, pressure, critical properties.

Плотность относится к одному из основных термодинамических свойств вещества, которые необходимы для решения широкого круга научных, технических и экономических задач. Прогнозный расчет термодинамических свойств (ТДС) и плотности, в частности нефти, газовых конденсатов и продуктов их переработки в пластовых, технологических или эксплуатационных условиях, производят, как правило, по эмпирическим методикам, разработанным в результате анализа и обобщения экспериментальных данных о соответствующих ТДС. Подробный обзор таких методов представлен в [1, 2]. В работе [3] обсуждаются преимущества и недостатки данного подхода; анализируются возможности применения обобщенных кубических уравнений состояния (УС), а также обобщенных многоконстантных фундаментальных УС, разработанных авторами, для расчета плотности и изобарной теплоемкости бензиновых фракций нефти в широком диапазоне параметров состояния. Основной вывод – кубические УС обеспечивают существенно более низкую точность прогнозного расчета плотности и изобарной теплоемкости исследованных веществ в [3].

В настоящей работе представлены методики и результаты прогнозного расчета плотности жидкой фазы широкого круга смесей углеводородного состава. В анализ включены нефть и газовые конденсаты различных месторождений, их фракции, полученные как в процессе прямой перегонки, так и в результате структурной переработки, товарные нефтепродукты – всего 205 веществ. Основная цель работы – проверить универсальность предложенного в [3] метода расчета ТДС на основе двух многоконстантных фундаментальных обобщенных уравнений состояния и получить количественные оценки точности прогнозного расчета плотности углеводородных смесей различного происхождения в широком диапазоне температур и давлений. Для сравнения также представлены результаты расчета плотности по обобщенному локальному термическому уравнению состояния, разработанному и протестированному в [1]. По мнению авторов настоящей статьи, это наиболее точное уравнение для прогнозного расчета плотности жидкой фазы. Помимо этого приводятся результаты расчета плотности по многоконстантному обобщенному, единому для жидкой и газовой фаз уравнению состояния Ли–Кеслера [4], которое широко используется как для расчета термодинамических свойств, так и фазовых равновесий.

### **Уравнения состояния и расчет свойств**

*Локальное обобщенное термическое уравнение состояния* разработано в [1] для прогнозного расчета плотности жидкой фазы сложных углеводородных смесей различного происхождения. Уравнение применимо в диапазоне давлений 0,1–60 МПа при  $p/p_c \geq 2,0$ . Уравнение имеет вид:

$$P = K(T) \rho^2 + L(T) \rho^8, \quad (1)$$

где  $P$  – давление, МПа;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$K(T), L(T)$  – температурные функции, описанные полиномами третьей степени:

$$K(\tau) = K(\tau_0) \sum_{i=0}^3 k_i \tau^i; \quad (2)$$

$$L(\tau) = L(\tau_0) \sum_{i=0}^3 l_i \tau^i, \quad (3)$$

где при  $T_{pc} \leq 750$  К,  $\tau_0 = 0,6$ :

$$k_0 = 5,194997; k_1 = -11,56064; k_2 = 9,482536; k_3 = -3,127349;$$

$$l_0 = 0,6243408; l_1 = 0,838046; l_2 = 1,007374; l_3 = 1,081703;$$

при  $T_{pc} > 750$  К,  $\tau_0 = 0,5$ :

$$k_0 = 3,792873; k_1 = -8,624971; k_2 = 7,330063; k_3 = -2,498086;$$

$$l_0 = 0,3672021; l_1 = 2,361872; l_2 = -3,36934; l_3 = 2,3648.$$

Опорные значения коэффициентов  $K(\tau_0)$  и  $L(\tau_0)$  определяются по соотношениям:

$$K(\tau_0)(\rho_4^{20})^2 = k_0 + k_1 T_{pc} + k_2[(13 - K_w)(10 - K_w)] + k_3 \omega; \quad (4)$$

$$L(\tau_0)(\rho_4^{20})^8 = l_0 + l_1 T_{pc} + l_2[(13 - K_w)(10 - K_w)] + l_3 \omega, \quad (5)$$

где при  $T_{pc} \leq 750$  К:

$$k_0 = 29,40516; k_1 = -0,3175597; k_2 = 2,186032; k_3 = 130,6964;$$

$$l_0 = -375,9973; l_1 = 1,075399; l_2 = 3,413777; l_3 = -212,4517;$$

при  $T_{pc} > 750$  К:

$$k_0 = 9,52215; k_1 = -0,3498322; k_2 = -5,11504; k_3 = 126,8519;$$

$$l_0 = -380,1069; l_1 = 1,027181; l_2 = 5,865003; l_3 = -169,2538.$$

Для повышения точности прогнозных расчетов рекомендуется производить корректировку значений коэффициентов уравнения (1) по экспериментальному значению относительной плотности  $\rho_4^{20}$ . Скорректированные значения коэффициентов определяются по соотношениям:

$$K' = Kcor^2, L = Lcor^8, cor = 1000\rho_4^{20} / \rho_{20}^{расч}, \quad (6)$$

где  $\rho_{20}^{расч}$  – значение плотности при атмосферном давлении и температуре  $T_0 = 293,15$  К, рассчитанное по уравнению (1) без корректировки коэффициентов.

**Уравнение состояния Ли–Кеслера** [4] построено по принципу соответственных состояний в форме разложения Питцера–Керля. Ограничиваясь линейным членом разложения для коэффициента сжимаемости  $Z$ , получим

$$Z = Z^{(0)} + \omega Z^{(1)}, \quad (7)$$

где  $Z^{(0)}$  – функция, характеризующая поведение вещества, имеющего молекулы сферической формы (простое вещество);  $Z^{(1)}$  – функция отклонения.

Б. Ли и М. Кеслер соотносили свойства всех веществ со свойствами двух веществ – простого и эталонного. В этом случае коэффициент сжимаемости некоторого реального вещества будет равен

$$Z(\pi, \tau) = Z^{(0)}(\pi, \tau) + (\omega/\omega^{(R)})[Z^{(R)} - Z^{(0)}], \quad (8)$$

где  $Z^{(0)}$  и  $Z^{(R)}$  – коэффициенты сжимаемости простого и эталонного веществ соответственно.

При определении коэффициентов для  $Z^{(0)}$  в [4] привлекались  $p, \rho, T$  – данные метана, аргона и криптона, а в качестве эталонного вещества был выбран н-октан – достаточно тяжелый и хорошо изученный углеводород с  $\omega^{(R)} = 0,3978$ . В качестве

базового уравнения для обобщения Б. Ли и М. Кеслер выбрали уравнение состояния Бенедикта–Вебба–Рубина (цит. по [5]). В безразмерной форме уравнение имеет вид

$$Z = 1 + B/\varphi + C/\varphi^2 + D/\varphi^5 + c_4/\tau^3/\varphi^2(\beta + \gamma/\varphi^2)\exp(-\gamma/\varphi^2), \quad (9)$$

где

$$B = b_1 - b_2/\tau - b_3/\tau^2 - b_4/\tau^3; \quad (10)$$

$$C = c_1 - c_2/\tau - c_3/\tau^3; \quad (11)$$

$$D = d_1 + d_2/\tau; \quad (12)$$

$Z = \pi\varphi/\tau$ ;  $\pi = p/p_c$  – приведенное давление;  $\tau = T/T_c$  – приведенная температура;  $\varphi = p_c V/(RT_c)$  – приведенный объем;  $b_i, c_i, d_i, \beta, \gamma$  – константы, значения которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

Значения констант уравнений (10)–(12)

Константа	Простое вещество	Эталонное вещество	Константа	Простое вещество	Эталонное вещество
$b_1$	0,1181193	0,2026579	$c_3$	0,0	0,016901
$b_2$	0,265728	0,331511	$c_4$	0,042724	0,041577
$b_3$	0,154790	0,027655	$d_1 \cdot 10^4$	0,155488	0,487360
$b_4$	0,030323	0,203488	$d_2 \cdot 10^4$	0,623689	0,0740336
$c_1$	0,0236744	0,0313385	$\beta$	0,653920	1,226
$c_2$	0,0186984	0,0503618	$\gamma$	0,060167	0,03754

Методика расчета термодинамических свойств по уравнению (8) заключается в следующем. Первоначально при известных  $p$  и  $T$  определяют из уравнения (9) величину  $\varphi^{(0)}$  и рассчитывают коэффициент сжимаемости простого вещества  $Z^{(0)}$ . Далее, используя те же приведенные параметры, снова решают уравнение (9) относительно  $\varphi$ , но уже с константами для эталонного вещества, и рассчитывают коэффициент сжимаемости  $Z^{(R)}$ . Коэффициент сжимаемости интересующего нас вещества рассчитывается по уравнению (8).

**Фундаментальные обобщенные уравнения состояния** описывают безразмерную свободную энергию Гельмгольца:

$$\frac{a(T, \rho)}{RT} = \frac{a^0(T, \rho) + a^r(T, \rho)}{RT} = \alpha^0(\tau, \delta) + \alpha^r(\tau, \delta), \quad (13)$$

где  $a(T, \rho)$  – свободная энергия Гельмгольца;  $\alpha^0(\tau, \delta)$  – идеальная часть;  $\alpha^r(\tau, \delta)$  – избыточная часть;  $\delta = \rho/\rho_r$ ;  $\tau = T/T_r$ ;  $\rho_r, T_r$  – опорные значения плотности и температуры. В уравнениях в качестве параметров приведения используются критические значения, т.е.  $T_r = T_c$  и  $\rho_r = \rho_c$ , а в качестве критерия подобия – фактор ацентричности Питцера  $\omega$ .

Идеальная часть определяется по соотношению

$$\alpha^0(\tau, \delta) = \frac{h_0^0 \tau}{RT_c} - \frac{s_0^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{c_p^0}{\tau} d\tau, \quad (14)$$

где  $\delta_0 = \rho_0/\rho_c$  – приведенная идеально-газовая плотность при  $p_0 = 101325$  Па и температуре  $T_0 = 298,15$  К;  $\tau_0 = T_c/T_0$ ;  $h_0^0$  – идеально-газовая энтальпия в опорной точке;  $s_0^0$  – идеально-газовая энтропия в опорной точке;  $c_p^0$  – идеально-газовая изобарная те-



плоеккости. В данной работе представлены результаты расчета плотности, поэтому идеально-газовая функция не анализируется.

Для описания избыточной (конфигурационной) части использована функциональная форма уравнения, предложенная Л. Саном и Дж. Эли [6], применимая для описания термодинамических свойств полярных и неполярных веществ:

$$\alpha^r(\tau, \delta) = \sum_{i=1}^6 n_i \tau^i \delta^{d_i} + \sum_{i=7}^{14} n_i \tau^i \delta^{d_i} \exp(-\delta^{p_i}). \quad (15)$$

Коэффициенты  $n_i$  обобщенного уравнения состояния определяются по следующему соотношению:

$$n_i = c_{1,i} + c_{2,i} \omega + c_{3,i} \omega^{c_i}, \quad (16)$$

где  $\omega$  – фактор ацентричности Питцера.

Для расчета ТДС сложных углеводородных смесей, содержащих углеводороды с числом атомов углерода от пяти и выше ( $C_{5+}$ ), разработаны два фундаментальных уравнения состояния (ФУС). Первое уравнение описывает свойства парафиновых углеводородов (от  $C_5$  до  $C_{50}$ ). Результаты тестирования этого уравнения применительно к  $n$ -алканам представлены в [7]. Второе уравнение описывает свойства углеводородов циклического строения (нафтенy и арены). Оно получено впервые, и результаты его тестирования применительно к углеводородам будут представлены в отдельной публикации. Уравнения применимы в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлении до 100 МПа. Коэффициенты уравнений представлены в табл. 2–4.

Таблица 2

**Показатели степени обобщенных фундаментальных уравнений состояния  $n$ -алканов и циклических углеводородов (15)**

$i$	( $n$ -алканы) $t_i$	(циклические) $t_i$	$d_i$	$p_i$
1	0,686	0,537	1	0
2	1,118	1,134	1	0
3	0,857	0,844	1	0
4	0,559	0,947	3	0
5	0,442	0,273	7	0
6	0,831	1,907	2	0
7	0,484	1,382	1	1
8	2,527	3,223	1	1
9	1,549	2,999	2	1
10	0,757	0,164	5	1
11	3,355	3,915	1	2
12	1,905	3,001	1	2
13	4,941	1,337	4	2
14	12,805	14,18	2	3

Плотность рассчитывалась численным решением уравнения (17):

$$\frac{P}{\rho RT} = 1 + \delta \alpha_{\delta}^r, \quad (17)$$

где нижний индекс при  $\alpha$  указывает переменную, по которой производится дифференцирование.

В работе [8] расчет плотности выполнен в рамках «одножидкостной» модели раствора. При таком подходе смесь рассматривается как чистое вещество. Идентификация вещества производится по значению псевдокритических (далее – критических) свойств ( $T_c, p_c$  – для УС Ли–Кеслера и  $T_c, \rho_c$  – для ФУС) и фактора ацентричности Питцера  $\omega$ . Критическая температура и давление, а также фактор

Таблица 3

Коэффициенты обобщенного фундаментального уравнения состояния *n*-алканов (15), (16)

<i>i</i>	$c_{1,i}$	$c_{2,i}$	$c_{3,i}$	$c_{4,i}$
1	$0,53410734 \cdot 10^1$	$0,66819473 \cdot 10^1$	$0,16692414 \cdot 10^1$	$0,29446922 \cdot 10^1$
2	$-0,22778189 \cdot 10^1$	$-0,12846893 \cdot 10^1$	$0,13795302 \cdot 10^1$	$0,23284396 \cdot 10^1$
3	$-0,38785499 \cdot 10^1$	$-0,86095696 \cdot 10^1$	$-0,26707821 \cdot 10^1$	$0,27960114 \cdot 10^1$
4	$-0,12190959 \cdot 10^{-1}$	$0,36869492$	$-0,20627285$	$0,63731470$
5	$0,92942159 \cdot 10^{-3}$	$0,80731074 \cdot 10^{-1}$	$-0,81358186 \cdot 10^{-1}$	$0,99619992$
6	$-0,16631229 \cdot 10^{-1}$	$-0,80314182 \cdot 10^{-1}$	$-0,35343719$	$0,11870929 \cdot 10^1$
7	$-0,16572887 \cdot 10^1$	$0,21646346 \cdot 10^2$	$-0,16018967 \cdot 10^2$	$0,10375103 \cdot 10^1$
8	$0,12642606 \cdot 10^1$	$0,21645843 \cdot 10^1$	$-0,25726222 \cdot 10^1$	$0,13733437 \cdot 10^1$
9	$0,96008662 \cdot 10^{-1}$	$0,44221976 \cdot 10^1$	$0,11591367 \cdot 10^1$	$0,11168557 \cdot 10^1$
10	$0,92950830 \cdot 10^{-1}$	$-0,57463893 \cdot 10^{-1}$	$0,44419682$	$0,76390420$
11	$-0,38271299$	$-0,20429713 \cdot 10^1$	$0,11751452 \cdot 10^1$	$0,14829049 \cdot 10^1$
12	$0,34936066$	$0,64055642 \cdot 10^1$	$-0,83598749 \cdot 10^1$	$0,10080516 \cdot 10^1$
13	$0,41718709 \cdot 10^{-1}$	$-0,90287649$	$0,23069811$	$0,13320474 \cdot 10^1$
14	$-0,12149915 \cdot 10^{-1}$	$-0,15474203$	$0,23233099$	$0,12062411 \cdot 10^1$

Таблица 4

## Коэффициенты обобщенного фундаментального уравнения состояния циклических углеводородов (15), (16)

<i>i</i>	$c_{1,i}$	$c_{2,i}$	$c_{3,i}$	$c_{4,i}$
1	$0,181164061 \cdot 10^{-1}$	$-0,79612267 \cdot 10^{-3}$	$0,48854257$	$0,10979037 \cdot 10^{-1}$
2	$-0,93606341$	$-0,90914232$	$-0,11227911 \cdot 10^{-1}$	$0,50769265$
3	$-0,10836121 \cdot 10^{-1}$	$-0,13252793 \cdot 10^{-1}$	$0,26466034 \cdot 10^{-1}$	$0,11019136 \cdot 10^{-1}$
4	$-0,92553089 \cdot 10^{-3}$	$0,34106442$	$-0,44546162$	$0,11943977 \cdot 10^{-1}$
5	$0,93984851 \cdot 10^{-5}$	$0,76067915 \cdot 10^{-3}$	$-0,76109991 \cdot 10^{-3}$	$0,99405361$
6	$0,21446333 \cdot 10^{-3}$	$0,24517630$	$-0,25904161$	$0,14127426 \cdot 10^{-1}$
7	$-0,83130202$	$0,31477804$	$-0,66413806$	$-0,23469828$
8	$0,66413280 \cdot 10^{-3}$	$-0,42866451$	$0,40377589$	$-0,37175844$
9	$-0,61728163$	$0,14824140$	$0,32353808$	$0,25966442$
10	$0,15117181$	$-0,44853169$	$0,58450850$	$0,11859145 \cdot 10^{-1}$
11	$-0,18235501 \cdot 10^{-1}$	$-0,10954868 \cdot 10^{-1}$	$0,87759846$	$0,19824969$
12	$0,73555751$	$0,76486899$	$0,48586759$	$-0,30751608$
13	$0,21924187$	$-0,84547206$	$0,10559812 \cdot 10^{-1}$	$0,15932516 \cdot 10^{-1}$
14	$-0,65781640 \cdot 10^{-3}$	$-0,54954768$	$0,62520498$	$0,88336221$

ацентричности Питцера рассчитывались по формулам, предложенным М. Кеслером и Б. Ли [9]:

$$T_c = 189,833 + 450,56\rho_{15}^{15} + (0,4244 + 0,1174\rho_{15}^{15})T_{bv} + \frac{(0,1441 - 1,00688\rho_{15}^{15})10^5}{T_{bv}}; \quad (18)$$

$$\ln p_c = 3,38639 - \frac{0,0566}{\rho_{15}^{15}} - \left( 0,436392 + \frac{4,12164}{\rho_{15}^{15}} + \frac{0,213426}{(\rho_{15}^{15})^2} \right) 10^{-3} T_{bv} +$$

$$+ \left( 4,75794 + \frac{11,81952}{\rho_{15}^{15}} + \frac{1,530155}{(\rho_{15}^{15})^2} \right) 10^{-7} T_{bv}^2 - \left( 2,450548 + \frac{9,900986}{(\rho_{15}^{15})^2} \right) 10^{-10} T_{bv}^3; \quad (19)$$

$$\omega = \frac{\ln \pi_b - 5,92714 + \frac{6,09648}{\tau_b} + 1,28862 \ln \pi_b - 0,169347 \tau_b^2}{15,2518 + \frac{15,6875}{\tau_b} - 13,4721 \ln \pi_b + 0,43577 \tau_b^6}, \quad (20)$$

где  $T_{bv}$  – среднеобъемная температура кипения, К;  $\rho_{15}^{15}$  – относительная плотность при температуре 15 °С;  $\pi_b = 0,101325/p_c$ ;  $\tau_b = T_{bv}/T_c$ ;  $p_c$ , МПа.

Критическая плотность рассчитывалась по формуле Риизи–Добурта [10]:

$$\rho_c = 1796,377 T_{bv}^{-0,2896} (\rho_{15}^{15})^{0,7666}, \quad (21)$$

где  $\rho_c$  – кг/м<sup>3</sup>.

Даже узкие технологические фракции нефти представляют собой сложные смеси углеводородов и гетероатомных соединений. В состав фракции входят углеводороды трех основных групп – алканы, нафтены и арены. Производить расчет ТДС на основе ФУС, описывающего свойства только *n*-алканов, не совсем корректно. Поэтому для учета многообразия углеводородного состава предлагается использовать «квазиодножидкостную» модель. Смесь представляет собой идеальный раствор алкана и циклического углеводорода, которые характеризуются одинаковыми критическими свойствами и фактором ацентричности Питцера. Термодинамическое свойство  $Y$  рассчитывалось по аддитивной формуле идеального раствора

$$Y = Y_a x_a + Y_c x_c, \quad (22)$$

где  $Y_a$ ,  $Y_c$  – термодинамическое свойство, рассчитанное по ФУС (15) для алканов (коэффициенты представлены в табл. 2, 3) и циклических углеводородов (коэффициенты – в табл. 2, 4);  $x_a$ ,  $x_c$  – доля алкановых и циклических структур в составе смеси.

Значения  $x_a$  и  $x_c$  рассчитывались  $n_D$ – $\rho$ – $M$ -методом структурно-группового анализа [11] на основе данных о показателе преломления  $n_D^{20}$  при температуре 20 °С, относительной плотности  $\rho_4^{20}$  при той же температуре и средней молярной массе  $M$ .

При расчете ТДС по ФУС производилась коррекция критической плотности по значению величины относительной плотности  $\rho_4^{20}$ , которая определяется в лабораторных условиях с высокой точностью (~0,02 %).

### Экспериментальные данные

В данной статье представлены результаты сравнения расчетных значений плотности с экспериментальными данными, полученными в разные годы в известных теплофизических лабораториях. Это прежде всего исследования плотности, выполненные в 1970–1990-е гг. в отраслевой теплофизической лаборатории Грозненского нефтяного института [12, 13].

Плотность при атмосферном давлении измерялась пикнометрическим методом и на установке гидростатического взвешивания. В целом исследован диапазон 233–473 К. Общая погрешность отдельного результата измерения составляла 0,02–0,05 %, возрастающая с повышением температуры. Для измерения плотности жидкой фазы под давлением использовались две экспериментальные установки, в одной из которых был реализован метод неразгруженно-го сферического пьезометра постоянного объема [12], а во второй – метод неразгруженного цилиндрического пьезометра постоянного объема [13]. Первая установка позволяла производить измерения плотности в диапазоне температур 293–473 К при давлениях до 60 МПа, а вторая – в диапазоне 293–573 К при давлениях до 30 МПа. Общая погрешность отдельного результата измерения плотности составляла 0,05 % на обеих установках. На данных установках были произведены измерения плотности нефти различных месторождений, нефтяных и газоконденсатных фракций, полученных как в процессе прямой перегонки, так и структурной переработкой (термический крекинг, каталитический крекинг, висбрекинг), а также товарных нефтепродуктов.

Плотность газовых конденсатов и их фракций изучалась в Кубанском государственном технологическом университете [14]. Измерения выполнены на установке, реализующей метод гидростатического взвешивания в диапазоне температур 240–400 К при давлениях до 40 МПа. Погрешность отдельного измерения плотности не превышает 0,05 %.

В Ташкентском автомобильно-дорожном институте в период 1974–1986 гг. проводились измерения плотности газовых конденсатов и их прямогонных фракций на установке гидростатического взвешивания в диапазоне температур 290–540 К при давлениях до 50 МПа [15]. Общая погрешность отдельного измерения плотности не превышала 0,29 %.

В работе В.А. Казаряна [16] представлены результаты экспериментального определения плотности семи газовых конденсатов различных месторождений и двенадцати технологических фракций конденсатов Оренбургского и Вуктыльского месторождений. Измерения в жидкой фазе выполнены методом гидростатического взвешивания в диапазоне температур 220–470 К при давлениях до 60 МПа. Погрешность отдельного измерения плотности

не превышает 0,2 %. Однако в работе [16] отсутствуют сведения либо ссылки на результаты контрольных опытов, подтверждающих заявленную точность.

В 1990-е гг. в Азербайджанской нефтяной академии были выполнены измерения плотности бензиновых фракций нефти месторождения «Нефтяные камни им. 28 Апреля» в диапазоне температур 298–473 К при давлениях до 60 МПа [17, 18]. Исследовано шесть фракций. Измерения выполнены в неразгруженном сферическом пьезометре постоянного объема. Погрешность отдельного измерения плотности не превышает 0,05 %.

### Обсуждение результатов

В табл. 5 представлены результаты сравнения экспериментальных данных о плотности с рассчитанными значениями. Расчет производился по локальному эмпирическому УС (1), УС Ли–Кеслера и по двум фундаментальным уравнениям состояния, описывающим ТДС *n*-алканов и углеводородов циклической структуры. На рисунке представлена гистограмма распределения ошибок расчета плотности на основе двух обобщенных ФУС – *n*-алканов и циклических углеводородов.

Таблица 5

#### Результаты сравнения экспериментальных данных о плотности

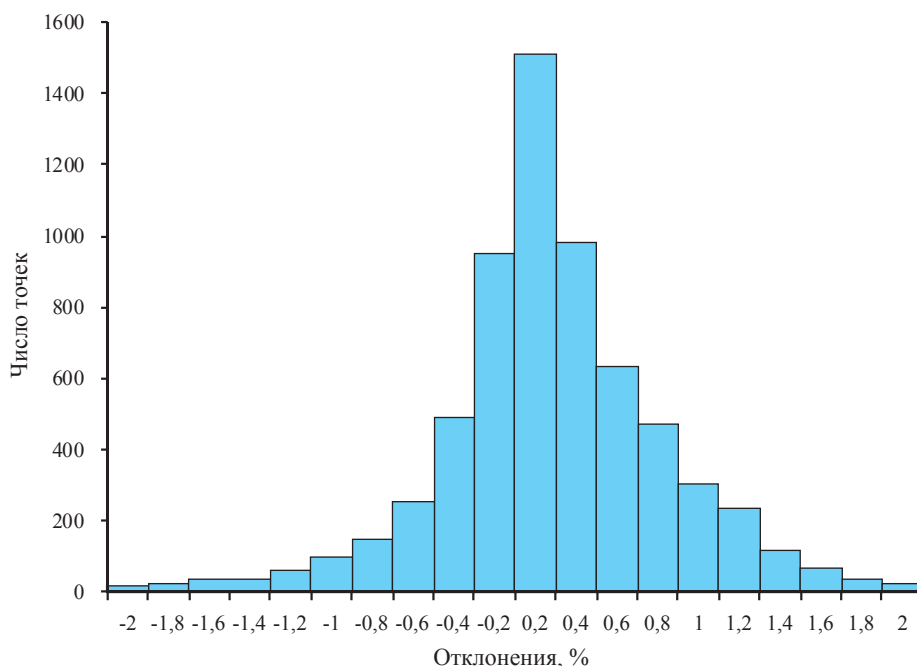
Название вещества, источник	Число веществ	Число точек	ФУС (15), (16)		УС (8)–(12)		УС (1)–(6)	
			СКО, %	СОО, %	СКО, %	СОО, %	СКО, %	СОО, %
Нефть [12, 19]	6	210	0,731	0,595	4,952	4,304	0,485	0,339
Прямогонные фракции нефти различных месторождений								
Троицко-Анастасиевская [12]	5	176	0,353	0,284	1,679	1,259	0,521	0,393
Малгобекская [12]	5	175	0,655	0,445	1,340	0,889	0,276	0,178
Жетыбай-Узень [12]	21	639	0,408	0,269	2,762	1,321	0,431	0,217
Самотлорская [12]	21	584	0,481	0,263	3,141	1,753	0,304	0,152
Узеньская [12]	5	206	0,453	0,360	1,162	0,915	0,312	0,260
Котур-Тепинская [12]	12	148	0,554	0,382	9,13	4,15	0,589	0,348
«Морские камни» [17, 18]	6	306	0,442	0,284	0,726	0,578	0,372	0,250
Западно-Сибирская [13]	10	362	0,574	0,451	9,08	7,36	0,372	0,251
Продукты вторичной переработки нефти								
Фракции катализа [13]	20	771	0,553	0,378	9,07	3,68	0,374	0,236
Фракции висбрекинга [13]	11	308	0,848	0,680	10,4	6,22	0,330	0,224
Товарные нефтепродукты								
Масла [12]	17	289	1,282	0,664	12,02	8,83	1,10	0,660
Реактивные топлива [13]	6	228	0,346	0,262	0,908	0,661	0,296	0,209
Газоконденсаты и фракции								
Краснодар [14]	12	392	0,538	0,373	1,03	0,708	0,750	0,521
Ташкент [15]	26	755	0,750	0,583	1,10	0,784	0,692	0,490
В.А. Казарян [16]	19	1132	0,549	0,439	1,451	1,032	1,040	0,681
Калининград [20]	3	62	1,032	0,825	0,484	0,316	0,981	0,682

СКО – среднее квадратичное отклонение.

СОО – среднее относительное отклонение.

Как видно из табл. 5, наиболее высокая точность достигается при использовании эмпирического локального УС (1)–(6), о чем писалось в [1, 2]. Однако следует учитывать ограничение  $\rho/\rho_c \geq 2,0$ , которое существенно сужает диапазон температур.

Уравнения Ли и Кеслера (8)–(12) приводят к неплохим результатам при прогнозировании плотности легких бензиновых фракций (вводилась коррекция по значению плотности  $\rho_4^{20}$ ; методика подробно изложена в [2]), однако ошибки резко возрастают для тяжелых фракций.



### Гистограмма распределения ошибок расчета плотности сложных углеводородных смесей по обобщенному ФУС (15), (16)

Обобщенное ФУС (15), (16) характеризуется несколько меньшей точностью, чем локальное УС (1)–(6), однако точность прогнозного расчета плотности весьма высока для всех исследованных веществ и в отличие от локального уравнения состояния ФУС применимо в широкой области параметров состояния, включая фазовый переход «жидкость – газ». Наибольшие ошибки наблюдались для масел, но это объяс-

няется включением в анализ синтетических масел и масел с присадками, что не совсем корректно по отношению к рассматриваемым уравнениям. Величина среднего квадратичного отклонения по всему массиву из 6662 точек составила 0,72 %, а величина среднего относительного отклонения – 0,47 %. Полученный результат – на порядок лучше результатов, достигаемых применением кубических УС.

### Список литературы

1. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 372 с.
2. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: Издат. дом МЭИ, 2007. – 344 с.
3. Григорьев Б.А. Расчет термодинамических свойств и фазового равновесия газовых конденсатов на основе кубических и многоконстантных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, Г.А. Ланчаков, А.А. Герасимов и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. ст. – В 2 ч. – Ч. 2. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 138–149.
4. Lee B.I. A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states / B.I. Lee, M.G. Kesler // *AICHE Journal*. – 1975. – V. 21, № 3. – P. 510–527.
5. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справ. пособие; пер. с англ. / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; под ред. Б.И. Соколова. – 3-е изд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
6. Sun L. Universal equation of state for engineering application: algorithm and application / L. Sun, J.E. Ely // *Fluid Phase Equilibria*. – 2004. – V. 222–223. – P. 107–118.
7. Александров И.С. Фундаментальные уравнения состояния углеводородов нефти: автореф. дис. канд. техн. наук / И.С. Александров. – М., 2012. – 20 с.

8. Филиппов Л.П. Новые методы расчета свойств нефтепродуктов / Л.П. Филиппов // Инженерно-физический журнал. – 1984. – Т. 66. – № 6. – С. 964–974.
9. Kesler M.G. Improve prediction of enthalpy of functions / M.G. Kesler, B.I. Lee // Hydrocarbon Processing. – 1976. – V. 55, № 3. – P. 153–158.
10. Riazi M.R. Simplifi property predictions / M.R. Riazi, Th.E. Daubert // Hydrocarbon Processing. – 1980. – V. 59, № 3. – P. 115–116.
11. Ван-Нес К. Состав масляных фракций нефти и их анализ / К. Ван-Нес, Х. Ван-Вестен. – М.: Изд-во иностранной литературы, 1954. – 463 с.
12. Григорьев Б.А. Исследование теплофизических свойств нефтей, нефтепродуктов и углеводородов: дис. д-ра. техн. наук / Б.А. Григорьев. – Грозный: ГНИ, 1979. – 524 с.
13. Овчинников Н.А. Плотность нефтяных фракций и нефтепродуктов, полученных физическими и каталитическими процессами переработки нефти: дис. канд. техн. наук / Н.А. Овчинников. – Грозный, 1992. – 169 с.
14. Экспериментальное исследование теплофизических свойств стабильных газовых конденсатов и их фракций в жидкой фазе: отчет о НИР / Кубанский ГТУ; рук. Магомадов А.С. – Краснодар, 1994. – 171 с. – Тема № 112.04.14.
15. Муталибов А.А. Таблицы рекомендуемых справочных данных. Плотность газовых конденсатов и их фракций / А.А. Муталибов, В.В. Шубин, А.А. Абдурахманов и др. – М.: ВНИЦ МВ Госстандарта СССР, 1989. – 67 с. – Деп. в ГСССД Р307–89.
16. Казарян В.А. Теплофизические свойства индивидуальных углеводородов и газовых конденсатов / А.В. Казарян. – М.: Техника; ТУМА ГРУПП, 2002. – 448 с.
17. Рамазанова Э.Э. Плотность бензиновых фракций 105–140, 140–180, НК–140 °С нефти месторождений «Нефтяные камни им. 28 Апреля» в жидкой фазе / Э.Э. Рамазанова, Ш.Н. Насиров, А.А. Гусейнов и др. // Известия вузов. Нефть и газ. – 1991. – № 1. – С. 94–95.
18. Насиров Ш.Н. Плотность бензиновых фракций НК–62 °С, 62–85 °С, 85–105 °С нефти месторождений «Нефтяные камни им. 28 Апреля» в жидкой фазе / Ш.Н. Насиров, Э.Э. Рамазанова, А.А. Гусейнов и др. // Известия вузов. Нефть и газ. – 1991. – № 3. – С. 21–22.
19. Кучеров В.Г. Экспериментальные исследования теплофизических свойств и фазового поведения сложных углеводородных систем при высоком давлении: дис. д-ра. техн. наук / В.Г. Кучеров. – М., 2005. – 209 с.
20. Экспериментальное исследование термодинамических свойств и коэффициентов переноса газоконденсатов и легких фракций нефти в жидкой и паровой фазах: отчет о НИР / Калининградск. технич. ин-т рыбной пром-ти и хоз-ва; рук. Сафронов Г.А. – Калининград, 1993. – 107 с. – Тема № 93–57.1.1.

УДК 622.279.23/4

**А.Е. Рыжов, Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев,  
М.М. Орман, М.П. Гереш**

## **Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырье для нефтехимии**

Освоение месторождений углеводородного сырья Сахалинского шельфа – одна из главных составляющих Восточной газовой программы ОАО «Газпром». Разработка Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ) является для Газпрома первоочередным объектом освоения Сахалинского шельфа и входит в проект «Сахалин-3». 27 сентября 2012 г. ООО «Газфлот» завершило строительство первой эксплуатационной скважины на данном месторождении. Промышленная добыча конденсата запланирована на первое полугодие 2013 г. [1].

В свете вышеизложенного исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является особенно актуальным и своевременным.

В настоящей работе впервые представлены результаты комплексного физико-химического исследования газоконденсатов Киринского и Южно-Киринского ГКМ, включающие характеристику товарных свойств топливных фракций, а также рекомендации по рациональному использованию флюидов.

Объектами настоящего исследования явились конденсаты из следующих разведочных и поисковых скважин:

- конденсаты из скв. К-1, отобранные с разной глубины (1–3-й объекты разработки) и скв. К-2 (1-й объект) Киринского ГКМ;
- конденсаты из скв. Ю-К-1 (1–3-й объекты разработки) и скв. Ю-К-2 (1–2-й объекты разработки) Южно-Киринского ГКМ.

Все исследования выполнены в соответствии с существующими методиками, ГОСТ и ASTM.

### **Физико-химическая характеристика конденсатов**

#### **Конденсаты Киринского месторождения**

Физико-химическая характеристика всех исследованных конденсатов приведена в табл. 1. Конденсаты из скв. К-1 Киринского месторождения (1–3-й объекты разработки) схожи между собой по физико-химическим свойствам и фракционному составу. По величине плотности ( $780,2\text{--}786,2\text{ кг/м}^3$ ) их можно отнести к типу тяжелых конденсатов – содержат твердые парафины в количестве  $0,73\text{--}1,05\%$  масс. и смолы силикагелевые –  $0,08\text{--}0,10\%$  масс.

Конденсат из скв. К-2 Киринского месторождения (1 объект разработки) по величине плотности ( $755,0\text{ кг/м}^3$ ) и фракционному составу несколько легче конденсатов из скв. К-1. Конденсат выкипает в том же температурном интервале, но в его составе большее количество легких фракций, выкипающих до  $100\text{ }^\circ\text{C}$ , и меньшее содержание остатка. Сравнительная характеристика фракционных составов конденсатов Киринского месторождения приведена на рис. 1. Несмотря на тот факт, что конденсат из скв. К-1 1-го объекта несколько тяжелее (кривая 1), а конденсат из скв. К-2 несколько легче остальных (кривая 4), кривые фракционных составов конденсатов лежат достаточно близко друг к другу и имеют одинаковый характер.

Конденсаты из скв. К-1 также схожи между собой по групповому углеводородному составу дистиллятной части, выкипающей в интервале НК- $300\text{ }^\circ\text{C}$ , которая составляет

#### **Ключевые слова:**

газоконденсат, фракционный состав, групповой углеводородный состав, компонентный состав, бензиновые, керосиновые, дизельные фракции, газожидкостная хроматография.

#### **Keywords:**

gas condensate, fractional composition, the group's hydrocarbon composition, component composition, gasoline, kerosene, diesel fractions, gas chromatography.

Таблица 1

## Физико-химическая характеристика конденсатов Киринского и Южно-Киринского ГКМ

Показатели	Значения											
	Киринское месторождение						Южно-Киринское месторождение					
	№ скв., объект, глубина перфорации, м											
	К-1, 1-й об., 2959–2984	К-1, 2-й об., 2933–2949	К-1, 3-й об., 2882–2903	К-2, 1-й об., 2973–2990	Ю-К-1, 1-й об., 2750–2760	Ю-К-1, 2-й об., 2680–2697	Ю-К-1, 3-й об., 2655–2669	Ю-К-2, 1-й об., 2789–2809	Ю-К-2, 2-й об., 2702–2738			
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	786,2	780,2	782,5	755,0	743,0	738,8	742,0	748,8	744,1			
Молекулярная масса	127	126	126	115	112	109	110	113	112			
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	1,26	1,08	1,10	0,94	0,875	0,84	0,87	0,97	0,93			
Содержание, % масс.:												
• парафина	1,05	0,73	0,82	0,45	0,20	0,14	0,15	0,26	0,15			
• смол силикагелевых	0,10	0,08	0,09	0,06	0,10	0,09	0,12	0,09	0,08			
Температура помутнения, °С	–15	–17	–17	–22	–32	–33	–33	–29	–32			
Температура застывания, °С	–35	–37	–37	–49	Ниже –60	Ниже –60	Ниже –60	–61	Ниже –60			
Фракционный состав:												
• температура начала кипения, °С	40,2	38,4	41,8	30,6	30,3	29,4	29,5	32,7	29,4			
• 10 % (объемных) перегоняется при температуре, °С	89,4	88,6	91,2	70,7	65,6	63,1	64,5	70,1	64,6			
• 50 %	170,1	150,6	152,7	141,0	135,3	133,3	134,0	139,5	134,4			
• 80 %	276,9	249,2	249,4	244,1	229,8	233,6	239,3	229,7	226,5			
• 85 %	298,2	270,4	270,0	271,7	257,3	266,3	273,4	254,3	254,2			
• 90 %	–	299,2	297,3	–	299,5	320,1	–	288,6	294,8			
• к.к., °С	320,1	320,1	320,0	320,2	320,1	320,1	320,3	300,1	300,5			
• отгон, % объемный	90,2	93,8	92,4	89,6	92,6	91,0	90,6	92,7	92,0			
• остаток, % объемный	5,2	3,7	3,6	2,8	2,4	2,5	3,2	3,6	3,0			
• потери, % объемный	4,0	2,5	4,0	7,6	5,0	6,5	6,2	3,7	5,0			
Групповой углеводородный состав дистиллятной части НК-300 °С, % масс. на конденсат:	НК-300 °С –85,98	НК-300 °С –91,25	НК-300 °С –90,88	НК-300 °С –91,4	НК-300 °С –90,20	НК-300 °С –89,71	НК-300 °С –89,00	НК-300 °С –90,91	НК-300 °С –90,24			
• метановые углеводороды	42,55	43,10	42,22	49,47	52,11	51,29	50,24	50,59	49,52			
• нафтеновые углеводороды	20,61	22,32	22,71	24,77	27,48	28,57	30,26	27,42	28,18			
• ароматические углеводороды	22,82	25,83	25,95	17,16	10,61	9,85	8,50	12,9	12,54			



85,98–91,4 % масс. (рис. 2). Эти конденсаты характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов – 22,82–25,95 % масс. Содержание метановых углеводородов составляет 42,22–43,10 % масс., содержание нафтеновых углеводородов – 20,61–22,73 % масс., что позволяет отнести эти конденсаты к

типу метаново-нафтеново-ароматических [2]. Конденсат из скв. К-2 с более высоким содержанием метановых (49,47 % масс.) и нафтеновых углеводородов (24,77 % масс.), чем ароматических (17,16 % масс.), можно отнести к типу метаново-нафтеновых конденсатов.

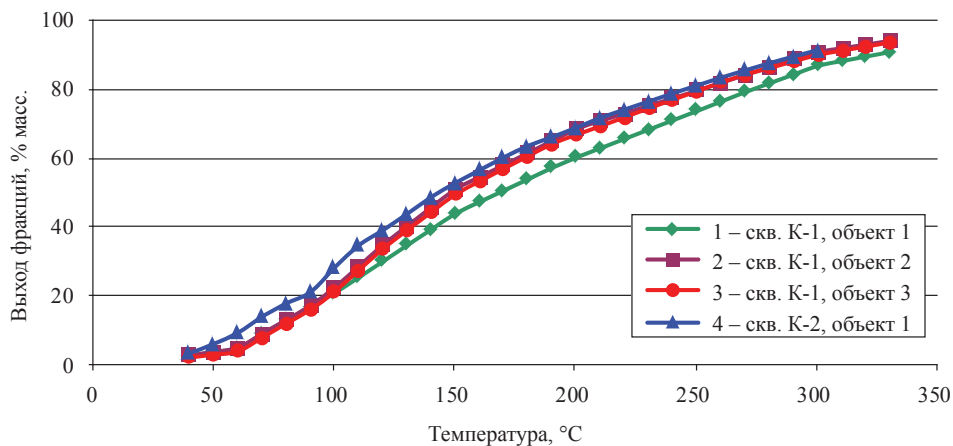


Рис. 1. Фракционный состав конденсатов из скв. К-1 и К-2 (кривые истинных температур кипения – ИТК)

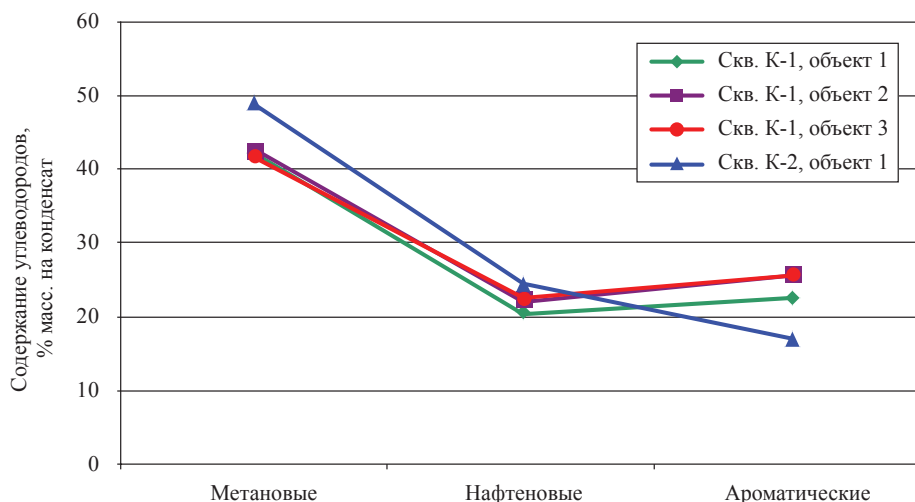


Рис. 2. Групповой углеводородный состав конденсатов из скв. К-1 и К-2 Киринского месторождения

### Конденсаты Южно-Киринского месторождения

Конденсаты из скв. Ю-К-1 (1–3-й объекты разработки) и Ю-К-2 (1–2-й объекты разработки) схожи между собой по всем показателям (физико-химическим свойствам, фракционному составу и групповому углеводородному составу) в большей степени, чем конденсаты Киринского месторождения, и в заметной степени отличаются от последних (см. табл. 1).

Плотность конденсатов находится в интервале 738,8–748,8 кг/м<sup>3</sup>. Содержание твердых парафинов – 0,14–0,26 % масс., смол силикагелевых – 0,08–0,12 % масс. Температуры помутнения (–(29–33) °C) и застывания (ниже –60 °C) конденсатов Южно-Киринского месторождения гораздо ниже, чем у конденсатов Киринского месторождения (–(15–17) и –(35–37) °C, соответственно).

Фракционный состав (кривые ИТК) конденсатов Южно-Киринского месторождения приведен на рис. 3. Кривые фракционных составов располагаются близко друг к другу, обнаруживая сходство на протяжении всего температурного интервала выкипания конденсатов.

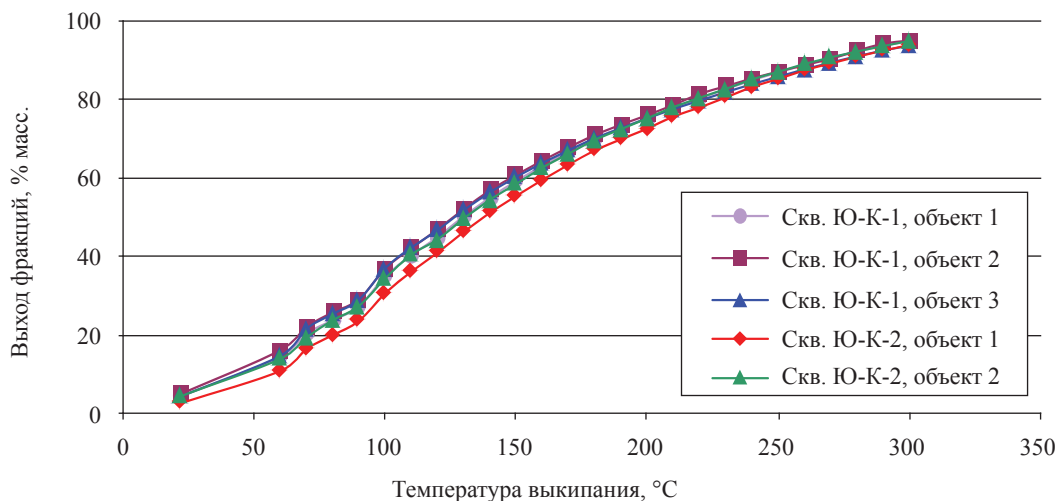


Рис. 3. Фракционный состав конденсатов Южно-Киринского месторождения (кривые ИТК)

Конденсаты схожи также по групповому углеводородному составу дистиллятной части, выкипающей в интервале НК-300 °C, на которую приходится 89,00–90,91 % масс. (рис. 4). Содержание метановых углеводородов составляет 49,52–51,29 % масс. и превышает содержание нафтеновых и ароматических углеводородов. В отличие от конденса-

тов Киринского месторождения в конденсатах Южно-Киринского содержание ароматических углеводородов невысокое – 8,50–12,54 % масс. Нафтеновые углеводороды содержатся в количестве 27,42–30,26 % масс. Конденсаты из скв. Ю-К-1 и Ю-К-2 Южно-Киринского месторождения можно отнести к типу метаново-нафтеновых.

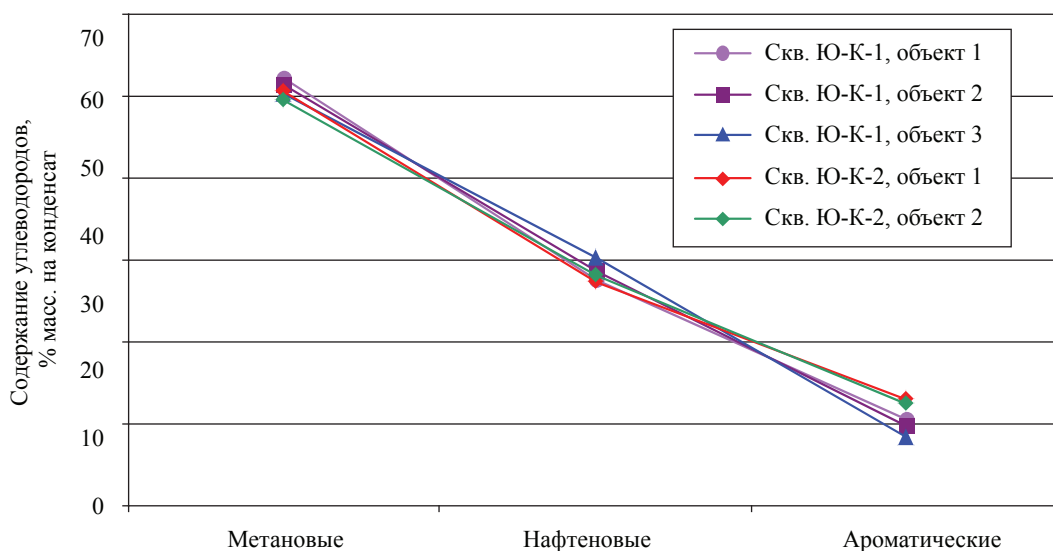


Рис. 4. Групповой углеводородный состав конденсатов из скв. Ю-К-1 и Ю-К-2 Южно-Киринского месторождения

### Компонентный состав конденсатов

Исследование компонентного состава конденсатов проводилось методом газожидкостной хроматографии (50-метровая капиллярная колонка с неподвижной фазой CP-Sil 5 CB, пламенно-ионизационный детектор, режим программирования температуры от 35 до 315 °С, пакет прикладных программ Galaxie). Был определен компонентный состав нормальных и изопреноидных алканов, которые являются реликтовыми углеводородами, несущими генетическую информацию о природе органического вещества. Соотношения этих углеводородов являются важнейшими генетическими показателями [3].

Характер молекулярно-массового распределения нормальных алканов показан на примере конденсатов из скв. К-1 Киринского месторождения (рис. 5). Протяженность ряда *n*-алканов составляет 2–29, молекулярно-концентрационный максимум находится в области углеводородов  $C_6$ – $C_7$ .

Генетические показатели, такие как коэффициент нечетности ( $K_{неч} = 1,0$ – $1,07$ ), отноше-

ния пристан/фитан ( $п/ф = 1,85$ – $2,09$ ), пристан/ $n$ - $C_{17}$  ( $0,67$ – $0,62$ ), фитан/ $n$ - $C_{18}$  ( $0,46$ – $0,37$ ),  $K_i = \text{пристан} + \text{фитан}/n$ - $C_{17} + n$ - $C_{18}$  ( $0,57$ – $0,62$ ), для конденсатов из скв. К-1 и К-2 Киринского месторождения достаточно близки, что указывает на единое происхождение этих конденсатов из органического вещества смешанного типа. Конденсаты Южно-Киринского месторождения характеризуются более низкими значениями отношения  $п/ф$  ( $1,59$ – $1,89$ ) и более высокими значениями остальных генетических показателей, что также позволяет говорить об их происхождении из органического вещества смешанного типа. Однако в связи с различным содержанием ароматических углеводородов, низким в конденсатах Южно-Киринского месторождения и значительно более высоким в конденсатах Киринского месторождения, можно предположить, что в органическом веществе конденсатов последнего более существенна доля гумусовой составляющей, продуцирующей ароматические углеводороды.

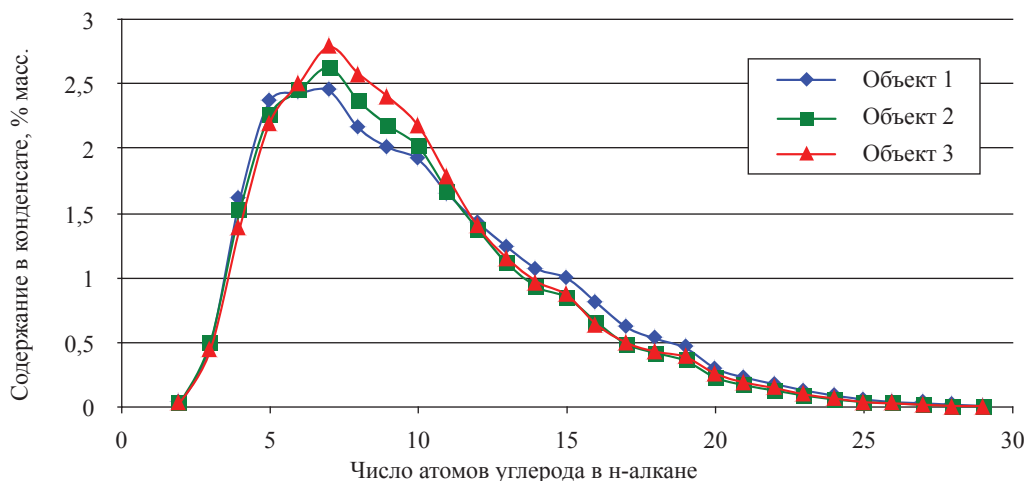


Рис. 5. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов в конденсатах скв. К-1 Киринского ГКМ

### Характеристика топливных фракций

С целью определения рациональных путей переработки конденсатов были исследованы топливные фракции различного предназначения:

- бензиновые фракции – НК-120 °С, НК-180 °С и НК-200 °С;
- керосиновые фракции – 120–230 °С и 120–240 °С;
- фракции дизельного топлива 160–300 °С и 180–300 °С.

### Бензиновые фракции

Характеристика бензиновых фракций исследованных конденсатов приведена в табл. 2. Видно, что топливные фракции разного температурного диапазона, полученные из конденсатов Киринского месторождения, обладают хорошими антидетонационными свойствами. Октановые числа этих бензинов довольно высокие для прямогонных бензинов: по моторному методу – 75,8–69,4 пунктов, а по исследова-

тельскому – 73,8–71,3 пунктов. Бензины конденсатов Южно-Киринского месторождения имеют более низкие октановые числа. Все бензины характеризуются хорошими показателями теплоты сгорания. Однако они имеют низкие значения давления насыщенных паров (0,72–1,52 кПа при норме для бензинов 66–93 кПа), вследствие чего не отвечают требованиям ТУ 51-03-1188 на фракцию газоконденсатную бензиновую прямогонную для бензинов газоконденсатных прямогонных. В целом же высокие выходы, благоприятный химический состав и высокий уровень основных эксплуатационных характеристик позволяют рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения автомобильных бензинов.

Таблица 2

### Характеристика бензиновых фракций конденсатов

Показатели	Фракция НК-120 °С, № скв.				Фракция НК-180 °С, № скв.				Фракция НК-200 °С, № скв.			
	К-1	К-2	Ю-К-1	Ю-К-2	К-1	К-2	Ю-К-1	Ю-К-2	К-1	К-2	Ю-К-1	Ю-К-2
Выход, % масс.	30,8	39,10	40,4	38,22	54,7	63,6	65,5	–	61,2	68,7	70,5	69,68
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	728,1	711,0	697,6	708,4	751,5	734,8	721,7	–	768,7	739,4	729,8	733,7
Октановое число:												
• моторный метод	75,8	71,9	68,5	69,1	72,7	69,4	63,4	–	71,3	67,6	63,9	64,2
• исследовательский метод	81,3	76,7	71,7	72,7	78,6	73,8	66,4	–	77,3	72,3	66,9	68,1
Давление насыщенных паров, кПа	1,36	1,24	1,52	1,43	0,73	1,03	0,91		0,72	0,85	1,0	0,85
Теплота сгорания, кДж/кг:												
• низшая	43300	43600	44000	43800	43000	43500	43600	–	43000	43400	43700	43500
• высшая	46900	47400	48100	47700	46400	47100	47400	–	46400	46900	47500	47150

### Керосиновые фракции

Характеристика керосиновых фракций различного температурного интервала приведена в табл. 3. Керосиновые фракции, выкипающие в интервале температур 120–230 °С, характеризуются высокими выходами и по всем основным показателям кроме значений вязкости соответствуют требованиям ГОСТ 10227-62 на реактивное топливо марки ТС-1. В керосиновой фракции конденсата из скв. К-1 Киринского месторождения превышено содержание ароматических углеводородов, вследствие чего она может быть использована в качестве основы для получения реактивного топлива только после деароматизации.

Таблица 3

### Характеристика керосиновых фракций

Показатели	Фракция 120–230 °С, № скв.				Фракция 120–240 °С, № скв.	Фракция 150–250 °С, № скв.	Норма для марок топлива для реактивных двигателей (ГОСТ 10227-86)	
	К-1	К-2	Ю-К-1	Ю-К-2	Ю-К-2	Ю-К-1(2)	ТС-1	
							высший сорт ОКП 02 5121 0205	1-й сорт ОКП 02 5121 0204
Выход, % масс.	38,3	37,4	37,6	39,4	40,7	28,40	–	–
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	794,7	783,8	777,1	778,1	779,6	792,1	По ГОСТ 3900-85 не менее 780 кг/м <sup>3</sup>	Не менее 775 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	1,16	1,12	1,15	1,18	1,23	1,56	Не менее 1,30	Не менее 1,25

Окончание табл. 3

Показатели	Фракция 120–230 °С, № скв.				Фракция 120–240 °С, № скв.	Фракция 150–250 °С, № скв.	Норма для марок топлива для реактивных двигателей (ГОСТ 10227-86)	
	К-1	К-2	Ю-К-1	Ю-К-2	Ю-К-2	Ю-К-1(2)	ТС-1	
							высший сорт ОКП 02 5121 0205	1-й сорт ОКП 02 5121 0204
Фракционный состав (по ГОСТ 2177-99):								
• температура начала перегонки, °С	133,2	131,9	132,2	123,1	135,4	158,4	Не выше 150	Не выше 150
• 10 % перегоняется при температуре, °С	145,5	143,2	143,3	144,5	145,9	170,8	Не выше 165	Не выше 165
• 50 %	165,2	160,6	160,5	167,2	165,8	187,4	Не выше 195	Не выше 195
• 90 %	208,5	201,2	202,4	206	213,4	222,0	Не выше 230	Не выше 230
• 98 %	223,1	215,9	220,1	223,1	228,8	238,4	Не выше 250	Не выше 250
• остаток от разгонки, %	1,3	1,1	1,1	1,2	1,1	0,9	Не более 1,5	Не более 1,5
• потери от разгонки, %	0,4	0,2	0,4	0,6	0,7	0,7	Не более 1,5	Не более 1,5
Массовая доля ароматических углеводородов, %	30,2	21,8	16,1	17,3	17,5	16,1	Не более 22	Не более 22

Керосиновый дистиллят утяжеленного фракционного состава, выкипающий в интервале 150–250 °С, не соответствует нормам по фракционному составу.

Таким образом, из конденсатов Киринского и Южно-Киринского месторождений целесообразно получать в качестве основы для реактивного топлива керосиновые фракции, выкипающие в температурных интервалах 120–230 и 120–240 °С. Для полного соответствия этих фракций требованиям ГОСТ 10227-62 на топлива марки ТС-1 требуется лишь улучшение их вязкостных характеристик.

### Фракции дизельного топлива

Характеристика фракций дизельного топлива различных температурных интервалов приведена в табл. 4, из которой следует, что дизельные дистилляты конденсатов

Таблица 4

#### Характеристика фракций дизельного топлива

Показатели	Фракция 180–300 °С, № скв.			Фракция 160–300 °С, № скв.	Норма для марок дизтоплива (ГОСТ 306-82)	
	К-1	К-2	Ю-К-1	Ю-К-2	Л	З
Выход, % масс.	33,6	27,8	24,75	34,24	–	–
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	827,0	815,6	812,4	802,9	Не более 860	Не более 840
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	830,6	817,6	816,8	806,9	–	–
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,34	2,33	2,32	2,12	3,0–6,0	1,8–5,0
Фракционный состав:						
• 50 %	235,1	225,8	222,9	207,0	Не более 280	Не более 280
• 95 %	272,4	262,7	271,9	267,8	Не более 360	Не более 340
Температура помутнения, °С, для климатической зоны умеренной	–23	–25	–41	–41	Не выше –5	Не выше –25
Температура застывания, °С, для климатической зоны умеренной	–32	–37	–45	–59	Не выше –10	Не выше –35
Цетановое число, ед. (по расчету, ГОСТ 27768-88)	54	47,5	46,6	45	Не менее 45	Не менее 45

Киринского и Южно-Киринского месторождений, выкипающие в одинаковом температурном интервале 180–300 °С, различаются по некоторым показателям вследствие различного химического состава. Тем не менее, основные показатели качества дизельных дистиллятов конденсатов обоих месторождений, за исключением значений вязкости, соответствуют нормам ГОСТ 306-82 на летнее и зимнее дизельное топливо, вследствие чего их можно рекомендовать в качестве основы для получения дизельного топлива указанных марок.

Анализ результатов комплексного исследования конденсатов Киринского (скв. К-1 и К-2) и Южно-Киринского месторождений (скв. Ю-К-1 и Ю-К-2) с использованием физико-химических и газохроматографического методов показал следующее:

1) конденсаты Киринского месторождения из скв. К-1 (1–3-й объекты разработки) схожи между собой по физико-химическим характеристикам, выкипают в температурном интервале 24–320 °С, по величинам плотности относятся к тяжелым конденсатам, по групповому углеводородному составу – к типу метаново-нафтеново-ароматических конденсатов;

2) конденсат Киринского месторождения из скв. К-2 (1-й объект) несколько легче конденсатов из скв. К-1. Он выкипает в том же температурном интервале, но с меньшим выходом остатка. По величине плотности относится к типу средних конденсатов, по групповому углеводородному составу – к типу метаново-нафтеновых конденсатов;

3) конденсаты Южно-Киринского месторождения из скв. Ю-К-1 (1–3-й объекты разработки) по всем характеристикам схожи меж-

ду собой и относятся к средним (по плотности) конденсатам метаново-нафтенового типа;

4) генетические показатели, выведенные на основании анализа компонентного состава нормальных и изопреноидных алканов, свидетельствуют о едином происхождении исследованных конденсатов из органического вещества смешанного типа;

5) целесообразно осуществлять совместную переработку конденсатов Киринского и Южно-Киринского месторождений, поскольку конденсаты выкипают в одном температурном интервале, а усреднение химического состава будет способствовать улучшению качества конденсатов;

6) бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, вследствие чего эти фракции могут быть использованы в качестве основы для получения соответствующих топлив;

7) результаты исследования позволяют рекомендовать два варианта переработки конденсатов Киринского месторождения:

- топливный – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов из всех изученных скважин в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;

- нефтехимический – производство ценного ароматического сырья для нефтехимии – бензола, толуола, ксилолов, поскольку содержание их в конденсатах из скв. К-1 и К-2 высокое: бензола – 2–3 % масс., толуола – 6–7 % масс., ксилолов – 4–5 % масс.

## Список литературы

1. Газпром начал строительство эксплуатационных скважин на Киринском // Oil&Gas J.Russia. – 2012. – № 8. – С. 11.
2. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов / И.С. Старобинец. – Л.: Недра, 1974. – 150 с.
3. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.

УДК 622.279.23/4

**В.Ю. Артемьев, Е.Б. Григорьев, О.А. Шигидин**

## Инфракрасная спектроскопия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

В пределах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в основании сортымской свиты (берриас-валанжинский ярус) выделяется ачимовская толща, представленная в основном переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород, толщина которых варьируется от 80 до 418 м.

Строение ачимовской толщи крайне неоднородно: в ее составе выделяются несколько песчаных пластов, имеющих линзовидный характер залегания. К этим пластам приурочены газоконденсатные и нефтяные залежи ряда месторождений.

Наибольшими размерами и продуктивностью характеризуются резервуары Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub>. Средние дебиты газоконденсатной смеси при исследовании во многих скважинах превышают 300–400 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а дебиты стабильного конденсата варьируются от 80 до 150 м<sup>3</sup>/сут. В то же время для отдельных участков и блоков характерны низкоэнергетические свойства, поэтому при испытании наблюдаются низкодебитные притоки газоконденсата. Следует отметить ряд особенностей, присущих ачимовским отложениям Уренгойского нефтегазоносного района: аномально высокие начальное пластовое давление (59–61 МПа) и температура (105–115 °С), высокое содержание конденсата в газе (275–420 г/м<sup>3</sup>), одновременное залегание в пластах конденсатсодержащего газа и нефти.

### Методика исследования

Для обеспечения постоянного комплексного наблюдения за физико-химическими свойствами добываемых флюидов предлагается использовать метод инфракрасной спектроскопии с Фурье-преобразованием. Этот метод является одной из разновидностей молекулярного анализа и основан на поглощении света молекулами вещества в инфракрасной области. Он позволяет судить о химическом составе нефтей и конденсатов, не проводя их фракционирования, а также получать информацию о составе и относительном содержании определенных структурных групп и связей (-CH<sub>3</sub>; -CH<sub>2</sub>; -CO; -OH; =SO; C=C и т.д.), необходимую для геохимических обобщений.

Как известно [1, 2, 3], любой спектр можно представить в виде совокупности коэффициентов, в частности в данной статье используются следующие из них:

$A_1 = D_{1606} / D_{723}$  – условное отношение ароматических структур к парафиновым;

$A_6 = D_{1606} / D_{1457}$  – условное содержание ароматических структур;

$H_2 = D_{966} / D_{1457}$  – условное содержание нафтеновых структур;

$P_2 = D_{723} / D_{1457}$  – условное содержание парафиновых структур;

$P = D_{1377} / D_{1457}$  – коэффициент разветвленности структур;

$H_1 = D_{966} / D_{723}$  – условное отношение нафтеновых структур к парафиновым.

Исследования и обработка данных проводились по схеме, включающей анализ полос поглощения в диапазоне 1800–450 см<sup>-1</sup> и сравнение их с реперными – 1458–1460 и 723 см<sup>-1</sup>. Работа выполнялась на ИК-спектрометре с Фурье-преобразованием Perkin-Elmer 1615 (1997–2008 гг.) и Varian Excalibur 3100 (2009–2012 гг.).

### Результаты и обсуждения

На первом этапе изучались пробы флюидов из скважин, находившихся в опытно-промышленной эксплуатации (1997–2005 гг.). Проанализированная выборка

### Ключевые слова:

газоконденсат, нефть, ачимовская толща, инфракрасная спектроскопия с Фурье-преобразованием, коэффициенты  $A_{13}$  и  $K$ .

### Keywords:

gas condensate, petroleum, Achimovskaya strata, Fourier transform infrared spectrometry (FTIR), coefficients  $A_{13}$ ,  $K$ .

характеризуется двумя основными типами ИК-спектров, четко различающимися в диапазоне волновых чисел  $900\text{--}600\text{ см}^{-1}$  и условно названными «ароматическими» и «парафиновыми» (рис. 1). При их значительном сходстве отмечаются различные интенсивность и выраженность ряда полос поглощения, в первую очередь –  $767$ ,  $741$  и  $810\text{--}806\text{ см}^{-1}$ .

На основе названных полос были разработаны и предложены [4, 5] дополнительные спектральные коэффициенты  $A_{13}$  и  $K$ , характеризующие относительное содержание различных ароматических структур, и установлены диапазоны их изменений. Как показали дальнейшие исследования, в результате применения этих параметров, появилась возможность оценки типа добываемых флюидов:

$A_{13} > 1, K < 1$  – конденсаты;

$A_{13} > 1, K > 1$  – конденсаты с примесью нефти;

$A_{13} < 1, K < 1$  – смесь нефтей и конденсатов;

$A_{13} < 1, K > 1$  – нефти.

Коэффициент  $A_{13} = D_{767} / D_{741}$  представляет отношение значений оптических плотностей полос  $767$  и  $741\text{ см}^{-1}$ . Анализ распределения величин этого коэффициента по десятиградусным фракциям разгонок конденсатов и нефтей позволил сделать вывод о том, что данный параметр определяет отношение количества моноциклической ароматики к сумме фракций моно- и бициклической ароматики.

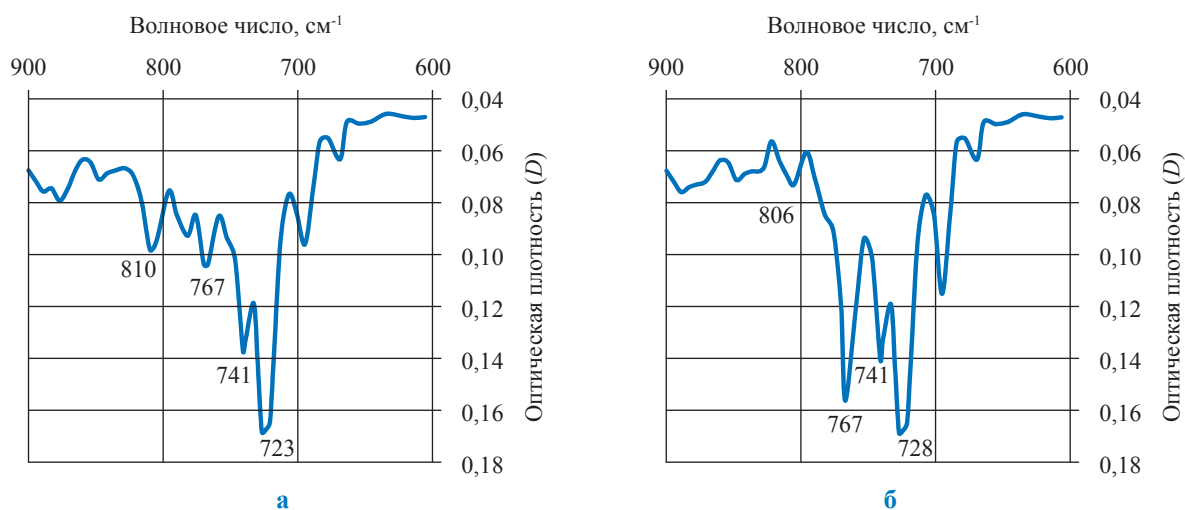


Рис. 1. ИК-спектры «парафинового» (а) и «ароматического» (б) видов в диапазоне  $900\text{--}600\text{ см}^{-1}$

Для более детальной оценки свойств УВ-систем введен дополнительный параметр  $K = D_{810-806} / D_{1606}$ , характеризующий условное содержание тяжелой ароматики (полизамещенной моно- и бициклической) по отношению к суммарному содержанию ароматической фракции.

Анализ величин  $A_{13}$  флюидов ачимовской толщи ( $A_{13} = 0,85\text{--}1,02$ ) и сравнение их с данными по вышележащим валанжинским пластам БУ<sub>8</sub>–БУ<sub>14</sub> показали, что ачимовские конденсаты занимают обособленное положение – пограничную область между конденсатами ( $A_{13} = 1,02\text{--}1,19$ ) и нефтями ( $A_{13} = 0,77\text{--}0,87$ ) валанжина. Одним из возможных объяснений такого распределения может быть признано влияние на формирование химического состава флюидов ачимовской толщи аномально высоких пластовых давлений и температур  $> 100\text{ °C}$ . В этих условиях возрастает растворяющая способность сжатого газа, что повышает возможность перехода в него более сложных по строению соединений, особенно ароматических, вследствие чего химические составы конденсатов и нефтей сближаются. Таким образом, можно утверждать, что ачимовские конденсаты занимают переходную зону своеобразных смесей, являясь промежуточным звеном в ряду углеводородных флюидов Уренгойского месторождения.



На всех полученных спектрах фиксируется широкий набор полос поглощения, относящихся к ароматическим структурам, – 1607, 874, 810–806, 767, 741, 692 см<sup>-1</sup>, что свидетельствует о присутствии соединений ряда бензола (моноциклическая ароматика) различной степени замещения.

Полосы 874, 810, 1168 см<sup>-1</sup> подтверждают наличие в составе и более сложных ароматических структур, например гомологов нафталина (бициклоароматика) и в какой-то мере полициклических нафтено-ароматических структур.

Интересные данные по ИК-спектроскопии получены при PVT-исследованиях, по результатам которых сделана оценка о влиянии снижения давления на свойства добываемого и теряемого конденсатов [6].

Для всей выборки проб, отбиравшихся в процессе эксперимента, также зафиксированы два вида спектров – ароматический ( $A_{13} > 1$ ), характерный только добываемым конденсатам, и парафиновый ( $A_{13} < 1$ ), присущий только теряемым. Отмечается строгое сохранение вида спектров внутри каждой исследованной группы.

Распределение параметров  $A_{13}$  и К показало следующую направленность в зависимости от изменений давления (табл. 1).

Таблица 1

### Распределение параметров $A_{13}$ и К в добываемом и теряемом конденсатах

Добываемый конденсат									
Пластовое давление, МПа	45,59	40,52	35,46	30,39	25,33	20,26	16,21	12,16	6,08
$A_{13}$	1,05	1,09	1,09	1,21	1,16	1,2	1,2	1,15	
К	0,94	0,91	0,91	1	0,86	1,01	0,84	0,9	
Теряемый конденсат									
Пластовое давление, МПа	40,52		30,39		20,26		12,16		6,08
$A_{13}$	0,84		0,83		0,81		0,92		0,87
К	1,22		1,24		1,24		1,05		1,05

С учетом предложенной выше классификации добываемые конденсаты относятся к группе конденсатов ( $A_{13} > 1$ ,  $K < 1$ ), а теряемые – к группе нефтей ( $A_{13} < 1$ ,  $K > 1$ ), т.е. отмечается определенная тождественность между нефтями и конденсатами, выпавшими в пласте.

Анализ изменений спектральных коэффициентов конденсатов из скважин, находящихся в опытно-промышленной эксплуатации, подтверждает установленную направленность изменения параметра  $A_{13}$ .

Учитывая выявленную тенденцию, были проанализированы изменения спектральных параметров конденсатов в процессе их добычи, и проведено сравнение этих данных с изменениями пластовых давлений (табл. 2).

Согласно данным табл. 2, для всей исследованной выборки образцов отмечается устойчивая тенденция роста величин  $A_{13}$  в процессе эксплуатации и снижения пластового давления ( $P_{пл}$ ), т.е. внутри класса ароматических соединений все более превалируют моноароматические структуры. Зависимость между изменением значений  $A_{13}$  и пластового давления для ачимовских отложений выражена еще очень слабо, а коэффициент корреляции для проанализированного ряда скважин (716, 732, 705, 774, 778) колеблется в широком диапазоне ( $R^2 = 0,06–0,56$ ) при среднем уровне 0,32. В отличие от ачимовской толщи для флюидов валанжина эта зависимость выражена более четко, а коэффициент корреляции для исследовавшихся скважин высок ( $R^2 = 0,54–0,99$ ) при среднем уровне 0,84. Дать четкое объяснение полученным фактам на данный момент трудно, но можно предположить, что установленная между  $A_{13}$  и  $P_{пл}$  зависимость контролируется степенью достижения давления начала конденсации ( $P_{нк}$ ). Конденсаты ачимовской толщи находятся при  $P_{пл}$ , значительно превышающем  $P_{нк}$ . В свою очередь для конденсатов продуктивных объектов валанжина в большинстве случаев этот порог уже пройден.

Таблица 2

**Изменения коэффициента  $A_{13}$  флюидов скважин, находившихся в опытно-промышленной эксплуатации на Уренгойском НГКМ**

№ скв.	Пласт	Глубина, м	Дата отбора	$A_{13}$	$P_{пл2}$ , МПа	$P_{ик2}$ , МПа
716	Ач <sub>3,4</sub>	3668–3736	2000	1,07	58,8	47,5
			1997	1,05	61,04	
705	Ач <sub>3,5</sub>	3725–3782	2002	1,04	56,3	46,2
			2001	0,99	57,7	
			1996	0,94	57,8	
727	Ач <sub>3,4</sub>	3668–3704	2002	1,04	60,8	49
774	Ач <sub>3,5</sub>	3604–3675	2001	1,07	58,3	
			1999	0,96	60,8	
			1996	0,99	57,4	
732	Ач <sub>3</sub>	3578–3589	2001	1,09	59,4	47
			1998	1,04	60	
778	Ач <sub>3,4</sub>	3568–3610	2001	1,05	57,8	48–52
			1999	1,05	60,6	
			1996	0,97	60,7	
336	Ач <sub>3,5</sub>	3595–3692	1999	1,07	60,5	44,5
800	Ач <sub>5</sub>	3575–3675	1999	1,02		
			1996	0,96	62,8	
440	Ач <sub>4,5</sub>	3615–3715	1999	1,14	50,7	46,1
			1996	0,95	56,6	
285	Ач <sub>3,5</sub>	3570–3622	2001	0,95	54,9	53,8
			1985	0,96	62,9	

В то же время на этом фоне в отдельные периоды времени фиксируются флуктуации значений  $A_{13}$  в сторону уменьшения. Такой эффект встречается в тех случаях, когда в составе конденсатов появляются примеси нефтяного вещества или выпавшего в пласте конденсата.

В октябре 2009 г. был введен в разработку второй участок ачимовских отложений – 2А эксплуатационный участок (ГКП-22), объекты разработки в границах которого представлены продуктивными пластами Ач<sub>3,4</sub> и Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>. Согласно проекту, участок находится в опытно-промышленной разработке до 2014 г.

В 2009–2011 гг. методом промышленных отборов проведены первичные (до запуска скважин в эксплуатацию) исследования скважин второго участка опытно-промышленной разработки ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. По данным исследований, проведенных ИТЦ «Газпром добыча Уренгой», начальное пластовое давление оценивается в пределах 57–60 МПа, потенциальное содержание  $C_{5+в}$  на пластовый газ – 370–420 г/м<sup>3</sup>, давление начала конденсации – 52 МПа.

На рис. 2 представлен характерный ИК-спектр конденсатов ачимовских отложений, записанный в диапазоне волновых чисел 1800–450 см<sup>-1</sup> на спектрометре Varian Excalibur 3100.

В диапазоне волновых чисел 1800–450 см<sup>-1</sup> инфракрасные спектры конденсатов характеризуются высоким сходством как по набору полос поглощения, так и по их интенсивности.

Наиболее выраженными (высокоамплитудными) на ИК-спектрах являются полосы 1458 (метиленовые группы – CH<sub>2</sub>) и 1377 см<sup>-1</sup> (метильные группы – CH<sub>3</sub>) открытых парафиновых цепей и нафтенов. Появление плеча на 1368 см<sup>-1</sup> у полосы 1377 см<sup>-1</sup> свидетельствует о наличии в структурах не только изолированных метильных групп, но и значительного количества геминальных (находящихся при одном углеродном атоме).

На ИК-спектрах флюидов фиксируется широкий набор полос поглощения, относимых к ароматическим структурам разного строения, – 1607, 874, 844, 806, 767,

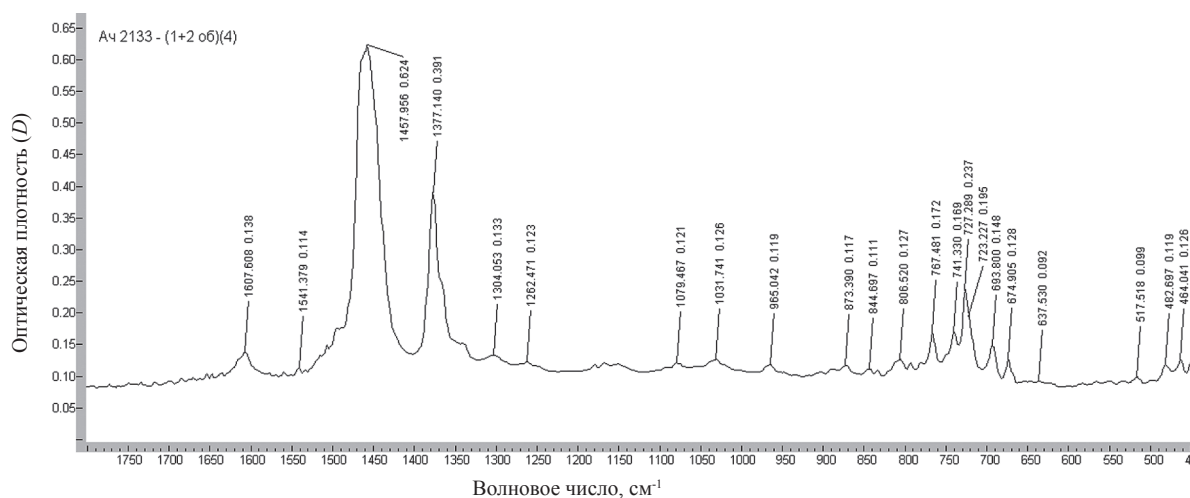


Рис. 2. Характерный ИК-спектр конденсатов ачимовской толщи Уренгойского НГКМ

740, 694, 675, 464  $\text{cm}^{-1}$  и в первую очередь – начальных членов ряда бензола различной степени замещенности. Интенсивные полосы 675 (бензол), 464 и 727 (толуол), 740 (п-ксилол), 767 (м-ксилол)  $\text{cm}^{-1}$  указывают на повышенное содержание в составе ароматической фракции данных индивидуальных соединений.

Интенсивно выраженная полоса 727  $\text{cm}^{-1}$  сильно перекрывается с полосой 720–724  $\text{cm}^{-1}$ , связанной с колебаниями метиленовых групп парафиновых цепей, снижает точность определения положения максимумов полос поглощения, характерных для  $(\text{CH}_2)_n$ -групп. Несмотря на это, условно рассчитанная полоса 723  $\text{cm}^{-1}$  позволяет говорить о высоком содержании в составе длинноцепочечных (количество звеньев  $\text{CH}_2$  – более 6) парафиновых структур.

Наличие четких полос 966 и 1030  $\text{cm}^{-1}$  (нафтеновые структуры) указывает, что данный класс соединений представлен значительным числом гомологов – как в виде изолированных, так и конденсированных (1170–1160  $\text{cm}^{-1}$ ), что в свою очередь дополняется присутствием полосы 1052  $\text{cm}^{-1}$  (нафтены и изоалканы). Нафтены представлены как циклопентановыми (2926  $\text{cm}^{-1}$ ), так и циклогексановыми (2956  $\text{cm}^{-1}$ ) структурами, причем шестичленные несколько преобладают над пятичленными. Спектральные коэффициенты конденсатов показывают, что для исследованных образцов характерно высокое содержание парафиновых структур как нормального, так и изостроения (табл. 3).

Таблица 3

Спектральные коэффициенты конденсатов участка 2А

№ скв.	Дата отбора	Спектральные коэффициенты							
		$A_{13}$	K	$A_1$	P	$A_6$	$H_1$	$H_2$	$\Pi_2$
209-3	22.05.10	1	0,87	0,72	0,64	0,22	0,62	0,19	0,31
209-5	11–13.01.10	1,04	0,93	0,72	0,64	0,22	0,64	0,2	0,31
	20.10.09	1,03	0,92	0,74	0,63	0,2	0,61	0,16	0,27
211-4	29.05.12	1,05	0,9	0,76	0,66	0,24	0,63	0,2	0,31
	09–11.10.09	1	0,93	0,69	0,61	0,2	0,61	0,18	0,29
212-1	18.04.12	1,03	0,91	0,71	0,61	0,2	0,63	0,18	0,28
	15–21.08.09	0,99	0,92	0,65	0,6	0,19	0,59	0,17	0,29
212-2	27.04.12	1,01	0,89	0,71	0,63	0,21	0,61	0,18	0,31
212-4	24.04.12	1,09	0,93	0,72	0,66	0,22	0,67	0,2	0,31
213-1	05.06.10	0,99	0,91	0,67	0,6	0,19	0,6	0,17	0,28
213-3	01–03.04.12	1	0,95	0,73	0,63	0,22	0,62	0,18	0,3

По величине коэффициентов  $A_{13}$  и  $K$  ( $A_{13} > 1$ ,  $K < 1$ ) и контрольным полосам (1458, 806, 727  $\text{см}^{-1}$ ) исследованные флюиды, согласно предложенной классификации, могут быть отнесены к типу конденсатов.

По величине коэффициента ароматизированности  $A_1 = 0,69-0,73$  оцениваются как метановые и метаново-нафтеновые, что подтверждается высоким значением коэффициента  $\Pi_2 = 0,28-0,31$ , характеризующего условное содержание парафиновых структур. В свою очередь содержание нафтенных ( $H_2 = 0,16-0,2$ ) и ароматических структур ( $A_6 = 0,19-0,24$ ) характеризуется более низкими значениями.

Установлено [7], что если бензольное кольцо сконденсировано с насыщенным (нафтенным) циклом, то спектрально такое вещество ведет себя как соответствующее замещенное. Часть нафтенных структур входит в состав комбинированных нафтенно-ароматических комплексов, что приводит к увеличению значений коэффициента  $A_6$  по сравнению с  $H_2$ .

Коэффициент  $P = 0,67-0,7$ , характеризующий степень разветвленности структур, является важным признаком, подтверждающим присутствие в составе значительного количества разветвленных, вероятнее всего изопарафиновых структур.

В процессе ИК-исследований конденсатов Уренгойского месторождения, особенно с 2003–2004 гг., отмечается появление в ряде спектров широкого набора полос поглоще-

ния в области 1500–1800  $\text{см}^{-1}$ , ранее не фиксировавшихся. В первую очередь это выразилось в появлении в ИК-спектрах полос поглощения, характерных для кислородсодержащих (1716, 1700, 1690, 1658, 1548  $\text{см}^{-1}$ ) и непредельных (1640  $\text{см}^{-1}$ ) структур. Эти полосы указывают на появление в составе конденсатов гетероциклических ароматических соединений, карбонильных группировок кислот эфиров, альдегидов, кетонов.

В заключение можно отметить, что выявленная связь между изменениями  $A_{13}$ ,  $K$ ,  $P_{nl}$  и  $PC_{5+в}$  позволяет оперативно фиксировать, а в перспективе – создать методику экспресс-оценки происходящих изменений и контролировать свойства добываемой продукции.

Проведенные исследования (мониторинг) спектральных характеристик флюидов ачимовских отложений Уренгойского НГКМ показали, что данные ИК-спектрометрии могут использоваться для получения комплексной информации по оценке изменений физико-химических свойств флюидов, происходящих в залежи в процессе разработки.

Набор информационных характеристик включает:

- оценку типа добываемого флюида по величине параметров  $A_{13}$  и  $K$ ;
- фиксирование примесей нефти или выпавшего конденсата в добываемой продукции;
- прогноз изменений  $P_{nl}$  и  $PC_{5+в}$  на основе данных ИКС.

## Список литературы

1. Глебовская Е.А. Применение инфракрасной спектрометрии в нефтяной геохимии / Е.А. Глебовская. – Л.: Недра, 1971. – С. 140.
2. Юркевич И.А. Сравнительное изучение высокомолекулярной части нефтей и битумов / И.А. Юркевич, Е.Р. Разумова. – М.: Наука, 1981. – С. 160.
3. Инфракрасная спектрометрия нефтей и конденсатов / Н.П. Калугина, Е.А. Глебовская, Ф.Р. Бабаев и др. – Ашхабад.: Ылым, 1990. – С. 240.
4. Артемьев В.Ю. Экспрессный метод определения типа флюида по данным инфракрасной спектрометрии с Фурье-преобразованием (ИКС ФП) / В.Ю. Артемьев, Т.Д. Островская // Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны: матер. геол.-техн. совещания. – Тюмень, 1999. – С. 268–273.
5. Артемьев В.Ю. Метод определения типа флюида по данным инфракрасной спектрометрии / В.Ю. Артемьев // Изучение углеводородных систем сложного состава: науч.-техн. сб. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 127–134.
6. Артемьев В.Ю. Инфракрасные характеристики флюидов нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Ю. Артемьев, В.И. Лапшин, Э.Т. Стройный // Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований: науч.-техн. сб. – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – С. 164–173.
7. Рашкес Я.В. Об основах применения инфракрасной спектроскопии в органической химии / Я.В. Рашкес. – Ташкент: Изд. АН УзССР, 1963. – С. 56.

УДК 622.279.031:546.221

**В.И. Лапшин, Д.В. Люгай, А.Н. Волков, И.М. Шафиев**

## Аналитические и экспериментальные исследования влияния неуглеводородных компонентов на фазовые превращения углеводородных газожидкостных систем

Природные газоконденсатные и газонефтяные системы, особенно глубокозалегающих месторождений, в своем составе наряду с углеводородными компонентами содержат азот, углекислый газ и сероводород.

Аналитические и экспериментальные исследования пластовых газоконденсатных систем, содержащих неуглеводородные компоненты, приведены в работах [1–9]. Однако изученность фазовых превращений газоконденсатных смесей, содержащих в своем составе такие неуглеводородные компоненты, как углекислый газ и сероводород, остается явно недостаточной, поэтому требуется более детальное исследование влияния этих неуглеводородных компонентов на фазовые характеристики пластовых углеводородных систем.

Для оценки влияния азота, двуокиси углерода и сероводорода на величину давления начала конденсации [2] проведены расчеты на примере трех искусственных смесей, начальный углеводородный состав которых приведен в табл. 1, а также смесей, полученных в результате поочередного добавления каждого из трех неуглеводородных компонентов к исходным смесям.

Содержание углекислого газа и сероводорода в каждой из смесей доходило до 25 % мольн., а азота – до 4 %. По результатам расчетов строили график зависимости давлений начала конденсации исходной углеводородной смеси без углекислого газа и сероводорода и смеси, содержащей эти компоненты, от наличия каждого компонента в отдельности в смеси (рис. 1). Так, например, для смеси 2 (см. табл. 1) присутствие сероводорода и углекислого газа в количестве 21,11 и 11,25 % снижает величину давления начала конденсации на 6,0 и 2 МПа соответственно. При этом согласно выводам авторов, приведенным в работе [2], влияние каждого неуглеводородного компонента в отдельности на величину давления начала конденсации аддитивно, т.е. не зависит от присутствия в смеси других неуглеводородных компонентов, и их влияние можно суммировать. Следовательно, суммарное влияние на давление начала конденсации смеси 2, углекислого газа (2 МПа) и сероводорода (6 МПа) равно 8,0 МПа.

**Ключевые слова:**  
давление, конденсация, фазовое поведение, углеводородная система, сероводород, углекислый газ.

**Keywords:**  
pressure, condensation, phase behavior, hydrocarbon system, hydrogen sulfide, carbon dioxide.

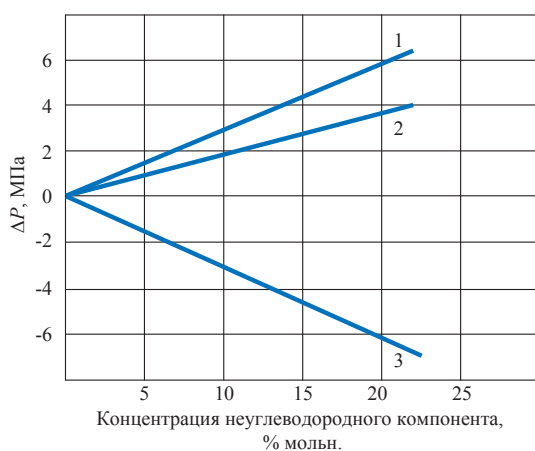
Таблица 1

Состав углеводородных смесей, % мольн.

Компоненты	Смеси		
	1	2	3
Метан	69,0	79,5	89,25
Этан	11,0	9,0	5,0
Пропан	6,0	4,0	2,0
Бутан	3,0	2,0	1,0
Пентан	11,0	5,5	2,75

Корреляционные выражения для оценки изменения величины давления начала конденсации за счет изменения в смеси азота и углекислого газа приводятся в работе [6]. Эти выражения получены в результате обработки данных экспериментального изучения фазового состояния газоконденсатных смесей при изменении содержания азота в смеси с 0,7 до 58 % и углекислого газа от 0,7 до 78 %. При наличии в смеси

сероводорода в работе [6] рекомендуется суммировать содержание сероводорода и углекислого газа. Это означает, что количественно влияние сероводорода на величину давления начала конденсации приравнено к влиянию углекислого газа. Если воспользоваться корреляциями из работы [6], то при отсутствии в смеси 2 углекислого газа и сероводорода давление начала конденсации увеличилось бы на 6 МПа, что мало отличается от оценки, проведенной с помощью графиков на рис. 1.



**Рис. 1. Расчетная зависимость разности давлений начала конденсации ( $\Delta P$ ) углеводородной смеси, содержащей неуглеводородный компонент, от его концентрации:**

**1 – сероводород; 2 – углекислый газ; 3 – азот**

Расчет парожидкостного равновесия в пластовых условиях смеси, полученной при исследовании скв. 8 Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), показан в работе [10]. Содержание сероводорода в этой смеси равнялось 24,44 %, углекислого газа – 18,66 %, азота – 0,53 %, метана – 47,65 %, группы  $C_{5+в}$  – 4,82 %. Давление начала конденсации смеси при пластовой температуре 381 К оказалось равным 31 МПа. Затем сероводород и углекислый газ были заменены на метан, т.е. его содержание в смеси стало составлять 87,75 %, и давление начала конденсации оказалось равным 41,6 МПа. Таким образом, расчетные данные свидетельствуют о том, что если бы в пластовой смеси АГКМ отсутствовали сероводород и углекислый газ, то давление начала конденсации было бы близко к гидростатическому (41 МПа).

Оценка влияния на давление начала конденсации ряда компонентов, входящих в состав углеводородных газоконденсатных систем, приведена в работе [5]. Давление начала конденсации рассчитывалось с помощью уравнения Пенга–Робинсона при температурах 343, 383 и 423 К. Согласно данным [5], углекислый газ и сероводород при температуре 383 К снижают давление начала конденсации следующим образом: углекислый газ – на 3,0–4,0 МПа, сероводород на 7,0–8,0 МПа; итого в сумме – на 10,0–12,0 МПа при концентрациях около 35–45 %. Азот может повышать давление начала конденсации на 5,0–9,0 МПа.

Следовательно, практически все теоретические оценки влияния сероводорода и углекислого газа [2, 4, 5] имеют близкие значения и, как будет показано ниже, значительно отличаются от результатов экспериментальных исследований.

Количественная и качественная оценка влияния азота и углекислого газа на растворимость  $C_{5+в}$  в газах приводится в работах [6, 7]. Исследования проводились при температурах 313–393 К; концентрация азота и углекислого газа достигала 57–78 %. В опытах использовались конденсаты плотностью 0,745, 0,748, 0,750, 0,774, 0,774 и 0,800 г/см<sup>3</sup> метанового, метано-нафтенового и ароматического типов. Проведенные эксперименты подтвердили, что углекислый газ и азот в различной степени влияют на растворимость  $C_{5+в}$  в газах; углекислый газ улучшает, а азот ухудшает эту растворимость.

Опыты подтвердили существующее мнение о том, что лучшей растворимостью при прочих равных условиях обладают конденсаты метанового типа, худшей – ароматического. Показано, что температура повышает растворимость углеводородов  $C_{5+в}$ .

Следует отметить, что исследования данных углеводородных газоконденсатных систем, содержащих углекислый газ, проведены в основном при температурах 303–353 К и давлениях до 55,0 МПа.

Для более детального изучения влияния углекислого газа на фазовые переходы авторами [10] была проведена серия экспериментов по исследованию газожидкостных систем (ГЖС) с различным содержанием углекислого газа в интервалах давлений 3,0–100,0 МПа и температур 253–473 К, т.е. от минус 20 до плюс 200 °С. Погрешность измерения давления составляла 0,01 МПа, температуры – 0,1 °С.

Состав ГЖС приведен в табл. 2.

При составлении систем использовался конденсат ( $C_{5+в}$ ) плотностью  $0,807 \text{ г/см}^3$ , молекулярной массой 155.

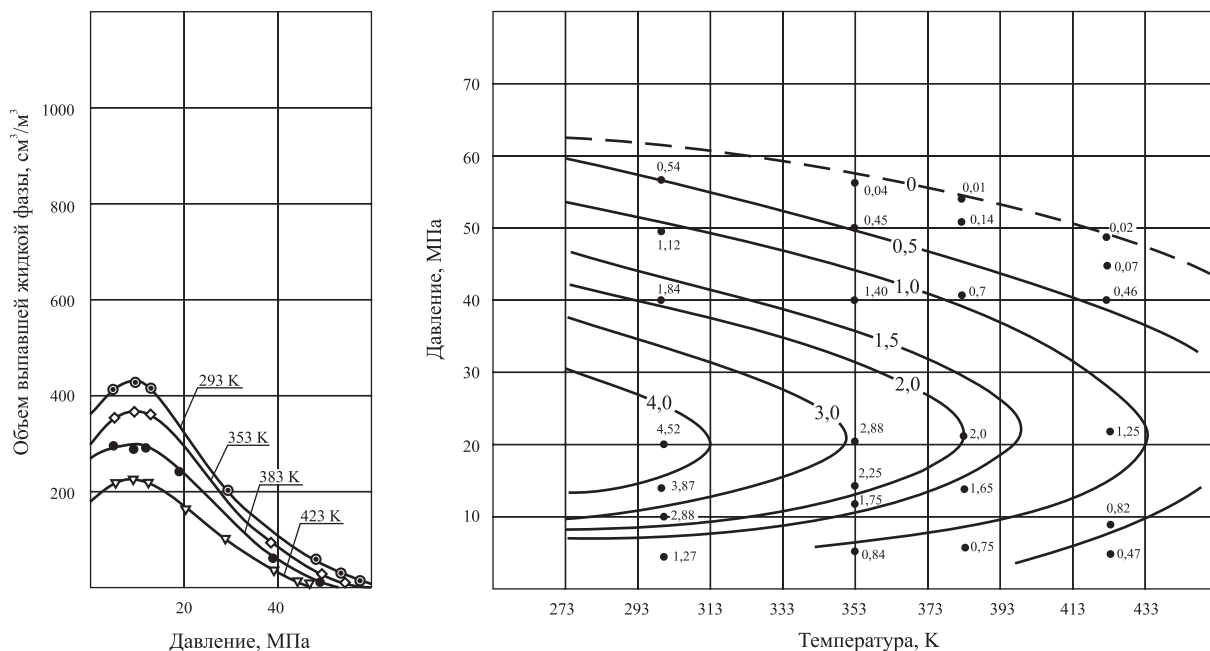
Таблица 2

**Состав газожидкостных систем «метановый газ + углекислый газ» с различным содержанием  $C_{5+в}$ , % мольн.**

Компоненты	Содержание $C_{5+в}$ , г/м <sup>3</sup>			
	190	375	800	944
CO <sub>2</sub>	19,73	28,02	26,63	25,0
CH <sub>4</sub>	76,22	64,90	61,68	61,18
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,18	0,15	0,18	0,15
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,01	0,01	0,01	0,02
$C_{5+в}$	2,82	5,49	9,98	12,68
N <sub>2</sub>	1,04	1,43	1,52	0,97

Фазовые диаграммы исследованных ГЖС представлены на рис. 2–5. Сравнение фазовых диаграмм ГЖС, составленных из метанового газа и конденсата (рис. 4, 5), с фазовыми диаграммами таких же систем, содержащих углекислый газ, показало следующее:

- углекислый газ, обладая лучшей растворяющей способностью, чем метан, снижает давление начала конденсации, причем степень снижения давления начала конденсации зависит от содержания  $C_{5+в}$  в смеси и от температуры;
- существенного изменения форм фазовых диаграмм при растворении в метановых ГЖС углекислого газа не происходит;
- системы, содержащие до 30 % мольных долей углекислого газа, как и метановые газожидкостные системы при содержании  $C_{5+в}$  до  $1000 \text{ г/м}^3$ , ведут себя аналогично газоконденсатным, т.е. до температуры около 253 К критические точки на фазовых диаграммах отсутствуют.



**Рис. 2. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы «метановый газ + углекислый газ +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  –  $190 \text{ г/м}^3$**

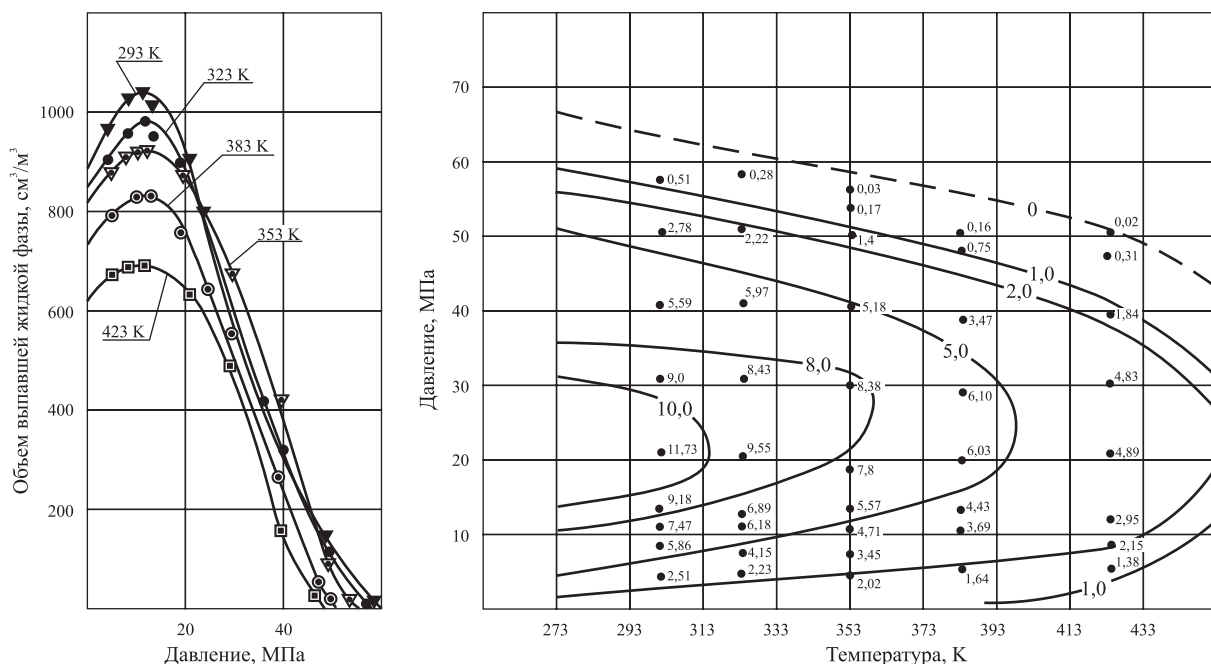


Рис. 3. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы «метановый газ + углекислый газ +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  – 375 г/м<sup>3</sup>

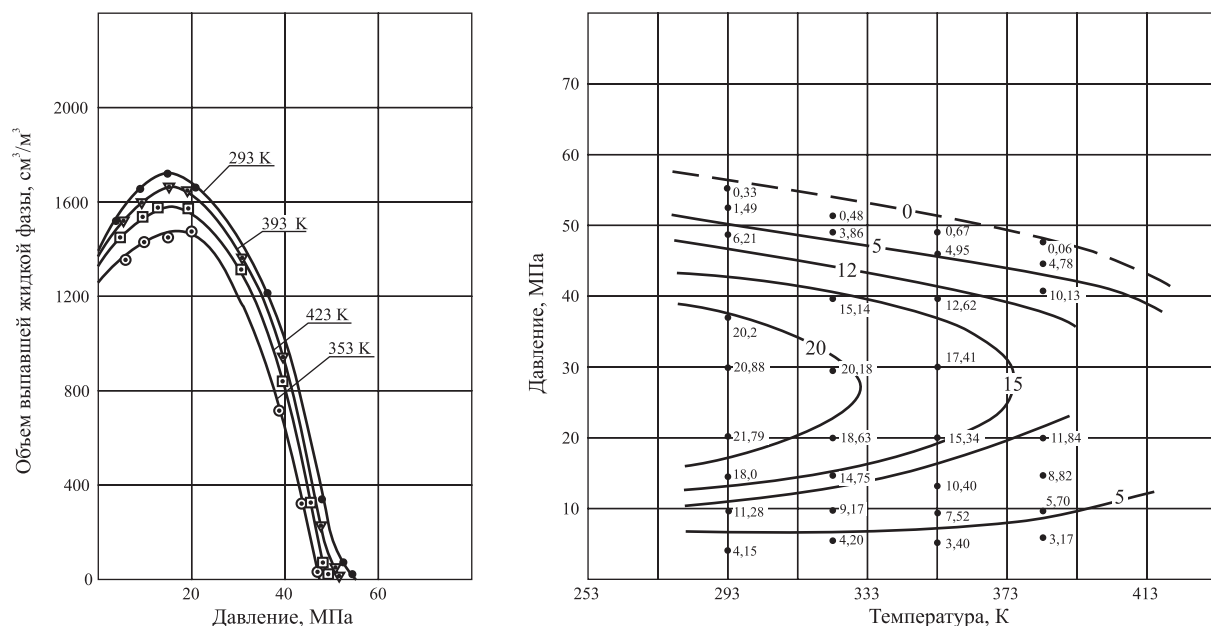
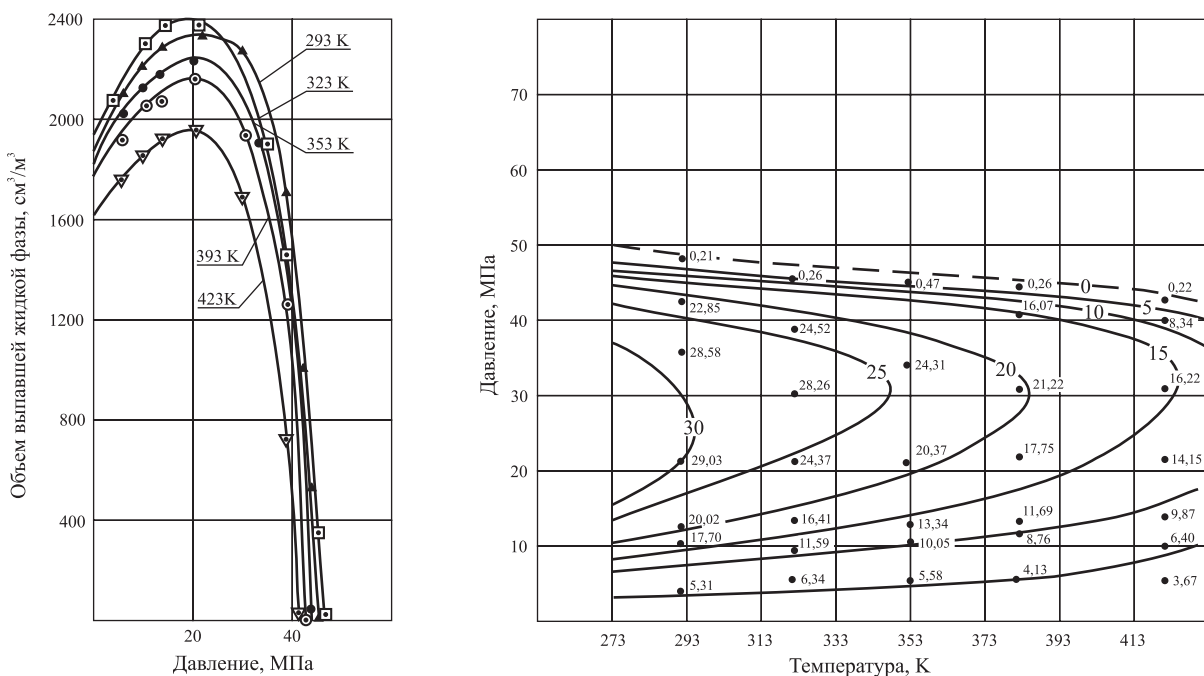


Рис. 4. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы «метановый газ + углекислый газ +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  – 800 г/м<sup>3</sup>

На рис. 6 показана зависимость снижения давления начала конденсации от содержания углекислого газа и  $C_{5+в}$  в смеси при различных температурах. Степень влияния углекислого газа на давление начала конденсации при различных температурах существенно меняет увеличение содержания  $C_{5+в}$  в смеси. Например, для смесей, в состав которых входит порядка 28,0 мольных долей углекислого газа, разница давлений начала конденсации при содержании 190 г/м<sup>3</sup>  $C_{5+в}$  в смеси изменяется от 17,0 (423 К) до

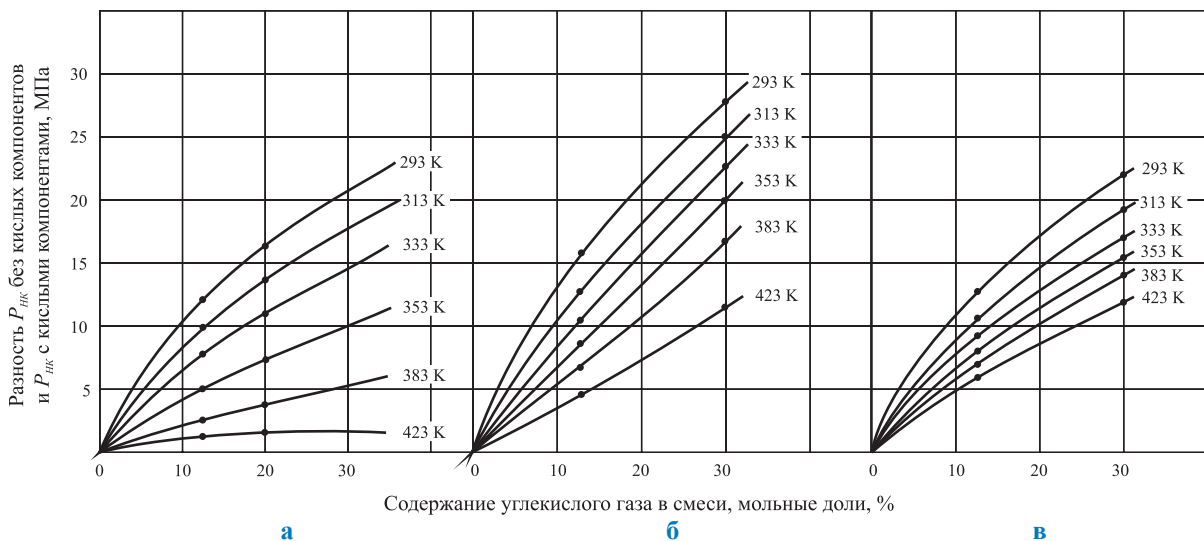




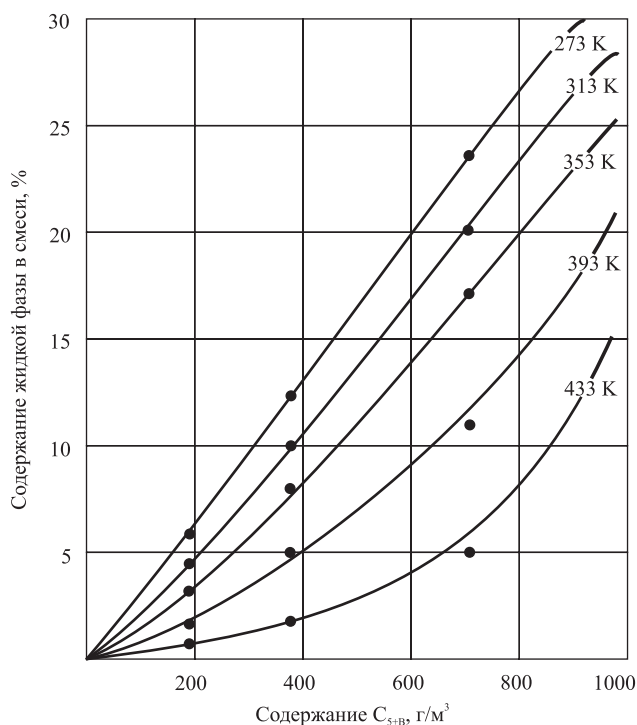
**Рис. 5. Изотермы конденсации и фазовая диаграмма газожидкостной системы «метановый газ + углекислый газ +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  – 944 г/м<sup>3</sup>**

21,5 МПа (293 К), в то время как при содержании 800 г/м<sup>3</sup>  $C_{5+в}$  эта разница изменяется от 10,0 (423 К) до 19,0 (293 К) МПа соответственно.

Углекислый газ оказывает влияние на интенсивность выпадения жидкой фазы при давлении максимальной конденсации (рис. 7), особенно в области высоких температур. Так, количество выпавшей жидкой фазы для системы «метановый газ +  $C_{5+в}$ » (содержание  $C_{5+в}$  – 800 г/м<sup>3</sup>) при температуре 423 К составляет 17,5 %, добавление в данную систему углекислого газа снижает содержание жидкой фазы до 7,5 %. Для той же системы при температуре 293 К содержание жидкой фазы снижается с 27,5 до 26,8 %.



**Рис. 6. Влияние углекислого газа на давление начала конденсации при различных температурах; содержание  $C_{5+в}$ : а – 190 г/м<sup>3</sup>; б – 375 г/м<sup>3</sup>; в – 800 г/м<sup>3</sup>**



**Рис. 7. Влияние содержания  $C_{5+в}$  для систем «метановый газ + углекислый газ +  $C_{5+в}$ » и температуры на выпадение жидкой фазы**

Количественная оценка влияния сероводорода на фазовые характеристики газожидкостных смесей связана с техническими и методическими трудностями проведения экспериментов.

Информация по влиянию сероводорода, полученная расчетными методами, требует проверки и дополнений.

Для решения данной проблемы была проведена серия экспериментов по изучению влияния сероводорода на фазовые превращения газоконденсатных систем в различных термобарических условиях. Состав исследуемых смесей представлен в табл. 3.

Фазовые диаграммы, полученные в результате исследования смесей метанового газа, сероводорода и  $C_{5+в}$ , приведены на рис. 8–10.

Анализ фазовых диаграмм смеси метанового газа и сероводорода с различным содержанием конденсата  $C_{5+в}$ , а также сравнение с диаграммами углеводородных систем «метановый газ +  $C_{5+в}$ » позволили отметить ряд особенностей фазового поведения систем со значительным содержанием сероводорода. Установлено следующее:

- высокая растворяющая способность сероводорода приводит к значительному снижению давлений начала конденсации, причем с уменьшением температуры это происходит более интенсивно. Например, снижение давления начала конденсации при растворении в углеводородной смеси сероводорода порядка 27 % при температуре 293 К и содержании  $C_{5+в}$  в смеси 200, 400 и 600 г/м<sup>3</sup> составляет 42,0, 63,0 и 56,0 МПа соответственно (рис. 11а), в то время как при температуре 383 К и таком же содержании  $C_{5+в}$  – только 15,0, 35,0 и 30,5 МПа;
- подобное воздействие сероводорода на газожидкостные системы приводит к существенному изменению формы фазовых диаграмм по сравнению с диаграммами углеводородных систем. Характерной чертой полученных диаграмм является наличие крикondenбар при температурах 383–433 К (см. рис. 8–10);
- интенсивность выпадения жидкой фазы при давлении максимальной конденсации зависит в основном от температуры смеси (рис. 11б). Уменьшение температуры способствует растворению сероводорода в выпавшей жидкой углеводородной фазе, поэтому объемы насыщенной жидкой фазы сероводородсодержащих систем при низких температурах могут превосходить объемы выпав-

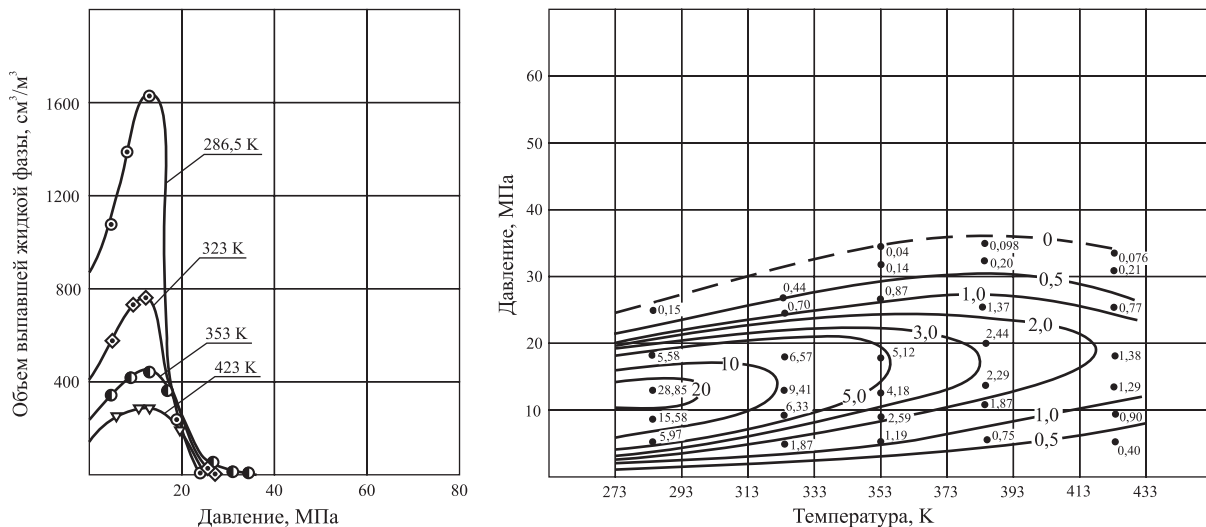
**Таблица 3**

**Составы газожидкостных систем «метановый газ + сероводород» с различным количеством  $C_{5+в}$ , % мольн.**

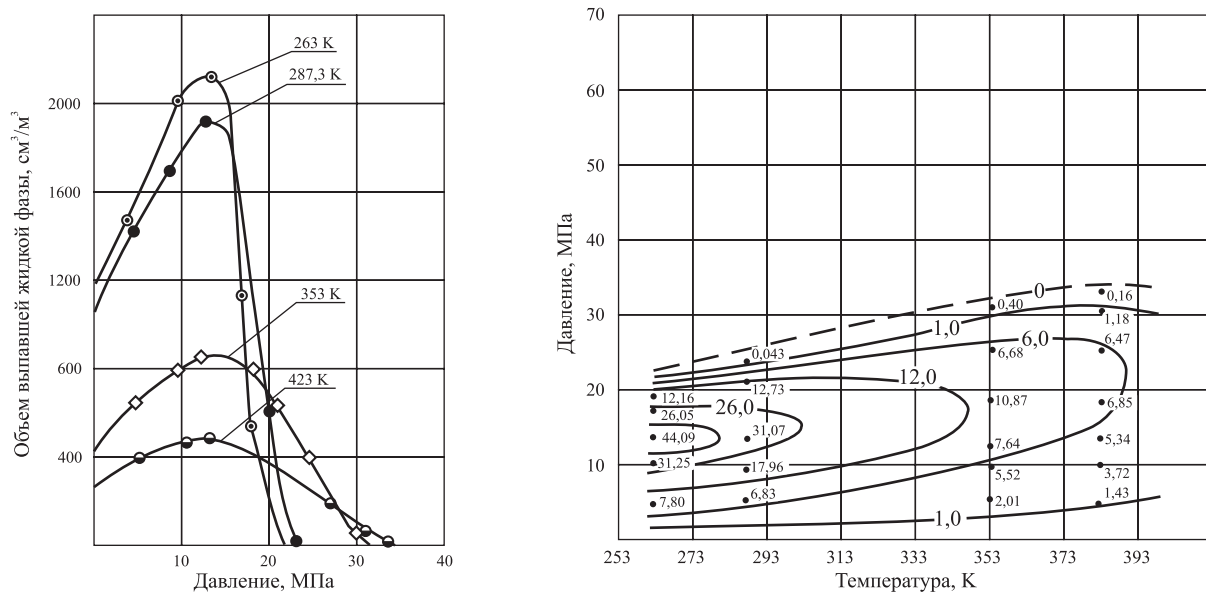
Компоненты	Содержание $C_{5+в}$ в ГЖС, г/м <sup>3</sup>		
	203	403	605
H <sub>2</sub> S	28,28	27,61	26,98
CH <sub>4</sub>	61,96	60,25	58,64
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,35	1,28	1,23
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,89	0,82	0,74
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,30	0,28	0,27
$C_{5+в}$	3,66	6,45	9,07
N <sub>2</sub>	1,81	1,76	1,71
CO <sub>2</sub>	0,83	0,65	0,49

шей жидкости углеводородных систем с равным содержанием  $C_{5+в}$  в 2,3 и более раз (рис. 11б). Следует отметить, что максимальная конденсация происходит при давлениях 15–20 МПа (рис. 11в);

- увеличение содержания в сероводородсодержащих системах  $C_{5+в}$  (более 600 г/м<sup>3</sup>) приводит к появлению на их фазовых критических областей.



**Рис. 8. Изотермы конденсации и фазовые диаграммы газожидкостной системы «метановый газ + сероводород +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  – 202 г/м<sup>3</sup>**



**Рис. 9. Изотермы конденсации и фазовые диаграммы газожидкостной системы «метановый газ + сероводород +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  – 403 г/м<sup>3</sup>**

Сопоставление данных по влиянию сероводорода на давление начала конденсации, полученных экспериментальным и расчетным методами (см. рис. 1), наглядно демонстрирует их существенное различие, что указывает на необходимость корректировки расчетных методов оценки их влияния на фазовые переходы газожидкостных систем.

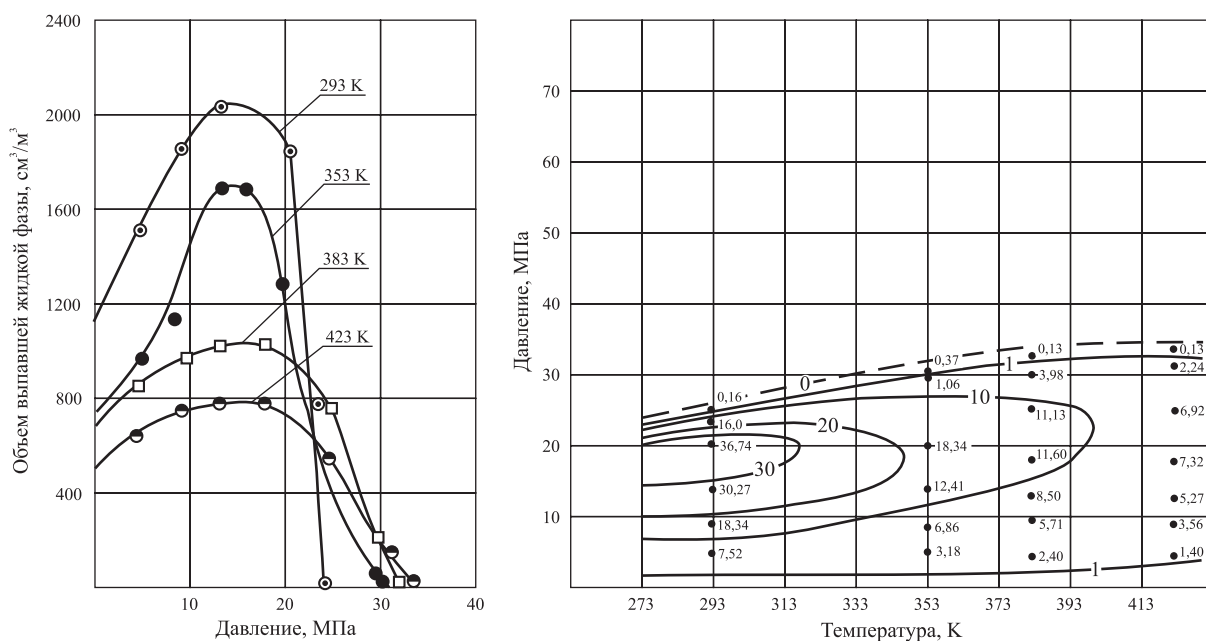


Рис. 10. Изотермы конденсации и фазовые диаграммы газожидкостной системы «метановый газ + сероводород +  $C_{5+в}$ »; содержание  $C_{5+в}$  – 605 г/м<sup>3</sup>

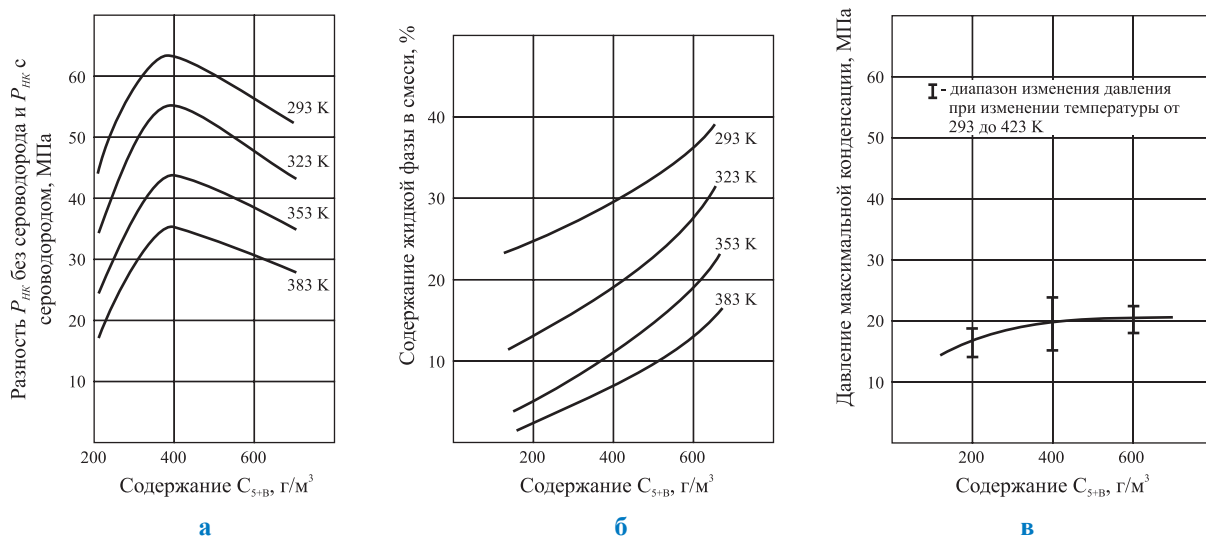


Рис. 11. Влияние сероводорода на фазовое поведение газожидкостной системы с различным содержанием  $C_{5+в}$ : а – на давление начала конденсации; б – на выпадение жидкой фазы при давлении максимальной конденсации; в – на давление максимальной конденсации

Проведенный анализ оценки влияния углекислого газа и сероводорода на давление начала конденсации углеводородных газожидкостных систем позволяет сделать следующие выводы.

1. Введение в газожидкостные системы, состоящие из метанового газа и  $C_{5+в}$ , углекислого газа в принципе не меняет формы полученных фазовых диаграмм. Лучшая растворяющая способность углекислого газа, по сравнению с метаном, способствует снижению давления начала конденсации, причем степень снижения зависит от содержания углекислого газа,  $C_{5+в}$  и температуры.

2. Системы, содержащие углекислый газ в значительных количествах (до 30 % мольн.), ведут себя как ретроградные газоконденсатные, пока содержание  $C_{5+в}$  в системе не достигнет порядка  $1000 \text{ г/м}^3$ . Следовательно, при температурах до 253 К на фазовых диаграммах таких систем критические точки не наблюдаются. При этом в области давлений максимальной конденсации углекислый газ снижает интенсивность выпадения жидкой фазы. Особенно это заметно в области температур 353 К и выше.

3. Экспериментальные исследования фазового поведения сероводородсодержащих газожидкостных систем показали, что при введении в углеводородную систему сероводорода в количестве 25–30 % мольн. существенно меняется конфигурация фазовых диаграмм. Отличительной особенностью таких диаграмм является значительное снижение давлений начала конденсации, особенно в области низких температур. Влияние сероводорода на давление начала конденсации в 1,5–3,0 раза превосходит влияние углекислого газа.

4. Сероводород интенсивно растворяется в жидкой углеводородной фазе, поэтому объемы выпавшей насыщенной сероводородом жидкой фазы при давлении максимальной конденсации существенно превосходят объемы выпавшей жидкости углеводородных систем с равным содержанием  $C_{5+в}$ , особенно в области низких температур. При содержании  $C_{5+в}$  в сероводородсодержащих системах порядка  $600 \text{ г/м}^3$  содержание жидкой фазы достигает 40–45 %, следовательно, приближается к критическому. При дальнейшем увеличении содержания  $C_{5+в}$  на фазовой диаграмме появляются критические области.

5. Сравнение результатов исследования влияния сероводорода на давление начала конденсации, полученных экспериментальным путем, с аналитическими данными указывает на их существенное различие. Это свидетельствует о необходимости корректировки методик аналитической оценки влияния сероводорода на фазовые переходы.

## Список литературы

1. Гриценко А.И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин и др. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
2. Гуревич Г.Р. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации / Г.Р. Гуревич, И.А. Леонтьев, Л.Я. Непомнящий // Газовая промышленность. – 1982. – № 9. – С. 23–24.
3. Лапшин В.И. Технология проведения и результаты газоконденсатных исследований на месторождениях с высоким содержанием сероводорода и двуокиси углерода: обз. инф. / В.И. Лапшин, Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1988. – 34 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).
4. Леонтьев И.А. Влияние различных компонентов на давление начала конденсации пластовых смесей / И.А. Леонтьев, Л.Я. Непомнящий // в кн.: Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. – М., 1987. – С. 109–113.
5. Маргулов Р.Д. Разработка месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев и др. – М.: Недра, 1988. – 264 с.
6. Островская Т.Д. Исследования газоконденсатных смесей, содержащих  $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$  / Т.Д. Островская, И.А. Гриценко // Газовая промышленность. – 1983. – № 8. – С. 31–32.
7. Островская Т.Д. Метод внесения поправок по влиянию углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем / Т.Д. Островская, А.И. Гриценко, В.И. Желтовский // Газовая промышленность. – 1988. – № 1. – С. 44–45.
8. Al-Sahhaf T. Liquid-vapor equilibria in the  $N_2+CO_2+CH_4$  system / T. Al-Sahhaf, A.T. Kidnay, E.D. Sloan // Industrial and Engineering Chemistry. Fundamentals. – 1983. – № 4. – P. 372–380.
9. Гуревич Г.Р. Расчет парожидкостного равновесия пластовых смесей месторождений природных газов по уравнению состояния / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 1983. – № 3. – С. 48–50.
10. Анализ результатов газоконденсатных исследований и прогнозирования фазового состояния пластовой смеси Астраханского месторождения // Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. – М.: ВНИИГазпром. – 1984. – № 12. – С. 1–3.

УДК 621.039.341.6 + 533.27

**А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова**

## Измерение и расчет термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах

**Ключевые слова:** термодиффузия, эксперимент, трехкомпонентные газовые системы, термодиффузионная постоянная.

**Keywords:** thermal diffusion, experiment, ternary gaseous systems, thermal diffusion constant.

Развитие газовой, нефтяной, химической и других отраслей промышленности требует знания теплофизических свойств веществ, в частности характеристик молекулярного массопереноса – диффузии и термодиффузии, которые входят в различные критерии процессов тепломассообмена. В общем случае все диффузионные и тепловой потоки зависят от градиентов как температур, так и концентраций всех компонентов смеси. В настоящее время неплохо экспериментально и теоретически исследовано явление молекулярного массопереноса в бинарных смесях разреженных газов. Имеется достаточно большой банк экспериментальных данных по коэффициентам диффузии и термодиффузионному разделению. Разработаны соответствующие методики расчета этих коэффициентов в неисследованной области термодинамических параметров. Иначе обстоит дело с многокомпонентными газовыми системами, особенно в области исследования термодиффузионных характеристик.

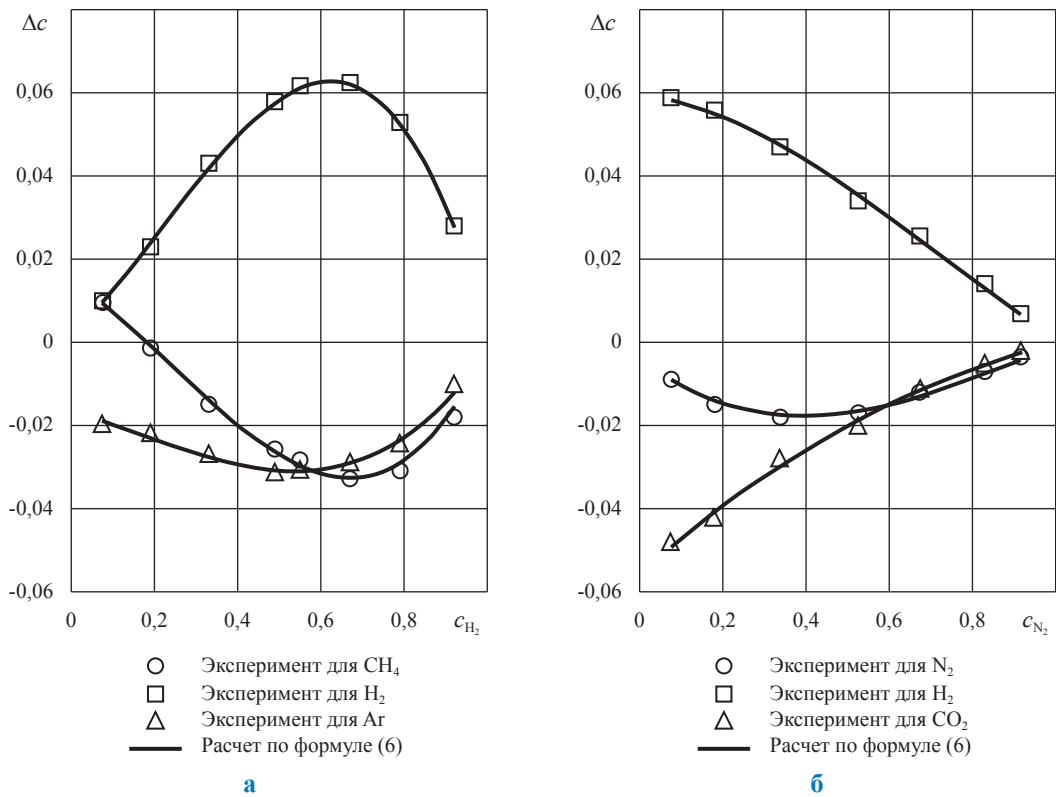
К настоящему времени опубликовано сравнительно небольшое число работ (около трех десятков) по экспериментальному исследованию термодиффузии в системах с числом компонент три и более. При этом в большинстве работ в лучшем случае исследовалось влияние концентрации добавки на разделение конкретной смеси двух других газов. Однако уже первые эксперименты показали, что существующие на сегодняшний день кинетические теории – строгая [1] и элементарная [2] – плохо описывают эксперимент. Отклонения от эксперимента составляют, в среднем, по строгой кинетической теории 12–25 %, по элементарной – 20–60 %. Однако, как отмечают многие исследователи [3–7], для одной и той же системы газов (в зависимости от состава смеси и температуры) отклонения по строгой теории достигают 50 %, а по элементарной – более 100 %.

На установке, описанной в работе [8], авторами было проведено экспериментальное исследование четырех трехкомпонентных систем. Для каждой системы было исследовано более 50 смесей различного состава при различных температурах холодной и горячей областей газов. В таблице приведена общая характеристика проведенных исследований.

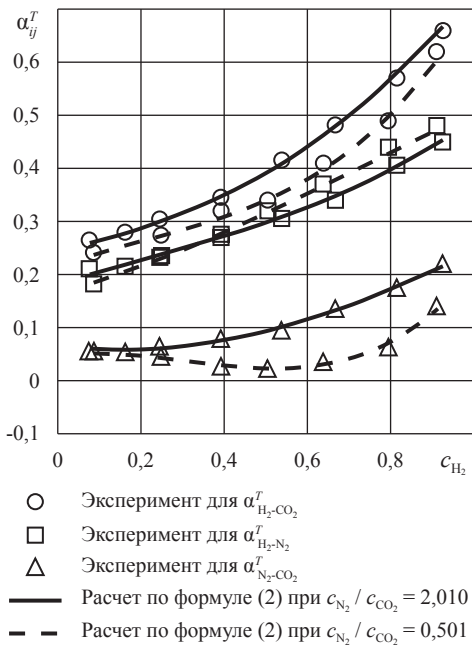
### Сведения о проведенных измерениях по термодиффузионному разделению в трехкомпонентных газовых системах

Система	$T_1$ , К	$T_2$ , К	Число точек	Средняя погрешность эксперимента, %	Среднее отклонение эксперимента от расчета по формуле (6), %
$N_2 - Ar - CO_2$	290÷320	600÷900	64	3,8	5,1
$H_2 - N_2 - CO_2$	280÷310	600÷800	74	3,1	4,0
$H_2 - CH_4 - N_2$	280÷340	400÷900	68	3,0	4,5
$H_2 - CO - CO_2$	280÷360	600÷1000	65	3,7	4,7

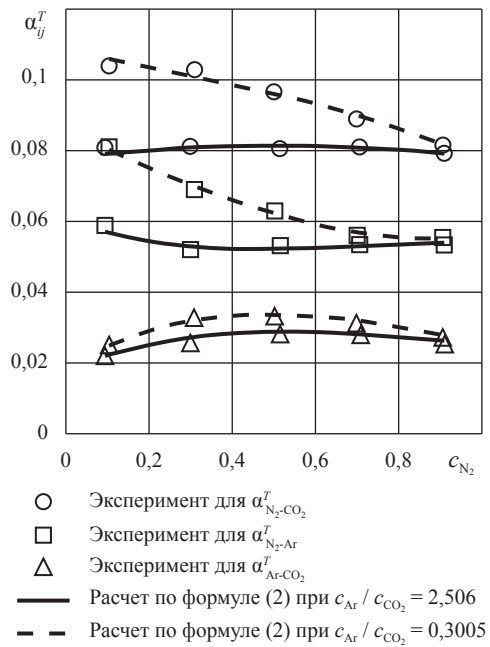
Часть результатов непосредственных измерений представлена на рис. 1–5.



**Рис. 1. Зависимость термодиффузионного разделения  $\Delta c$  от концентрации одного из компонентов: а) системы H<sub>2</sub> – CH<sub>4</sub> – Ar при  $c_{CH_4} / c_{Ar} = 1,005$  – от концентрации водорода при  $T_1 = 380$  К и  $T_2 = 700$  К; б) системы H<sub>2</sub> – N<sub>2</sub> – CO<sub>2</sub> при  $c_{H_2} / c_{CO_2} = 0,998$  – от концентрации азота при  $T_1 = 280$  К и  $T_2 = 600$  К**



**Рис. 2. Зависимость термодиффузионных постоянных  $\alpha_{ij}^T$  системы H<sub>2</sub> – N<sub>2</sub> – CO<sub>2</sub> от концентрации водорода при  $T_1 = 280$  К и  $T_2 = 600$  К**



**Рис. 3. Зависимость термодиффузионных постоянных  $\alpha_{ij}^T$  системы N<sub>2</sub> – Ar – CO<sub>2</sub> от концентрации азота при  $T_1 = 280$  К и  $T_2 = 800$  К**

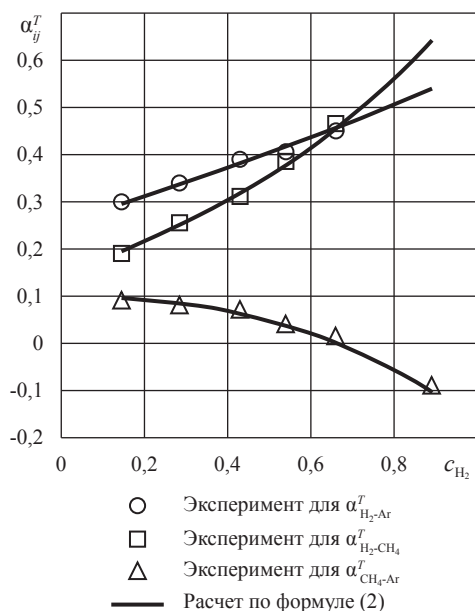


Рис. 4. Зависимость термодиффузионных постоянных  $\alpha_{ij}^T$  системы  $\text{H}_2 - \text{CH}_4 - \text{Ar}$  при  $c_{\text{CH}_4} / c_{\text{Ar}} = 1,502$  от концентрации водорода при  $T_1 = 380 \text{ K}$  и  $T_2 = 700 \text{ K}$

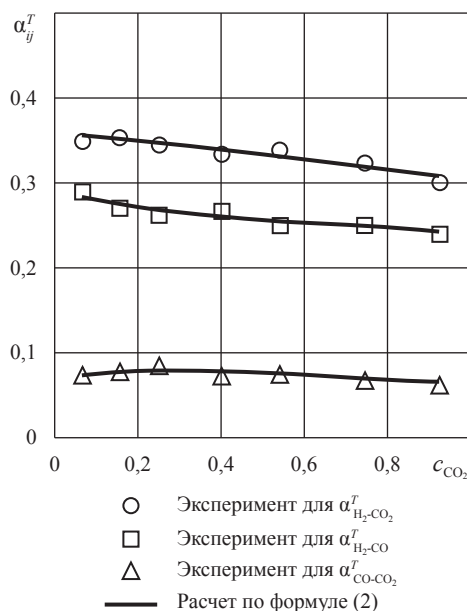


Рис. 5. Зависимость термодиффузионных постоянных  $\alpha_{ij}^T$  системы  $\text{H}_2 - \text{CO} - \text{CO}_2$  при  $c_{\text{H}_2} / c_{\text{CO}_2} = 1,996$  от концентрации окиси углерода при  $T_1 = 280 \text{ K}$  и  $T_2 = 600 \text{ K}$

Экспериментальные данные по термодиффузии в многокомпонентных газовых смесях, как правило, представляют в виде термодиффузионных постоянных, вычисленных через фактор разделения  $q$ :

$$\alpha_{ij}^T = \frac{\ln q_{ij}}{\ln T_2/T_1} = \frac{\ln(c_i^{T_1}/c_j^{T_1}) / (c_i^{T_2}/c_j^{T_2})}{\ln T_2/T_1}, \quad (1)$$

где  $c_i^{T_k}$ ,  $c_j^{T_k}$  – значения концентраций  $i$ -го и  $j$ -го компонентов при соответствующих температурах холодной и горячей сосудов  $T_1$  и  $T_2$ .

В соотношении (1) фактор разделения  $q_{ij}$  является функцией геометрических параметров установки, в связи с тем что значения  $c_i^{T_k}$ ,  $c_j^{T_k}$  зависят от объемов горячего и холодного сосудов двухколбового аппарата [9].

В работе [10] авторами был предложен метод вычисления  $\alpha_{ij}^T$  через сдвиг концентраций  $\Delta c_i$  компонентов исследуемой смеси между холодной и горячей областями газа в стационарном состоянии, который для разреженных газов не зависит от геометрии установки [9]:

$$\alpha_{ij}^T = \left( \frac{\Delta c_i}{c_i} - \frac{\Delta c_j}{c_j} \right) / \ln \frac{T_2}{T_1}, \quad (2)$$

где  $\Delta c_i$ ,  $\Delta c_j$  – сдвиг концентраций  $i$ -го и  $j$ -го компонентов газовой смеси между областями газа с температурами  $T_1$  и  $T_2$ ;  $T_1$  и  $T_2$  – температуры холодной и горячей областей газа;  $c_i$  и  $c_j$  – первоначальные значения концентраций  $i$ -го и  $j$ -го компонентов в исследуемой смеси газов. При этом если горячая область обогащается данным компонентом, то величина сдвига концентраций в формуле (2) берется со знаком плюс, если холодная – со знаком минус.

Значения  $\alpha_{ij}^T$ , вычисленные из экспериментальных значений  $\Delta c_i$ , представлены на рис. 2–5.

Соотношение (2) также позволяет вычислить по известным теоретическим или экспериментальным значениям  $\alpha_{ij}^T$  сдвиг концентраций данного компонента, входящего в многокомпонентную смесь:

$$\Delta c_i = c_i \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n c_j \alpha_{ij}^T \ln \frac{T_2}{T_1}. \quad (3)$$

Выражение (3) получено при условии, что  $\sum_{i=1}^n \Delta c_i = 0$ .



В работе [11] на основе уравнений, рассчитанных в рамках строгой кинетической теории многокомпонентных смесей [1, 12], было получено следующее соотношение для расчета термодиффузионного разделения  $\Delta c_i$  через соответствующее разделение в бинарных смесях газов  $\Delta c_{ij}$ :

$$\Delta c_i = c_i^2 \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n \Delta c_{ij} / c_{ij}^2, \quad (4)$$

где  $\Delta c_i$  – разделение  $i$ -го компонента в многокомпонентной смеси;  $c_i$  – концентрация  $i$ -го компонента в исходной многокомпонентной смеси;  $\Delta c_{ij}$  – соответствующее разделение в бинарной смеси при концентрации  $i$ -го компонента  $c_{ij}$  в исходной бинарной смеси газов при выполнении следующего условия:

$$(c_i/c_j)_{\text{бин}} = (c_i/c_j)_{\text{мн}}. \quad (5)$$

Значения разделения в многокомпонентной газовой системе  $\Delta c_i$  вычисляются по формуле (4) при тех же температурах горячей и холодной областей газа, что и значения разделения  $\Delta c_{ij}$  в бинарных смесях газов.

Значения  $\Delta c_{ij}$  при данных температурах в выражении (4) можно найти с помощью соответствующих экспериментальных данных или вычислить по соответствующим теоретическим или полуэмпирическим формулам, например приведенным в работах [13, 14].

Окончательно для расчета термодиффузионного разделения данного компонента в многокомпонентной смеси можно воспользоваться следующим соотношением:

$$\Delta c_i = c_i \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n \frac{(1 - a_{ij}/2) (\sqrt{m_j} - \sqrt{m_i}) c_j}{c_{ij} \sqrt{m_i} + c_{ji} \sqrt{m_j}} \ln \frac{T_2}{T_1}, \quad (6)$$

где  $m_i$  и  $m_j$  – массы молекул сорта  $i$  и  $j$ ;  $a_{ij}$  – эмпирический коэффициент, методика расчета которого и значения для ряда бинарных систем газов приведены в работах [14, 15].

Для исследованных систем газов авторами были проведены расчеты термодиффузионного разделения  $\Delta c_i$  и термодиффузионной постоянной  $\alpha_{ij}^T$  по формулам (2) и (6) со значениями  $a_{ij}$ , взятыми из работ [14, 15]. На рис. 1–5 эти расчеты представлены в виде сплошных либо

пунктирных линий. Согласно рисункам, между экспериментом и расчетами по формулам (2) и (6) наблюдается хорошее согласие. Средние величины отклонения эксперимента и расчета приведены в таблице.

На рис. 1–5 и в таблице среднее отклонение расчетных значений разделения от экспериментальных для данных систем лежит в пределах 4,0–5,1 %, что в два-три раза меньше средних отклонений от аналогичных данных, рассчитанных по теории Ф. ван дер Волка [1]. Кроме того, для всех исследованных систем максимальное отклонение расчета по формуле (6) от эксперимента не превышало 9 %, в то время как по теории Ф. ван дер Волка [1], например для систем  $\text{H}_2 - \text{CH}_4 - \text{N}_2$  и  $\text{H}_2 - \text{CO} - \text{CO}_2$ , эти отклонения для отдельных смесей газов составляли около 40 %. Расчеты по теории Валлея и Винтера [2] в среднем для этих систем газов дают отклонение 20–35 %, а для отдельных смесей превышают 50 %. Расчеты по этим двум теориям дают аналогичные отклонения и для других трехкомпонентных систем газов [16].

Проведенное исследование позволяет рекомендовать предложенную схему расчета термодиффузионных характеристик в трехкомпонентных газовых смесях.

## Список литературы

1. Van der Valk F. Thermal Diffusion in Ternary Mixtures I. Theory / F. van der Valk // *Physica.* – 1963. – V. 29. – № 5. – P. 417–426.
2. Whalley E. The Elementary Theory of Thermal Diffusion / E. Whalley, R.E.S. Winter // *Trans. Farad. Soc.* – 1950. – № 46. – P. 517–526.
3. Deb S.K. Thermal Diffusion in Ternary Gas Mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // *Physica.* – 1967. – V. 34. – № 3. – P. 438–444.
4. Deb S.K. Temperature Dependence of Thermal Diffusion Factors in Ternary Mixtures / S.K. Deb, A.K. Barua // *Phys. Fluids.* – 1967. – V. 10. – № 5. – P. 992–994.
5. Deb S.K. Thermal Diffusion in Ternary System Helium – Neon – Carbon Dioxide / S.K. Deb, A.K. Barua // *Trans. Farad. Soc.* – 1968. – V. 64. – P. 358–362.
6. Laranjeira M.F. Experimental and Theoretical Thermal Diffusion factors in Gaseous mixtures III. Ternary Mixtures / M.F. Laranjeira, J. Kistemaker // *Physica.* – 1960. – V. 26. – № 6. – P. 431–440.

7. 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.
8. Куликова О.А. Методика измерения термодиффузионного разделения в многокомпонентных газовых системах / О.А. Куликова // Информационные технологии, энергетика и экономика: матер. 9-й Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. – Смоленск: Филиал МЭИ в г. Смоленске, 2012. – Т. 2. – С. 76–81.
9. Грю К.Э. Термическая диффузия в газах / К.Э. Грю, Т.Л. Иббс. – М.: ГИТТЛ, 1956. – 183 с.
10. Богатырев А.Ф. Термодиффузия в трехкомпонентных газовых системах / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова // Научное обозрение. – 2012. – № 3. – С. 160–166.
11. Богатырев А.Ф. Полуэмпирический метод расчета термодиффузионного разделения многокомпонентных газовых систем / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова, Л.И. Криволапова // Математические методы в технике и технологиях. ММТТ-25: сб. тр. XXV Межд. науч. конф. – Саратов: СГТУ, 2012. – Т. 9. – С. 94–96.
12. Вальдман Л. Явления переноса в газах при среднем давлении / Л. Вальдман // Термодинамика газов. – М.: Машиностроение, 1970. – С. 169–414.
13. Богатырев А.Ф. Полуэмпирическая формула для вычисления величины термодиффузионного разделения в бинарных газовых смесях / А.Ф. Богатырев, Н.Д. Косов, Е.Е. Маклецова // ИФЖ, 1975. – Т. 29. – № 1. – С. 177–178.
14. Богатырев А.Ф. Методика обобщения экспериментальных данных по термодиффузионному разделению в разреженных газах / А.Ф. Богатырев, С.Н. Гудоменко, Е.Е. Маклецова // Теплофизические свойства веществ и материалов: сб. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – Вып. 17. – С. 133–139.
15. Белалов В.Р. Методы расчета и обобщения характеристик молекулярного массопереноса в газах / В.Р. Белалов // Межрегиональная НТК студентов и аспирантов: сб. тр. – Смоленск: Универсум, 2004. – Т. 3. – С. 11–14.
16. Sielanko J. Termodyfuzja w wieloskladnikowej milszanie gazowej / J. Sielanko // Postepy fizyki. – 1972. – Т. 23. – Zerzyt 3. – S. 73–75.

УДК 622.276.031:532.529.5.001.57

**А.И. Брусиловский, И.О. Промзелев**

## **О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей**

Обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовой нефти является одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета запасов и эффективности проектирования разработки месторождений. Одним из сложных и актуальных вопросов является обоснование свойств пластовой нефти двухфазных залежей.

При наличии газовой шапки давление насыщения пластовой нефти в подгазовой части залежи должно быть близким к пластовому давлению. А на газонефтяном контакте (ГНК), в соответствии с классическими физическими представлениями о термодинамическом равновесии сосуществующих газовой и жидкой фаз, давление насыщения пластовой нефти равно пластовому давлению.

В связи с этим исследование пластовой нефти при наличии газовой шапки является трудной задачей, поскольку давление в месте отбора глубинной пробы нефти ниже пластового давления, и вследствие разгазирования газосодержание отобранных глубинных проб углеводородной (УВ) жидкости не соответствует газосодержанию пластовой нефти. То есть глубинные пробы не являются представительными, а следовательно, их PVT-свойства не могут характеризовать пластовую нефть. Полученные результаты могут описывать систему только в точке отбора проб.

Для определения свойств пластовой нефти залежей сложного фазового состояния необходимо комплексное применение результатов промысловых, лабораторных и теоретических исследований. Расчет термодинамических свойств природных углеводородных систем осуществляется с использованием фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных систем, надежного уравнения состояния и эффективных алгоритмов моделирования фазовых превращений.

В настоящее время в инженерной практике можно выделить два методических подхода к воспроизведению свойств пластовой насыщенной нефти.

**Первый** основан на математическом моделировании постепенного донасыщения пластовой нефти при пластовой температуре образцами равновесного газа до достижения известной величины давления насыщения [1].

**Второй** заключается в подборе значения газового фактора для рекомбинации поверхностных образцов растворенного газа и сепарированной нефти с целью получения пластовой смеси с искомым давлением насыщения [2].

Перед применением указанных методов необходимо построение адекватной многокомпонентной PVT-модели, воспроизводящей результаты лабораторных исследований глубинной (в этом случае реализуется первый метод) либо рекомбинированной (второй метод) пробы нефти с давлением насыщения, наиболее близким к искомому. В работе [3] подробно изложен разработанный в ООО «Газпромнефть НТЦ» порядок создания расчетной PVT-модели пластовой нефти. В качестве исходной информации используются сведения о ее компонентном составе и результатах комплекса лабораторных исследований PVT- и физико-химических свойств. Отметим, что описанный в указанном источнике алгоритм настройки параметров уравнения состояния не требует использования процедуры регрессионного анализа для воспроизведения ключевых PVT-свойств пластовой нефти и эффективно применяется авторами для решения задач проектирования и мониторинга разработки залежей. При создании адекватной экспериментальным данным термодинамической модели пластовой

**Ключевые слова:**  
пластовая нефть,  
PVT-модель,  
насыщенная нефть,  
двухфазная залежь,  
газовая шапка,  
термодинамическое  
равновесие.

**Keywords:**  
reservoir oil,  
PVT-model,  
saturated oil,  
two-phase deposit,  
gas cup,  
thermodynamic  
equilibrium.

нефти процедура настройки параметров включает последовательное воспроизведение следующих PVT-свойств:

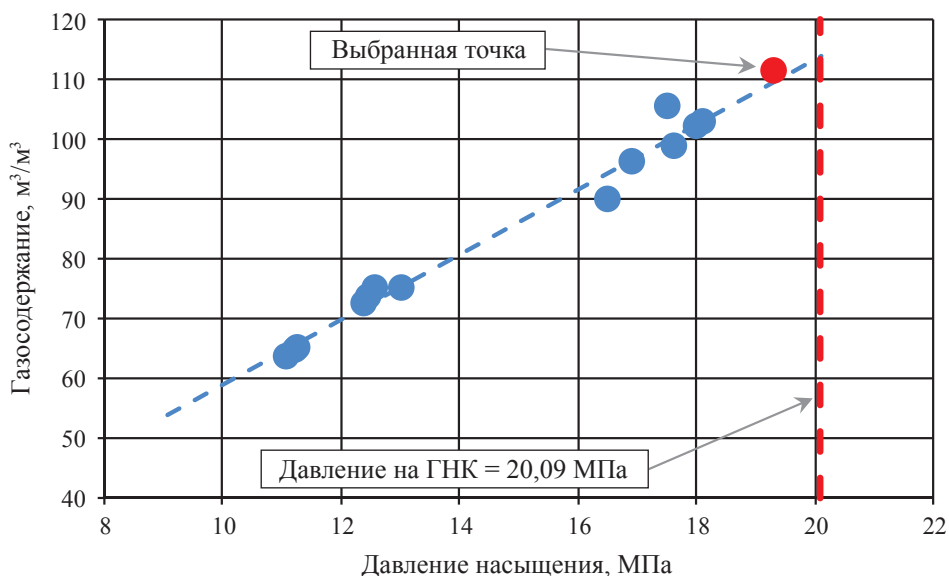
- давления насыщения пластовой нефти;
- плотности сепарированной нефти;
- объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давлении;
- динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях.

Далее рассмотрим результаты применения указанных методов воспроизведения свойств пластовой предельно насыщенной нефти на примере газонефтяной залежи юрских отложений одного из месторождений севера Западной Сибири.

Данная залежь имеет обширную газовую шапку и охарактеризована отборами 20 глубинных проб нефти из 8 скважин. По результатам лабораторных исследований указанных проб получен широкий диапазон изменения свойств пластовой нефти: при исследовании методом стандартной сепарации газосодержание варьируется в диапазоне  $63,7 \div 161,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , объемный коэффициент –  $1,201 \div 1,572$ , давление насыщения –  $11,05 \div 26,60 \text{ МПа}$ . Причиной значительного разброса основных свойств пластовой нефти является нарушение условия однофазности течения в точке отбора глубинных проб нефти.

При проведении детального анализа полученных результатов лабораторных исследований глубинных проб нефти были отбракованы пробы с величиной давления насыщения выше пластового. Остальные пробы были признаны частично разгазированными по причине значительного занижения величины давления насыщения по сравнению с пластовым давлением на уровне ГНК. Для указанных проб выявлена взаимосвязь между газосодержанием и величиной давления насыщения нефти (рис. 1).

На рис. 1 указана проба, по которой замеренная величина давления насыщения (19,30 МПа) наиболее близка к величине пластового давления на уровне ГНК (20,09 МПа). Результаты лабораторных исследований данной пробы были использованы при построении PVT-модели пластовой нефти, которая настраивалась методом, описанным в работе [3]. PVT-модель создавалась на основе кубического уравнения состояния Пенга–Робинсона (со «шифт»-параметром).



**Рис. 1. Зависимость газосодержания от давления насыщения нефти по результатам лабораторных исследований глубинных проб**

Укажем исходный компонентный состав пластовой нефти, % мольн.:  $\text{CO}_2$  – 0,22;  $\text{CH}_4$  – 42,55;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 4,55;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 3,21;  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 1,04;  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 1,68;  $i\text{C}_5\text{H}_{12}$  – 0,84;  $n\text{C}_5\text{H}_{12}$  – 0,78;  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  – 1,28;  $\text{C}_7\text{H}_{12+\text{В}}$  – 43,85. Результаты настройки полученной модели приведены в табл. 1.

Таблица 1

### Результаты настройки PVT-модели на экспериментальные данные

Параметр	Факт	Модель	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	19,30	19,30	0,00
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	111,60	111,56	0,04
Объемный коэффициент, д.е.	1,344	1,344	0,00
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	856,0	856,0	0,00
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,74	0,74	0,00

Согласно данным табл. 1, PVT-модель практически полностью воспроизводит результаты лабораторных измерений, что указывает на ее адекватность.

Следующий шаг включал уточнение свойств пластовой предельно насыщенной нефти двумя указанными выше методами.

Итерационную процедуру воспроизведения свойств пластовой нефти первым методом можно представить следующим образом:

1) осуществляется расчет компонентного состава равновесного газа при текущем давлении насыщения и пластовой температуре;

2) производится донасыщение пластовой нефти путем растворения небольшого объема равновесного газа при пластовой температуре;

3) определяется величина давления насыщения полученной смеси. Если она соответствует искомому давлению, то расчет прекращается, в противном случае – возврат к п. 1.

Результаты расчетов скорректированного состава пластовой нефти и ее свойств, выполненных первым методом, приведены в табл. 2.

Таблица 2

### Результаты расчетов компонентного состава и свойств пластовой нефти, выполненных первым методом

Компоненты	Исходное состояние		1-я итерация (+ 1 % газа)		2-я итерация (+ 1 % газа)		3-я итерация (+ 0,18 % газа)	
	пластовая нефть	равновесный газ	пластовая нефть	равновесный газ	пластовая нефть	равновесный газ	пластовая нефть	равновесный газ
$\text{CO}_2$	0,220	0,257	0,220	0,256	0,221	0,254	0,221	0,254
$\text{CH}_4$	42,550	92,679	43,051	92,681	43,548	92,683	43,636	92,682
$\text{C}_2\text{H}_6$	4,550	4,010	4,545	3,997	4,539	3,984	4,538	3,982
$\text{C}_3\text{H}_8$	3,210	1,691	3,195	1,691	3,180	1,692	3,177	1,692
$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	1,040	0,367	1,033	0,369	1,027	0,370	1,025	0,370
$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	1,680	0,494	1,668	0,497	1,656	0,499	1,654	0,500
$i\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,840	0,174	0,833	0,175	0,827	0,177	0,826	0,177
$n\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,780	0,143	0,774	0,144	0,767	0,146	0,766	0,146
$\text{C}_6\text{H}_{14}$	1,280	0,138	1,269	0,140	1,257	0,142	1,255	0,142
$\text{C}_7\text{H}_{16+\text{В}}$	43,850	0,047	43,412	0,051	42,978	0,055	42,901	0,055
Давление насыщения, МПа	19,30		19,66		20,03		20,09	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	111,56		113,76		115,98		116,38	

Процедура использования второго рассматриваемого метода:

- 1) осуществляется рекомбинация газа сепарации и сепарированной нефти с заданной величиной газового фактора;
- 2) рассчитывается значение давления насыщения полученной смеси.

Величина газового фактора постепенно изменяется до тех пор, пока расчетное значение давления насыщения не совпадет с искомым.

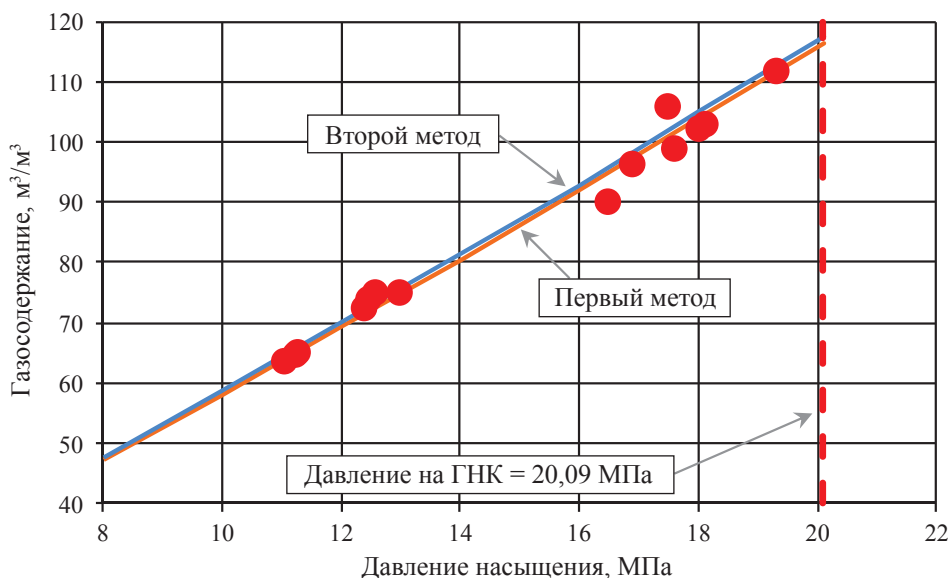
Результаты расчетов скорректированного состава пластовой нефти и ее свойств по второму методу приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Результаты расчетов компонентного состава и свойств пластовой нефти,  
выполненных вторым методом**

Компоненты	Исходная пластовая нефть	Газ сепарации	Сепарированная нефть	Скорректированная пластовая нефть	Равновесный газ
CO <sub>2</sub>	0,220	0,411	0,006	0,225	0,259
CH <sub>4</sub>	42,550	80,326	0,363	43,599	92,480
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,550	8,376	0,277	4,656	4,090
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,210	5,485	0,670	3,273	1,747
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,040	1,508	0,518	1,053	0,382
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,680	2,200	1,099	1,695	0,514
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,840	0,736	0,956	0,837	0,181
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,780	0,575	1,009	0,774	0,148
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1,280	0,382	2,282	1,255	0,143
C <sub>7</sub> H <sub>16+В</sub>	43,850	0,000	92,820	42,632	0,056
Давление насыщения, МПа	19,30			20,09	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	111,56			117,60	

Проведенное в табл. 4 и на рис. 2 сопоставление результатов расчетов, осуществленных по двум рассмотренным методам, показывает их высокую сходимость.



**Рис. 2. Сопоставление модельных кривых зависимостей газосодержания от давления с результатами лабораторных исследований глубинных проб нефти**

Таблица 4

## Сопоставление результатов расчета двумя рассмотренными методами

Параметр	Первый метод	Второй метод	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	20,09	20,09	0,00
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	116,38	117,60	1,05
Объемный коэффициент, д.е.	1,359	1,363	0,29
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	856,1	856,0	0,01
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,70	0,69	1,45

Следует отметить, что для залежей, имеющих значительную мощность продуктивных отложений, полученный состав пластовой нефти на ГНК дает возможность проводить оценку изменения компонентного состава пластовой нефти и, следовательно, ее свойств по разрезу пласта на основе моделирования гравитационного распределения.

В заключение можно сделать следующие выводы:

1) сопоставление описанных методов уточнения компонентного состава и свойств пластовой насыщенной нефти показало их высокую сходимость;

2) при применении первого метода производится процесс, обратный дифференциальному разгазированию, которое может наблюдаться при отборе глубинных проб пластовой нефти в случае снижения давления в месте отбора пробы ниже давления насыщения. Данный метод предпочтителен при наличии результатов лабораторных исследований глубинных проб пластовой нефти;

3) второй метод расчета рекомендуется использовать при наличии только рекомбинированных проб пластовой нефти;

4) описанные методические подходы целесообразно применять при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазоконденсатных залежей.

## Список литературы

1. Ефимов Д.В. Восстановление корректных PVT-свойств пластового флюида нефтегазоконденсатного месторождения с использованием физико-математического моделирования / Д.В. Ефимов, Е.И. Сергеев, Д.А. Юрьев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – С. 35–38.
2. Брусиловский А.И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: обз. инф. / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с. – (Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
3. Брусиловский А.И. Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки месторождений / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.

УДК 536.715

**М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, А.Р. Муратов, В.П. Воронов,  
Б.А. Григорьев, А.Н. Волков**

## Пограничные кривые и определение критических параметров многокомпонентных смесей

**Ключевые слова:** многокомпонентные растворы, пограничные кривые, критическая точка, универсальность критических явлений, масштабная теория.

**Keywords:** multicomponent solutions, dew-bubble curves, critical point, critical point universality, scaling.

Одной из хорошо известных проблем при исследовании критических явлений в многокомпонентных флюидах является проблема определения их критических параметров. Знание этих величин необходимо как для адекватного описания физических свойств жидкостей в критической области, так и для решения многих технических задач, связанных с разнообразными химическими и энергетическими технологиями. Расчетные методы определения критических параметров смесей не обладают необходимой степенью надежности и в данной статье не рассматриваются.

Наиболее прямым экспериментальным методом определения критических параметров является снятие кривых зависимости количества жидкой фазы от давления при заданной температуре [1]. Недостатком этого метода являются необходимость визуального наблюдения за движением границы раздела «жидкость – пар» и связанная с этим потеря точности, а также (часто) резкое изменение положения мениска при приближении к критической точке [1].

Другим методом определения критических параметров является измерение аномалий различных физических величин [2–6]. Значения критических плотности и температуры находят с помощью обработки полученных экспериментальных данных на выбранную теоретическую модель, в которой эти величины рассматриваются как подгоночные параметры. Точность определения критических параметров при этом зависит как от выбранной теоретической модели, так и от количества иных используемых в ней подгоночных параметров. В любом случае такой косвенный метод определения критических параметров является весьма трудоемким и не обладает необходимой надежностью.

Остановимся на еще одной возможности определения критических параметров смеси исходя из выражений для изохорной теплоемкости  $C_{p,x}$  и производной  $(\partial P/\partial T)_{p,x}$  полученных в работах [7, 8]. Из этих выражений с очевидностью следует, что скачки указанных величин при фазовом переходе «жидкость – пар» обращаются в ноль в критической точке. Соответственно, измерение указанных скачков может служить еще одним экспериментальным методом определения критических параметров смесей. Основная трудность метода связана с тем, что, во-первых, аккуратное измерение этих скачков является весьма непростой экспериментальной задачей, а во-вторых – их реальное обращение в ноль может происходить в очень узкой и, соответственно, трудно достижимой экспериментально окрестности критической точки.

В настоящей статье получен общий вид уравнений пограничных кривых многокомпонентных смесей, а также предложен простой алгоритм определения критических параметров смесей, основанный на том, что уравнение их пограничных кривых в окрестности критических точек является существенно неаналитическим.

### Уравнение состояния многокомпонентных смесей

В работе [7] был предложен общий метод для получения уравнения состояния многокомпонентных смесей в окрестности их критических точек. Вывод уравнения состояния основан на концепции универсальности критических явлений и гипотезе перемешивания полей.

В соответствии с концепцией универсальности критических явлений [9–11] сингулярная часть термодинамического потенциала в окрестности критической точки яв-



ляется универсальной функцией двух масштабных полей – упорядочивающего поля  $h_1$  и температуроподобного поля  $h_2$ . В рамках гипотезы перемешивания термодинамических полей [10] связь масштабных полей  $h_1$  и  $h_2$  с температурой  $T$  и химическими потенциалами компонентов смеси  $\mu_i$  может быть задана в виде линейных соотношений:

$$\begin{aligned} h_1 &= a_{1\tau}\tau + a_{11}\Delta\bar{\mu}_1 + a_{12}\Delta\bar{\mu}_2 + \dots + a_{1N}\Delta\bar{\mu}_N; \\ h_2 &= a_{2\tau}\tau + a_{21}\Delta\bar{\mu}_1 + a_{22}\Delta\bar{\mu}_2 + \dots + a_{2N}\Delta\bar{\mu}_N, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\tau = T/T_c - 1$ ,  $\Delta\bar{\mu}_1 = \bar{\mu}_1 - \bar{\mu}_{1c}$ ,  $\Delta\bar{\mu}_i = \bar{\mu}_i - \bar{\mu}_{ic} - \Delta\bar{\mu}_1$ ;  $\bar{\mu}_i = \mu_i/RT_c$  – безразмерные химические потенциалы, сопряженные с молярной плотностью смеси ( $i = 1$ ) и молярной плотностью соответствующего компонента ( $i > 1$ );  $T_c$  и  $\bar{\mu}_{ic}$  – критические значения температуры и химических потенциалов.

В более общем случае гипотеза перемешивания полей сводится к предположению, что масштабные поля  $h_1$  и  $h_2$  являются аналитическими функциями термодинамических полей  $\tau$  и  $\Delta\mu_i$ . Выражения (1) при этом являются лишь первым членом разложения масштабных полей по отклонению температуры и химических потенциалов компонентов смеси от их критических значений.

Плотностью термодинамического потенциала смеси в указанных переменных является давление  $P$ . Термодинамическое тождество для давления имеет вид:

$$d\bar{P} = \bar{s}d\tau + \bar{p}d\Delta\bar{\mu}_1 + \bar{p}x_2d\Delta\bar{\mu}_2 + \dots + \bar{p}x_Nd\Delta\bar{\mu}_N, \quad (2)$$

где  $\bar{P} = P/\rho_cRT_c$ ,  $\bar{s} = s/\rho_cR$  – безразмерная энтропия единицы объема;  $\bar{p} = p/\rho_c$  – приведенная мольная плотность;  $\rho_c$  – критическая плотность;  $x_i$  (при  $i \geq 2$ ) – мольная концентрация компонента смеси. Представим давление в виде суммы сингулярной и регулярной частей:

$$\bar{P}(\tau, \Delta\bar{\mu}_i) = P_s(h_1, h_2) + P_r(\tau, \Delta\bar{\mu}_i). \quad (3)$$

Регулярная часть давления  $P_r$  является аналитической функцией переменных  $\tau$  и  $\Delta\mu_i$ . Сингулярная часть  $P_s$  в соответствии с гипотезой изоморфности [11] является известной универсальной функцией масштабных полей  $h_1$  и  $h_2$  [11], причем

$$dP_s = \varphi_1dh_1 + \varphi_2dh_2, \quad (4)$$

где  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$  – сопряженные поля масштабные плотности.

Используя формулы (1)–(4), нетрудно определить физические плотности  $\bar{p}$  и  $\bar{p}x_i$  как первые производные от давления по соответствующим химическим потенциалам. Разлагая регулярную часть давления в окрестности критической точки по  $\tau$  и  $\Delta\mu_i$ , получим:

$$\begin{aligned} \Delta\bar{p} &= a_{11}\varphi_1 + a_{21}\varphi_2 + p_{1\tau}\tau + \sum_{j=1}^N p_{1j}\Delta\bar{\mu}_j + \dots; \\ \Delta\bar{p}x_2 &= a_{12}\varphi_1 + a_{22}\varphi_2 + p_{2\tau}\tau + \sum_{j=1}^N p_{2j}\Delta\bar{\mu}_j + \dots; \\ &\dots \\ \Delta\bar{p}x_N &= a_{1N}\varphi_1 + a_{2N}\varphi_2 + p_{N\tau}\tau + \sum_{j=1}^N p_{Nj}\Delta\bar{\mu}_j + \dots, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $\Delta\bar{p} = \bar{p} - 1$ ; коэффициенты  $p_{ij}$  и  $p_{i\tau}$  равны вторым производным от регулярной части давления, взятым непосредственно в критической точке:  $p_{ij} = (\partial^2 P_r / \partial \mu_i \partial \mu_j)^{(c)}$  и  $p_{i\tau} = (\partial^2 P_r / \partial \mu_i \partial \tau)^{(c)}$ .

Система (5) представляет собой систему термодинамических уравнений для определения химических потенциалов  $\Delta\bar{\mu}_i$ . В главном приближении ее решение имеет вид:

$$\begin{aligned} \Delta\bar{\mu}_1 &= b_{11}\varphi_1 + b_{12}\varphi_2 + b_{1\tau}\tau + b_{1p}\Delta\bar{p}; \\ \Delta\bar{\mu}_2 &= b_{21}\varphi_1 + b_{22}\varphi_2 + b_{2\tau}\tau + b_{2p}\Delta\bar{p}; \\ &\dots \\ \Delta\bar{\mu}_N &= b_{N1}\varphi_1 + b_{N2}\varphi_2 + b_{N\tau}\tau + b_{Np}\Delta\bar{p}. \end{aligned} \quad (6)$$

Неуниверсальные константы  $b_{ij}$  представляют собой комбинации производных  $p_{ij}$ , коэффициентов  $a_{ij}$  и концентраций  $x_i$ . Исключая химические потенциалы в уравнениях (1) при помощи (6), нетрудно выразить  $\tau$ ,  $\Delta\bar{p}$  и  $\Delta\bar{P}$  через масштабные поля и плотности:

$$\Delta\bar{p} = c_{p1}\varphi_1 + c_{p2}\varphi_2 + c_{p3}\varphi_1^2 + c_{p4}h_2 + c_{p5}h_1 + \dots; \quad (7a)$$

$$\tau = c_{\tau1}\varphi_1 + c_{\tau2}\varphi_2 + c_{\tau3}\varphi_1^2 + c_{\tau4}h_2 + c_{\tau5}h_1 + \dots; \quad (7b)$$

$$\Delta\bar{P} = \tilde{c}_{p1}\varphi_1 + \tilde{c}_{p2}\varphi_2 + c_{p3}\varphi_1^2 + \tilde{c}_{p4}h_2 + \tilde{c}_{p5}h_1 + \dots \quad (7в)$$

В уравнениях (7a–в) наряду с линейными учтен также главный член второго порядка, пропорциональный  $\varphi_1^2$ .

Отметим, что вблизи критической точки полученные уравнения справедливы для любых флюидов с фиксированным составом.

При этом легко убедиться, что для однокомпонентных жидкостей  $c_{\tau 1} = c_{\tau 2} = c_{\tau 3} = 0$ .

Система уравнений (7а–в) позволяет вычислить любые измеряемые термодинамические характеристики исследуемой смеси. В частности, указанная система переходит в уравнения пограничной кривой при условии  $h_1 = 0$  и  $\rho = \bar{\rho}$  ( $\bar{\rho}$  – средняя плотность флюида). В случае, когда поле  $h_1 = 0$ , зависимость параметра порядка  $\phi_1$  и масштабной плотности  $\phi_2$  от температуроподобного поля  $h_2$  имеет вид [11]:

$$\phi_1 = \pm B_0 |h_2|^\beta (1 + B_1 |h_2|^\Delta), \phi_2 = \frac{A^{(1,2)}}{1 - \alpha} |h_2|^{1-\alpha}, \quad (8)$$

где  $\alpha = 0,11$  и  $\beta = 0,325$  – универсальные критические показатели.

Выражение для параметра порядка  $\phi_1$  выписано с учетом так называемой вегнеровской добавки [11], характеризуемой критическим показателем  $\Delta = 0,5$ . Система уравнений (7а–в) после подстановки в эти уравнения соотношений (8) становится, фактически, уравнением пограничной кривой, заданной в параметрическом виде. Явная зависимость температуры и давления от плотности на пограничной кривой получается после подстановки в уравнения (7б и в) выражения для поля  $h_2$ , найденного из формулы (7а). В главном порядке теории возмущений эти уравнения имеют вид:

$$\tau = \tilde{C}_{\tau 1} \Delta \bar{\rho} + \tilde{C}_{\tau 2} (\Delta \bar{\rho})^2 + \tilde{C}_{\tau 3} |\Delta \bar{\rho}|^{(1-\alpha)/\beta} + \tilde{C}_{\tau 4} |\Delta \bar{\rho}|^{1/\beta}; \quad (9а)$$

$$\Delta P = \tilde{C}_{p 1} \Delta \bar{\rho} + \tilde{C}_{p 2} (\Delta \bar{\rho})^2 + C_{p 3} |\Delta \bar{\rho}|^{(1-\alpha)/\beta} + C_{p 4} |\Delta \bar{\rho}|^{1/\beta}. \quad (9б)$$

Коэффициенты  $\tilde{C}_{\tau i}$  и  $\tilde{C}_{p i}$  в этих выражениях являются комбинациями коэффициентов системы уравнений (7а–в). Конкретный вид соответствующих выражений несущественен, так как в предлагаемом подходе все коэффициенты в формулах (9а, б), включая критические параметры смеси, являются неизвестными подгоночными константами. Значение этих констант должно определяться из обработки экспериментальных данных по пограничным кривым конкретной смеси на модель (9а и б). Адекватность модели может быть проверена в

сравнении полученных на ее основе значений критических параметров с известными значениями этих величин.

Рассмотрим в качестве иллюстрации несколько смесей, данные по которым были получены авторами ранее. При этом ограничимся лишь теми случаями, в которых значение критических параметров было определено каким-либо независимым образом. Это позволит сравнить данные, вычисленные предлагаемым в настоящей статье методом, с уже имеющимися экспериментальными данными.

### Сравнение с экспериментом. Смесь метан-пентан

Авторами были получены результаты измерений пограничных кривых смесей метан – 0,0196 мольных долей (м.д.) пентана и метан – 0,0345 м.д. пентана в переменных  $(\rho, T)$ ,  $(\rho, P)$  и  $(T, P)$  [12]. Концентрации, соответствующие каждой из пограничных кривых, приведены на рис. 1.

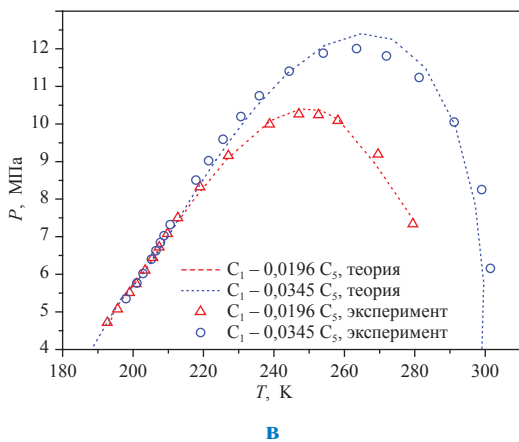
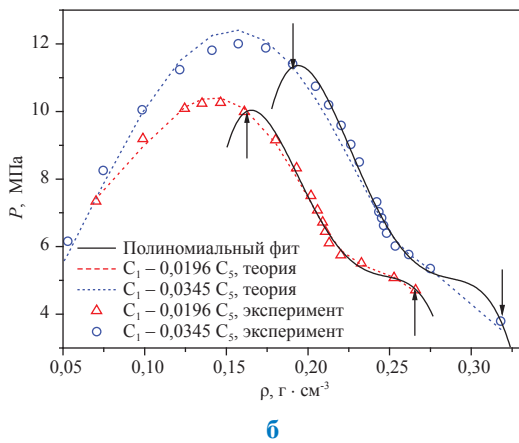
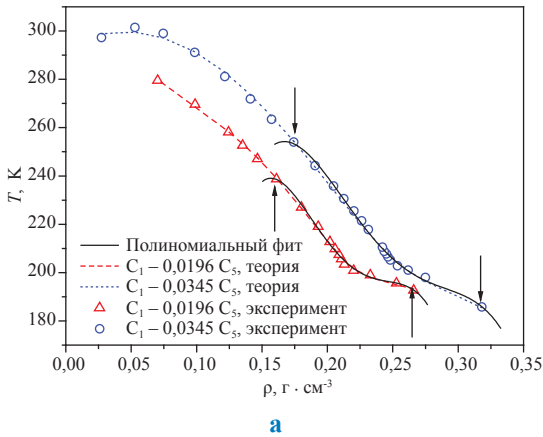
Коэффициенты  $\tilde{C}_{\tau i}$ ,  $\tilde{C}_{p i}$  и критические параметры смесей рассматривались при этом как подгоночные величины. Значимость кривых черного цвета рис. 1а и б будет рассмотрена ниже. Значения определенных таким образом критических параметров исследованных смесей приведены в таблице.

Заметим, что при наличии экспериментальных данных по пограничным кривым точность полученных значений критических параметров обуславливается точностью определения одного из них (в рассматриваемом случае – критической плотности) и точностью данных по самим пограничным кривым.

Как отмечено выше, адекватность использованной теоретической модели может быть проверена в сравнении полученных из этой модели значений критических параметров смесей с соответствующими значениями, определенными из каких-либо независимых экспериментов. В настоящей статье таким независимым экспериментом является измерение скачков изохорной теплоемкости  $C_{p,x}$  и производной  $(\partial P / \partial T)_{p,x}$  при переходе из двухфазной в однофазную область. Ранее указывалось, что скач-

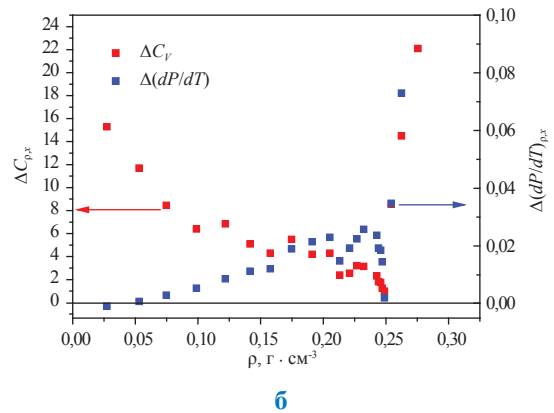
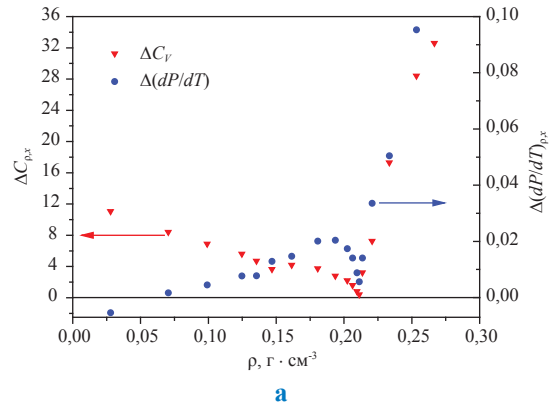
#### Критические параметры смеси метан-пентан

Концентрация пентана, мольн. доли	Критическая плотность, $\text{г} \cdot \text{см}^{-3}$	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа
0,0196	0,217±0,005	202±2	5,9±0,2
0,0345	0,256±0,005	203,7±0,7	6,1±0,2



**Рис. 1. Пограничные кривые смеси метан-пентан: а – в переменных ( $\rho, T$ ); б – в переменных ( $\rho, P$ ); в – в переменных ( $T, P$ ). Пунктирные кривые – результат обработки экспериментальных данных на теоретическую модель (9а и б). Сплошные кривые черного цвета – результат обработки соответствующих участков пограничных кривых на полиномы 5-й степени. Состав смесей указан на графиках**

ки этих величин обращаются в ноль в критических точках «жидкость – пар» многокомпонентных смесей [8]. На рис. 2 отражены результаты измерения этих скачков в смесях метан – 0,0196 м.д. пентана и метан – 0,0345 м.д. пентана.



**Рис. 2. Зависимость скачков изохорной теплоемкости  $C_{p,x}$  и производной  $(\partial P/\partial T)_{p,x}$  при переходе из двухфазной в однофазную область: а – смесь метан – 0,0196 м.д. пентана; б – смесь метан – 0,0345 м.д. пентана**

Согласно приведенным данным, критические плотности для изученных смесей приблизительно равны:

$\rho_c = 0,215 \text{ г/см}^3$  для смеси метан – 0,0195 м.д. пентана;

$\rho_c = 0,254 \text{ г/см}^3$  для смеси метан – 0,0345 м.д. пентана.

Эти величины с очень хорошей точностью совпадают со значениями критических плотностей, полученных на основании обработки экспериментальных данных на теоретическую модель (9а, б).

Таким образом, можно утверждать, что уравнения пограничных кривых рассмотренных смесей в переменных  $(\rho, T)$ ,  $(\rho, P)$  действительно имеют вид (9а, б). В общем случае можно предположить, что зависимость температуры  $T_{DBC}(\rho)$  и давления  $P_{DBC}(\rho)$  на пограничных кривых от плотности смеси может быть представлена в виде суммы двух слагаемых. Одно из них является аналитической функцией плотности и, соответственно, в окрестности критической точки может быть разложено в ряд по степеням безразмерного отклонения плотности смеси  $\rho$  от ее критического значения  $\rho_c$ :  $\Delta\rho = (\rho - \rho_c)/\rho_c$ . Второе слагаемое является существенно неаналитической функцией  $\Delta\rho$  и в главном порядке оказывается пропорциональным  $|\Delta\rho|^{(1-\alpha)/\beta}$ .

$$T_{DBC}(\rho) / T_c = 1 + T_{reg}^{(DBC)}(\Delta\rho) + C_T |\Delta\rho|^{(1-\alpha)/\beta};$$

$$P_{DBC}(\rho) / P_c = 1 + P_{reg}^{(DBC)}(\Delta\rho) + C_P |\Delta\rho|^{(1-\alpha)/\beta}.$$

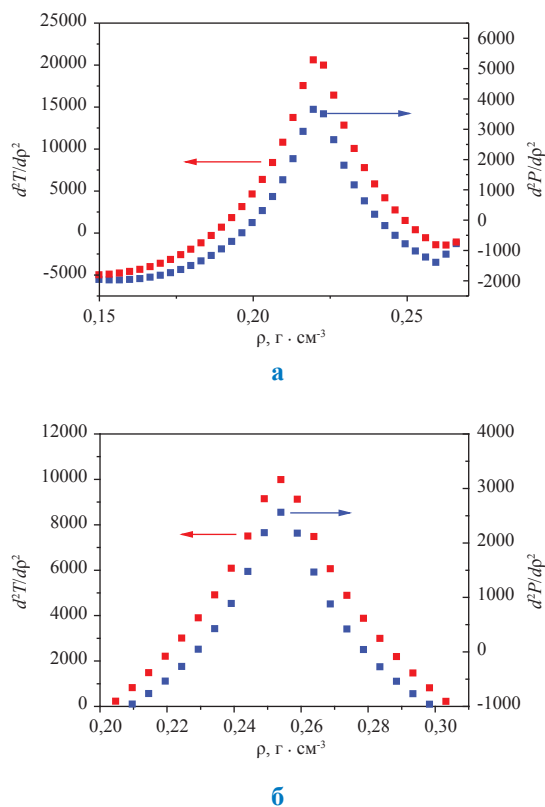
Из приведенных уравнений очевидно, что вторые производные  $d^2T_{DBC}/d\rho^2$  и  $d^2P_{DBC}/d\rho^2$

имеют в критической точке особенность типа «касп» (рис. 3), а третьи производные стремятся к бесконечности при  $\rho \rightarrow \rho_c$ .

Наличие «касп» во вторых производных позволяет предположить, что при достаточно точном описании пограничных кривых какими-либо аппроксимирующими функциями, например полиномами  $n$ -й степени,  $T_{DBC} = T_n(\rho)$  и  $P_{DBC} = P_n(\rho)$ . Вторые производные от этих полиномов по плотности должны иметь максимум при плотности, равной критической плотности смеси. Если это предположение справедливо, то критические параметры смесей могут быть найдены непосредственно из данных по их пограничным кривым. Учитывая, что авторов интересуют максимумы вторых производных от аппроксимирующих полиномов, их степень должна быть не меньше четырех.

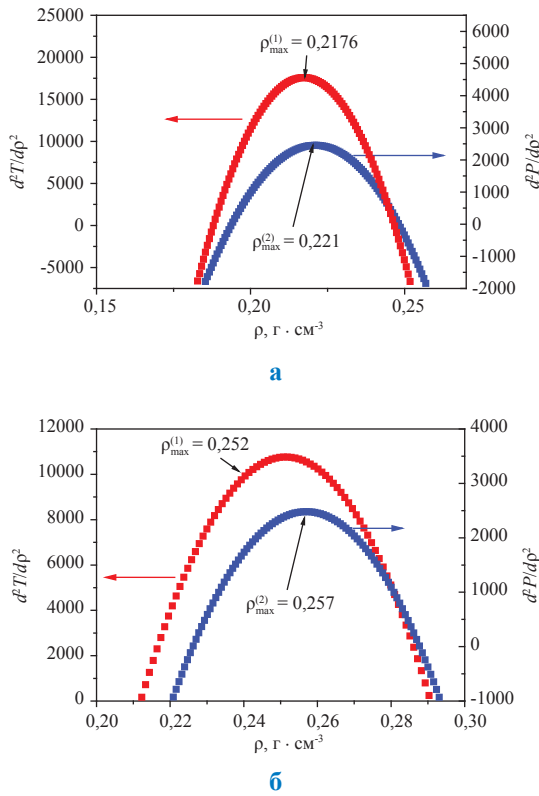
Вернемся к экспериментальным данным по фазовому поведению рассматриваемых смесей, представленных на рис. 1. Сплошные кривые черного цвета (см. рис. 1а и б) представляют собой описание пограничных кривых в достаточно широкой окрестности критических точек рассматриваемых смесей с помощью полиномов 5-й степени  $T_{DBC} = T_5(\rho)$  и  $P_{DBC} = P_5(\rho)$ . Области описания отмечены стрелками. В общем случае, когда положение критической точки смеси неизвестно, именно выбор области полиномиального описания представляет наибольшую проблему. Вторые производные от этих кривых по плотности представлены на рис. 4 и 5.

Согласно этим рисункам, производные  $d^2T_5/d\rho^2$  и  $d^2P_5/d\rho^2$  действительно имеют максимальное значение при плотностях, близких к критическим плотностям исследуемых смесей. Теоретически, если утверждение о существовании максимумов производных  $d^2T_n/d\rho^2$  и  $d^2P_n/d\rho^2$  в критических точках смеси верно, эти максимумы должны иметь место при одной и той же плотности, равной критической плотности смеси. Разумеется, в реальности плотности, соответствующие максимумам этих производных, всегда различаются. Однако близость этих плотностей друг к другу может служить критерием удачного или неудачного выбора области полиномиального описания пограничных кривых. Так, в смеси метан – 0,0196 м.д. пентана параметр  $\epsilon = 2(\rho_{max}^{(1)} - \rho_{max}^{(2)})/(\rho_{max}^{(1)} + \rho_{max}^{(2)})$  приблизительно равен 0,014, а в смеси метан – 0,0345 м.д. пентана – 0,02, что соответствует точности определения критической плотности смеси не хуже 1,5–2 %.



**Рис. 3. Вторые производные от теоретических пограничных кривых, полученных из обработки экспериментальных данных на модель (9а, б):**

**а – смесь метан – 0,0196 м.д. пентана;**  
**б – смесь метан – 0,0345 м.д. пентана**



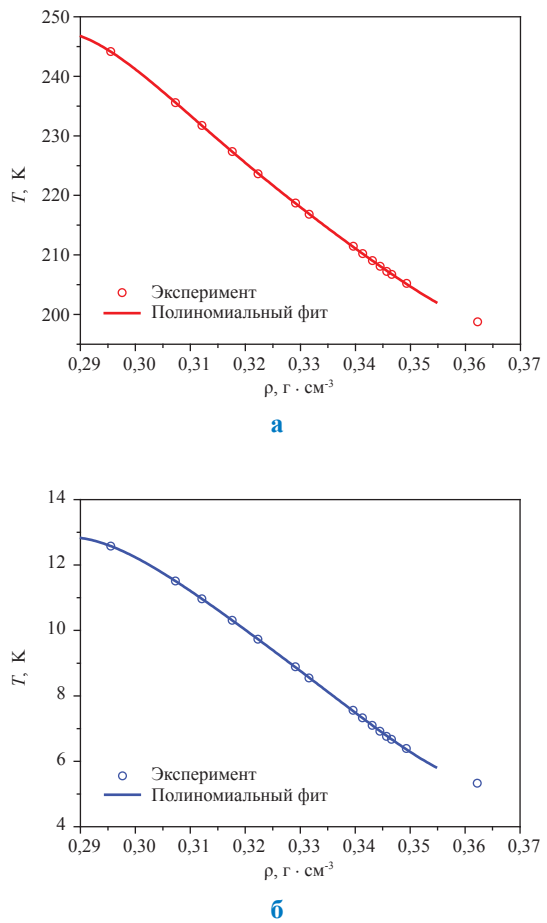
**Рис. 4. Вторые производные от уравнений пограничных кривых, полученных из обработки экспериментальных данных на полиномы 5-й степени:**  
**а – смесь метан – 0,0196 м.д. пентана;**  
**б – смесь метан – 0,0345 м.д. пентана**

**Смесь метан – 0,0899 м.д. пентана**

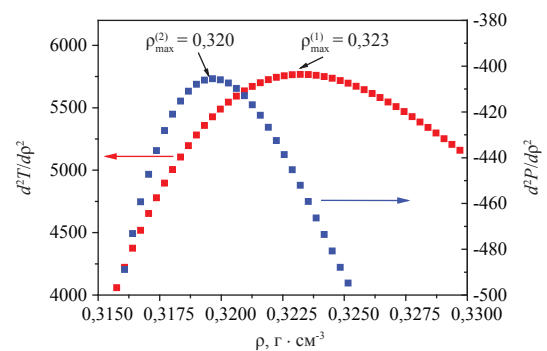
Отдельное рассмотрение этой смеси связано с чисто технической проблемой: полученные авторами экспериментальные данные по ее фазовому поведению лежат в достаточно узкой области давлений и температур и в связи с этим неудобны для их представления на рисунках вместе с точками, изображающими фазовое поведение двух рассмотренных выше смесей. Пограничные кривые этой смеси в переменных  $(\rho, T)$ ,  $(\rho, P)$  отражены на рис. 5.

Сплошные кривые на графиках рис. 5а, б представляют собой результат обработки экспериментальных данных на полиномы 5-й степени, соответственно,  $T_5(\rho)$  и  $P_5(\rho)$ . На рис. 6 показаны вторые производные  $d^2T_5 / d\rho^2$  и  $d^2P_5 / d\rho^2$  от этих полиномов.

В соответствии с правилом, изложенным выше, критическая плотность смеси лежит в области  $\rho_{\max}^{(1)} \geq \rho_c \geq \rho_{\max}^{(2)}$ , где  $\rho_{\max}^{(1)} = 0,323$  г/см<sup>3</sup>, а  $\rho_{\max}^{(2)} = 0,320$  г/см<sup>3</sup>.

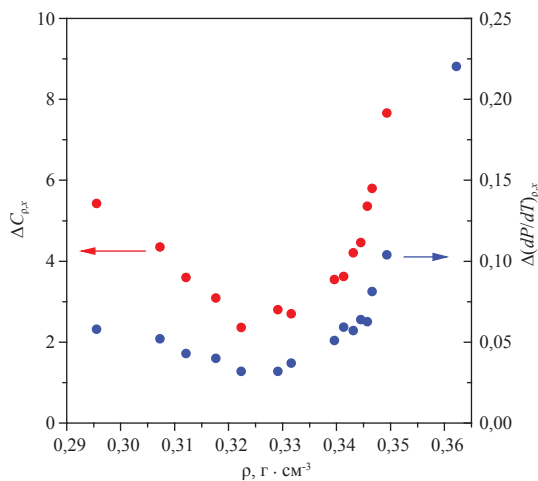


**Рис. 5. Пограничные кривые смеси метан – 0,0899 м.д. пентана: а – в переменных  $(\rho, T)$ ;**  
**б – в переменных  $(\rho, P)$**

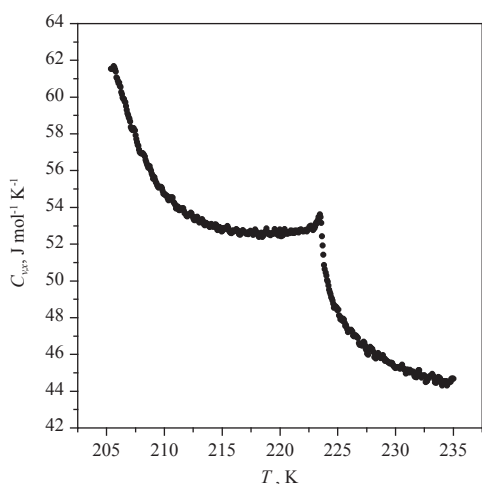


**Рис. 6. Вторые производные  $d^2T_5 / d\rho^2$  и  $d^2P_5 / d\rho^2$  от уравнений пограничных кривых, полученных из обработки экспериментальных данных на полиномы 5-й степени**

С целью проверки этого результата авторами были измерены скачки изохорной теплоемкости  $C_{p,x}$  и производной  $(\partial P/\partial T)_{p,x}$  при переходе из двухфазной в однофазную область, а также изохорная теплоемкость смеси. Результаты этих измерений представлены на рис. 7.



а



б

**Рис. 7. Зависимость скачков изохорной теплоемкости  $C_{p,x}$  и производной  $(\partial P/\partial T)_{p,x}$  при переходе из двухфазной в однофазную область: а – в смеси метан – 0,0899 м.д. пентана; б – изохорная теплоемкость той же смеси при  $\rho = 0,322 \text{ г} \cdot \text{см}^{-3}$**

Согласно данным рис. 7, минимальное значение скачков обеих термодинамических величин действительно достигается в найденном выше интервале плотностей. Изохорная теплоемкость смеси, измеренная при плотности  $\rho = 0,322 \text{ г} \cdot \text{см}^{-3}$ , также имеет характерный для

критической аномалии вид и свидетельствует о близости системы к критической точке.

Совпадение критической плотности, определенной из максимумов вторых производных от полиномов, аппроксимирующих пограничные кривые в переменных  $(T, \rho)$  и  $(P, \rho)$ , и экспериментально определенной критической плотности не вызывает сомнения.

Таким образом, можно считать доказанным, что зависимость температуры и давления от плотности на пограничной кривой многокомпонентной смеси носит неаналитический характер. Эта сингулярность приводит к аномальному поведению производных  $d^2T_{DBC}/d\rho^2$  и  $d^2P_{DBC}/d\rho^2$  в критической точке. Следствием этого аномального поведения вторых производных является изложенный выше простой алгоритм оценки критических параметров многокомпонентных смесей непосредственно по экспериментальным данным их фазового поведения. Недостатком указанного алгоритма является его сугубо эмпирический характер, однако именно с этим связано и его основное достоинство – использование данного алгоритма вообще не требует какой-либо теоретической модели фазового поведения смеси.

### Список литературы

1. Donnelly H.G. Phase Equilibria in the Carbon Dioxide-Methane System / H.G. Donnelly, D.L. Katz // *Ind. Eng. Chem.* – 1954. – V. 46. – P. 511.
2. Anisimov M. Heat Capacities in the Critical Region / M. Anisimov, J. Thoen // *The Royal Soc. Chem.* – 2010. – P. 307–308.
3. Abdulagatov I.M. Measurements and Crossover Equation of State of Pure n-Hexane and Dilute Aqueous n-Hexane Solutions in the Critical and Supercritical Regions / I.M. Abdulagatov, A.R. Bazaev, J.W. Magee et al. // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2005. – V. 44. – P. 1967.
4. Ivanov D.A. Static and dynamic light scattering measurements near the critical solution point of a ternary liquid mixture / D.A. Ivanov, J. Winkelmann // *Phys. Chem. Phys. Chem.* – 2004. – V. 6. – P. 3490.
5. Hernandez M.P. Crossover critical phenomena in an aqueous electrolyte solution: Light scattering, density and viscosity of the 3-methylpyridine + water + NaBr system / M.P. Hernandez, F. Ortega, R.G. Rubio // *J. Chem. Phys.* – 2003. – V. 119. – P. 4428.

6. Behrend R. The binary system triethylamine-water near its critical consolute point: An ultrasonic spectrometry, dynamic light scattering, and shear viscosity study / R. Behrend, T. Telgmann, U. Kaatz // *J. Chem. Phys.* – 2002. – V. 117. – P. 9828.
7. Воронов В.П. Скачки различных термодинамических производных на границе двухфазной области / В.П. Воронов, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов и др.; под ред. Б.А. Григорьева // *Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 6–19.
8. Belyakov M.Yu. Phase behavior and anomalies of thermodynamic properties in a multi-component near-critical fluid mixture / M.Yu. Belyakov, V.P. Voronov, E.E. Gorodetskii et al. // *Chem. Physics.* – 2009. – V. 362. – P. 85.
9. Паташинский А.З. Флуктуационная теория фазовых переходов / А.З. Паташинский, В.Л. Покровский. – М.: Наука, 1982. – 382 с.
10. Покровский В.Л. О возможности экспериментальной проверки гипотезы конформной инвариантности / В.Л. Покровский // *Письма в ЖЭТФ.* – 1973. – Т. 17. – 219 с.
11. Saam W.F. Asymmetric criticality in weakly compressible liquid mixtures / W.F. Saam // *Phys. Rev. A.* – 1970. – V. 2. – P. 1461.
12. Анисимов М.А. Критические явления в жидкостях и жидких кристаллах / М.А. Анисимов. – М.: Наука, 1987. – 271 с.
13. Voronov V.P. Phase behavior of methane-pentan mixture in bulk and porous media / V.P. Voronov, M.Yu. Belyakov, E.E. Gorodetskii et al. // *Transport in Porous Media.* – 2003. – V. 52. – P. 123.

УДК 665.5:536

В.П. Железный, А.С. Никулина, Б.А. Григорьев

## Новые структурно-аддитивные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов

**Ключевые слова:** термодинамические свойства, структурно-аддитивные комплексы, принципы скейлинга, прогнозирование, уравнение состояния.

**Keywords:** thermodynamic properties, structural-additive complex, scaling principles, prediction, equation of state.

Нефтегазовый комплекс России включает нефтегазодобывающую, нефтегазоперерабатывающую, нефтегазохимическую отрасли промышленности, сырьем для которых являются различного состава нефти, газовые конденсаты, природные газы и продукты их переработки. Эффективность эксплуатации предприятий нефтегазового комплекса определяется наличием данных о теплофизических свойствах сырья и промежуточных продуктов их переработки. К сожалению, эта информация для подавляющего большинства многокомпонентных углеводородных соединений отсутствует.

К настоящему времени для расчета теплофизических свойств углеводородов предлагаются различные феноменологические методы [1–5]. Среди многообразия предложенных в литературе корреляций для чистых веществ широкое применение получили методики, основанные на структурно-аддитивном определении некоторых свойств с использованием информации о строении химического соединения. Однако при изучении таких сложных объектов исследования, как нефти, газовые конденсаты, природный газ и продукты их переработки, получение информации о теплофизических свойствах в рамках известных структурных методов расчета (прогнозирования) превращается в достаточно трудную по нескольким причинам задачу.

Во-первых, нефти и их фракции являются сложными многокомпонентными расторами, которые состоят из газообразных, жидких и твердых углеводородов различного химического строения с числом атомов углерода до 100. Кроме того, нефти содержат примеси гетероорганических соединений серы, азота, кислорода и некоторых металлов. Во-вторых, точный состав нефтей из различных месторождений, как правило, неизвестен. Более доступной информацией являются ее групповой состав и некоторые характеристические параметры, такие как: показатель преломления при 20 °С, относительная плотность при 20 °С, средняя молярная масса и температура кипения. Эти параметры применяются при идентификации нефти и их фракций. В-третьих, современные структурно-аддитивные методы расчета свойств веществ хорошо зарекомендовали себя только при расчете критических параметров чистых веществ. Получение информации о других термодинамических свойствах в широком интервале параметров с использованием этих методов вряд ли представляется возможным. Накопленный опыт расчета теплофизических свойств веществ показывает, что далеко не все термодинамические функции могут быть рассчитаны с использованием структурно-аддитивных методов, а структурные доли (инкременты) зависят от температуры.

С учетом изложенного очевидно, что проблема дальнейшего развития методов прогнозирования свойств многокомпонентных углеводородов с использованием ограниченной исходной информации в настоящее время остается актуальной.

В опубликованных недавно статьях [6, 7] авторы для определения термодинамических параметров газовых конденсатов предложили использовать новую методику прогнозирования теплофизических свойств на линии кипения – SP-QSPR. В основу этой методики положено использование малокоэффициентных уравнений расширенного скейлинга (1)–(6) и установленных в работах [6] зависимостей между критическим молярным объемом и различными структурно-аддитивными комплексами:

$$a^2 = a_0 \cdot t^{n-\psi(t)}; \quad (1)$$



$$\sigma = \sigma_0 \cdot t^{\mu \cdot f(t)}; \tag{2}$$

$$\ln(n) = \ln(n_c) + B_n \cdot \Omega^{\beta \cdot F(\Omega)}; \tag{3}$$

$$\ln \omega' = B_1 \cdot \Omega^{\beta_1 \cdot F_1(\Omega)}; \tag{4}$$

$$\rho' - \rho'' = \rho_0 \cdot t^{\beta \cdot F(t)}; \tag{5}$$

$$\ln(1/\pi_s) = \alpha_R \cdot \Omega + b \cdot \Omega^c, \tag{6}$$

где  $a^2$  – капиллярная постоянная;  $\rho$  – плотность;  $n$  – показатель преломления;  $\sigma$  – поверхностное натяжение;  $a_0, \rho_0, \sigma_0, B_1, B_n$  – амплитуды, характеризующие индивидуальные свойства веществ;  $\alpha_R, b$  – индивидуальные коэффициенты, определяемые из опытных данных;  $c = 2,64$ ;  $\Omega = \ln(\bar{T}_c/T)$  и  $t = 1 - T/\bar{T}_c$  – приведенные температуры;  $n, \beta, \mu$  – критические показатели степени;  $\psi(t), f(t), F(t), F_1(\Omega), F(\Omega)$  – универсальные кроссоверные функции;  $\pi_s = \bar{P}_c/P_s$  – приведенное давление;  $\omega' = \rho'/\bar{\rho}_c$  – приведенная плотность насыщенной жидкости;  $\bar{T}_c, \bar{\rho}_c, \bar{P}_c$  – псевдокритические температура, плотность и давление.

Значения универсальных для различных веществ кроссоверных функций в интервале приведенных температур  $0,005 \leq t \leq 0,65$  могут быть рассчитаны по уравнениям [8, 9]:

$$F(t) = 1 - 1,2278 \cdot \frac{t^2}{\ln t} + 1,3282 \cdot \frac{t^3}{\ln t}; \tag{7}$$

$$f(t) = 1 - 0,03534 \cdot \frac{t^{1,5}}{\ln t} - 0,31656 \cdot \frac{t^2}{\ln t} + 0,34246 \cdot \frac{t^3}{\ln t}; \tag{8}$$

$$F_1(\Omega) = 1 - 1,113 \cdot \Omega^{0,4} / \ln \Omega; \tag{9}$$

$$F(\Omega) = 1 + 0,743 \cdot \Omega^{0,255} / \ln \Omega; \tag{10}$$

$$\psi(t) = 1 - 0,04762 \cdot \frac{t^{1,5}}{\ln t}. \tag{11}$$

Следует отметить, что метод SP-QSPR применительно к сложным термодинамическим системам, в отличие от существующих структурно-аддитивных методов расчета теплофизических свойств на линии кипения, не опирается на информацию о структурных долях компонентов нефти. Для реализации этого метода достаточно располагать информацией о групповом составе углеводородов объекта исследования и нескольких характеристических параметрах. Объем исходной информации для расчета псевдокритических параметров, плотности, вязкости, поверхностного натяжения в широком интервале температур приведен в табл. 1.

В качестве примера для верификации предложенной модели прогнозирования теплофизических свойств авторы использовали данные о теплофизических свойствах Мангышлакской нефти, информация о которых содержится в монографии [1].

Был применен следующий алгоритм прогнозирования теплофизических свойств фракций Мангышлакской нефти:

- определение группового углеводородного состава нефти или ее фракций (при отсутствии информации);
- расчет псевдокритических параметров фракций нефти;
- расчет плотности фракций нефти и амплитуд (коэффициентов уравнений (4), (5));
- прогнозирование давления насыщенных паров на линии кипения с использованием уравнения (6);
- определение значений парахора, ортохора с использованием уравнений связи между структурно-аддитивными комплексами [6];
- прогнозирование поверхностного натяжения и вязкости фракций нефти на линии кипения.

Таблица 1

**Свойства Мангышлакской нефти (технологические фракции)**

Диапазон выкипания, °С	Физико-химические свойства фракций нефти (исходная информация)				Концентрация углеводородов (расчет по формулам (12)–(16))		
	$n_D^{20}$	$\rho_4^{20}$	$M$	$T_{bv}, K$	$X_{p2}, \%$	$X_n, \%$	$X_{c2}, \%$
НК–62	1,3712	0,656	81	322,1	91,4	8,6	–
НК–20	1,402	0,7222	96	367,4	66,67	19,26	14,07
62–140	1,406	0,7283	109	380,7	63,44	21,76	14,8
НК–180	1,4138	0,7432	119	399,7	57,75	24,3	17,95
140–180	1,4262	0,7652	148	437,3	48,91	28,75	22,34
180–240	1,439	0,7891	160	485,7	41,37	30,25	28,38

Групповой углеводородный состав нефтей является наиболее доступным и важным показателем их качества, определяющим выбор метода переработки, ассортимент и эксплуатационные свойства получаемых нефтепродуктов. В нефтях содержатся в различных соотношениях практически все классы углеводородов: алканы, цикланы, арены, а также гетероатомные соединения.

С целью минимизации объема исходной информации при верификации методики SP-QSPR авторы специально не рассматривали в качестве исходной информации данные о групповом углеводородном составе для Мангышлакской нефти. Для определения состава ее фракций использовалась методика, представленная в монографии [1]. Выбор данной методики определения концентрации углеводородов во фракциях Мангышлакской нефти обусловлен отсутствием в объеме исходной информации данных о вязкости.

Мольная концентрация парафиновых  $X_p$ , нафтеновых  $X_n$  и ароматических  $X_a$  углеводородов во фракциях Мангышлакской нефти рассчитывается по следующим зависимостям [1] (для легких фракций  $M < 200$ ):

$$X_p = 373,87 - 408,29 \cdot \rho_{15}^{15} + 1,4772 \cdot m; \quad (12)$$

$$X_n = -150,27 + 210,155 \cdot \rho_{15}^{15} - 2,388 \cdot m; \quad (13)$$

$$X_a = 100 - X_p - X_n, \quad (14)$$

где  $\rho_{15}^{15}$  – относительная плотность;  $m$  – параметр, зависящий от структуры углеводорода.

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + 0,0035 / \rho_4^{20}; \quad (15)$$

$$m = M \cdot (n_D^{20} - 1,4750), \quad (16)$$

где  $M$  – средняя молярная масса.

Полученные результаты определения группового состава Мангышлакской нефти представлены в табл. 1. Согласно приведенным в ней данным, в исходной информации для расчета теплофизических свойств фракций Мангышлакской нефти отсутствуют значения плотности на линии кипения в ограниченном интервале температур. Поэтому расчет псевдокритических параметров производился в одножидкостном приближении в рамках гипотезы о неизменности группового углеводородного состава.

В соответствии с этой гипотезой для расчета псевдокритических параметров фракций нефти целесообразно использовать модель эквивалентного углеводорода (эквивалентного алкана, эквивалентного нафтена, эквивалентного ароматического углеводорода) [6]. Эти углеводороды должны иметь температуру кипения, близкую к температуре выкипания фракции нефти. В таком случае псевдокритические параметры фракций нефти рекомендуется [6] рассчитывать с использованием простых правил аддитивности для эквивалентных углеводородов:

$$\bar{T}_c = T_c^p \cdot X_p + T_c^n \cdot X_n + T_c^a \cdot X_a; \quad (17)$$

$$\bar{P}_c = P_c^p \cdot X_p + P_c^n \cdot X_n + P_c^a \cdot X_a; \quad (18)$$

$$\bar{\rho}_c = \rho_c^p \cdot X_p + \rho_c^n \cdot X_n + \rho_c^a \cdot X_a, \quad (19)$$

где  $T_c^p, T_c^n, T_c^a$  – критические температуры эквивалентных углеводородов (парафина, нафтена и ароматических);  $P_c^p, P_c^n, P_c^a$  – критические давления эквивалентных углеводородов (парафина, нафтена и ароматических);  $\rho_c^p, \rho_c^n, \rho_c^a$  – критические плотности эквивалентных углеводородов (парафина и нафтена и ароматических);  $X_p, X_n, X_a$  – мольные концентрации парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов во фракции нефти.

Вычисленные по предложенной методике значения псевдокритических параметров для фракций Мангышлакской нефти приведены в табл. 2. Там же указаны значения псевдокритических температур и плотностей, рассчитанные по формулам Риози и Дюуберта [10].

Анализ данных табл. 2 показывает, что значения, полученные в рамках модели эквивалентных углеводородов (без привлечения эмпирической информации), хорошо согласуются с результатами расчета по формулам Риози и Дюуберта [10].

Для расчета плотности нефтяных фракций на линии кипения использовалось уравнение расширенного скейлинга (4). Значение единственного неизвестного коэффициента  $B_1$  в корреляции (4) получено из данных о плотности при  $t = 20$  °C (см. табл. 1):

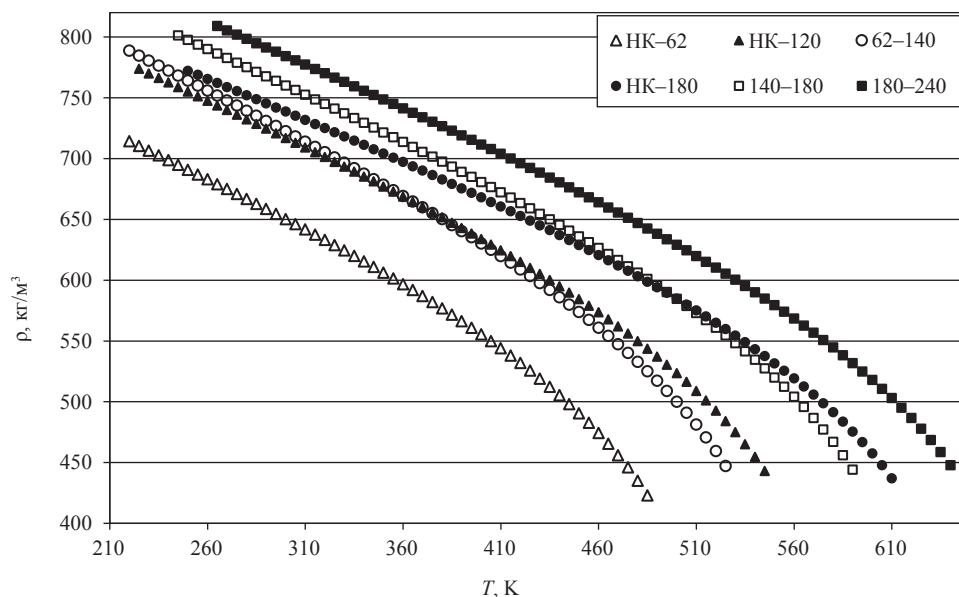
$$B_1 = \frac{\ln\left(\frac{\rho_{20}}{\rho_c}\right)}{\tau^{\beta \cdot F(\tau)}}. \quad (20)$$

Таблица 2

**Псевдокритические параметры фракций Мангышлакской нефти**

Диапазон выкипания, °С	$\bar{T}_c$ , К	$\bar{P}_c$ , МПа	$\bar{\rho}_c$ , кг/м <sup>3</sup>	$\bar{T}_c$ , К [11]	$\bar{P}_c$ , МПа [11]	$\bar{\rho}_c$ , кг/м <sup>3</sup> [11]
НК-62	510,799	3,369	246,421	491,475	3,360	245,707
НК-120	574,478	2,890	253,874	549,447	3,088	254,334
62-140	553,618	3,047	252,2476	562,744	2,899	253,335
НК-180	640,352	2,394	253,796	583,284	2,714	253,645
140-180	618,394	2,559	254,702	621,380	2,357	252,646
180-240	673,289	2,146	250,787	668,241	1,984	250,859

Температурные зависимости плотности фракций нефти на линии кипения представлены на рис. 1.



**Рис. 1. Температурные зависимости плотности фракций Мангышлакской нефти**

Информация о качестве рассчитанных значений плотности Мангышлакской нефти получена при сопоставлении с данными, приведенными в монографии [1]. В качестве интегральных критериев погрешности использовались следующие величины:

$$AVR = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N |Y_i^{[1]} - Y_i^{calc}|; \tag{21}$$

$$RMS = \frac{100\%}{N} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(Y_i^{[1]} - Y_i^{calc})^2}{(Y_i^{calc})^2}}; \tag{22}$$

$$AAD = \frac{100\%}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left| \frac{Y_i^{[1]} - Y_i^{calc}}{Y_i^{calc}} \right|; \tag{23}$$

$$Bias = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (Y_i^{[1]} - Y_i^{calc}), \tag{24}$$

где  $Y^{calc}$  – рассчитанное значение теплофизического свойства;  $Y^{[1]}$  – данные, приведенные в работе [1];  $N$  – число рассчитанных значений физической величины.

В табл. 3 отражены значения критериев погрешности расчета плотности фракций Мангышлакской нефти.

Таблица 3

**Значения критериев погрешности расчета плотности фракций Мангышлакской нефти в диапазоне приведенных температур  $0,05 \leq t \leq 0,6$**

Диапазон выкипания, °С	$ADD$ , %	$Bias$ , кг/м <sup>3</sup>	$RMS \cdot 10^1$ , %	$AVR$ , кг/м <sup>3</sup>
НК-62	0,39	-1,7	0,65	2,1
НК-120	0,39	-2,1	0,61	2,2
62-140	0,38	-1,9	0,60	2,2
НК-180	0,41	-2,2	0,57	2,3
140-180	0,39	-2,1	0,56	2,2
180-240	0,36	-2,0	0,49	2,1

Информация о давлении насыщенных паров фракций нефти является едва ли не самой востребованной при проектировании и эксплуатации оборудования предприятий нефтеперерабатывающих заводов. Данные о давлении насыщенных паров на линии кипения необходимы для определения числа ступеней разделения и температурных полей в ректификационной колонне.

Для прогнозирования давления насыщенных паров фракций нефти авторы предлагают использовать малокоэффициентную корреляцию (6). Значения коэффициентов  $\alpha_r$  и  $b$ , входящих в эту корреляцию, могут быть определены с использованием данных о средней объемной температуре кипения  $T_{bv}$ . Этой информации достаточно для расчета фактора ацентричности по формулам, представленным в работе [4]:

$$\omega = \frac{3}{7} \cdot \frac{\theta}{1-\theta} \cdot \lg \bar{P}_c - 1 \quad (25)$$

или

$$\omega = \frac{-\ln \bar{P}_c - 5,92714 + 6,09648 \cdot \theta^{-1} + 1,28862 \cdot \ln \theta - 0,169347 \cdot \theta^6}{15,2518 - 15,6875 \cdot \theta^{-1} - 13,4721 \cdot \ln \theta + 0,43577 \cdot \theta^6}, \quad (26)$$

где  $\bar{P}_c$  – выражено в физических единицах;  $\theta = \frac{T_{bv}}{T_c}$ .

Располагая значением фактора ацентричности, можно определить значение критерия Риделя уравнения (6) по корреляции, предложенной в работе [11]:

$$\alpha_r = 4,919 \cdot \omega + 5,811. \quad (27)$$

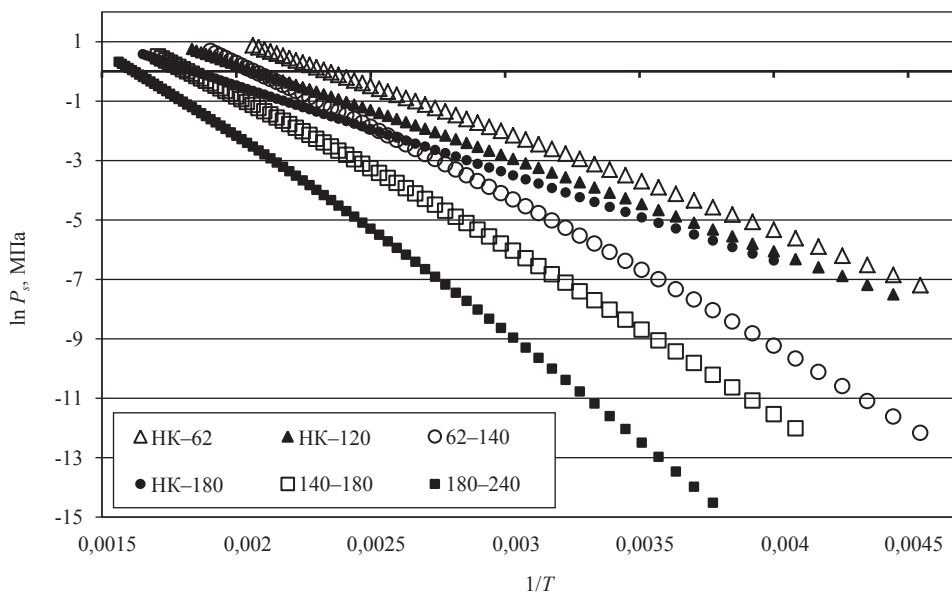
Значение оставшегося неизвестным коэффициента  $b$  в уравнении (6) определялось с использованием информации о средней объемной температуре кипения  $T_{bv}$ :

$$b = \frac{\ln \frac{\bar{P}_c}{P_{nb}} - \alpha_r \cdot \ln \frac{\bar{T}_c}{T_{bv}}}{\ln \frac{\bar{T}_c}{T_{bv}}^{2,64}}, \quad (28)$$

где  $P_{nb}$  – нормальное атмосферное давление ( $P_{nb} = 1$  атм).

Температурные зависимости давления насыщенных паров фракций Мангышлакской нефти представлены на рис. 2.

Так как авторы не располагают информацией о давлении насыщенных паров для фракций Мангышлакской нефти, сравнение качества предложенной методики выполнено для газовых конденсатов.



**Рис. 2. Температурные зависимости давления насыщенных паров фракций Мангышлакской нефти**

Информация о погрешности рассчитанных значений давления насыщенных паров для газовых конденсатов получена при сопоставлении с данными, приведенными в монографии [2] (табл. 4).

Таблица 4

**Значения критериев погрешности расчета давления насыщенных паров для газовых конденсатов в диапазоне приведенных температур  $0,25 \leq t \leq 0,6$**

Месторождение	<i>ADD</i> , %	<i>Bias</i> · 10 <sup>2</sup> , МПа	<i>RMS</i> , %	<i>A/R</i> · 10 <sup>2</sup> , МПа
Астраханское	0,87	0,75	0,25	0,75
Карачаганакское	0,23	-0,17	0,06	0,17
Уренгойское	0,49	-0,33	0,16	0,33
Шурган	0,66	-0,23	0,27	0,23

Данные о поверхностном натяжении нефтяных фракций в литературе практически отсутствуют. В рамках реализации модели SP-QSPR для расчета поверхностного натяжения фракций нефти достаточно располагать исходной информацией, приведенной в табл. 1. Для этого необходимо воспользоваться одним из предложенных авторами уравнений, которые устанавливают связь изингового значения парахора [ $P_c$ ] с мольным объемом при различных температурах:

$$[P_c] = 1,944 \cdot V_{nb}; \tag{29}$$

$$[P_c] = 3,027 \cdot V_0; \tag{30}$$

$$[P_c] = 0,768 \cdot \bar{V}_c; \tag{31}$$

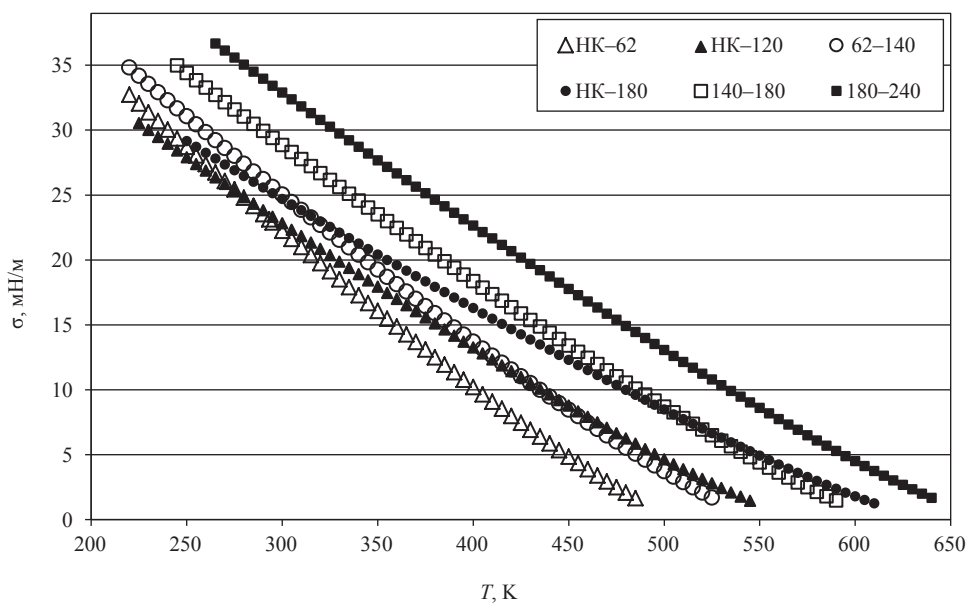
где  $V_{nb}$  – мольный объем при температуре нормального кипения;  $V_0$  – мольный объем переохлажденной до  $T = 0$  К жидкости;  $\bar{V}_c$  – псевдокритический мольный объем.

С учетом погрешности определения мольного объема фракций нефти вполне определенные преимущества имеет соотношение (29), поскольку значения  $V_0$  и  $\bar{V}_c$  получены экстраполяцией уравнения (4) на значения температур  $T = 0$  К и  $T = \bar{T}_c$ .

Полученная информация об изинговом парахоре позволяет рассчитать значение единственного коэффициента в уравнении (2) – критической амплитуды для поверхностного натяжения:

$$\sigma_0 = \left( \frac{[P_c] \cdot \rho_0}{M} \right)^{\mu/\beta} \quad (32)$$

Температурные зависимости поверхностного натяжения фракций Мангышлакской нефти представлены на рис. 3.



**Рис. 3. Температурные зависимости поверхностного натяжения фракций Мангышлакской нефти**

В табл. 5 отражены значения критериев погрешности расчета поверхностного натяжения фракций Мангышлакской нефти в сопоставлении с данными, приведенными в монографии [1].

Таблица 5

**Значения критериев погрешности расчета поверхностного натяжения фракций Мангышлакской нефти в диапазоне приведенных температур  $0,1 \leq t \leq 0,55$**

Диапазон выкипания, °С	<i>Bias</i> , мН/м	<i>RMS</i> , %	<i>AVR</i> , мН/м
НК-62	-3,57	2,86	3,57
НК-120	-1,43	1,07	1,43
62-140	-2,51	1,74	2,51
НК-180	-1,42	1,04	1,42
140-180	-2,91	1,72	2,91
180-240	-4,32	2,22	4,32

Выполненный анализ показывает, что данные о динамической вязкости жидкостей, рассчитанные в широком интервале температур по представленным в литературе методам прогнозирования, обладают высокой погрешностью [1–5] вследствие нескольких причин, объясняющих низкое качество предложенных корреляций:

- в широком интервале температур значения вязкости жидкостей изменяются на несколько порядков;

• узкий интервал температур, в котором вязкость проявляет автомодельность, объясняется ростом влияния ориентационных эффектов в жидкой фазе при приведенных температурах  $t \geq 0,4$  [12].

С другой стороны, при изучении вязкости нефтей нет технических проблем измерения вязкости при температурах ниже средней объемной температуры кипения  $T_{bv}$ . Поэтому ограниченные экспериментальные данные о вязкости фракций нефти в узком интервале температур могут быть получены сравнительно легко. При этом остается проблема выбора малокоэффициентных уравнений для расчета вязкости нефтей и их фракций на линии кипения в широком интервале параметров.

В рамках реализации модели SP-QSPR для прогнозирования вязкости фракций нефти авторы рекомендуют использовать предложенную в работе [12] корреляцию:

$$\frac{1}{\eta} = a_{\eta}(V - Or)^{b_{\eta}}, \tag{33}$$

где  $a_{\eta}$  и  $b_{\eta}$  – эмпирические коэффициенты, определяемые по экспериментальным данным;  $Or$  – ортохор (мольный объем жидкости при температуре кристаллизации). Его значение может быть рассчитано в рамках модели SP-QSPR с использованием зависимостей между структурно-аддитивными термодинамическими функциями и комплексами [6]:

$$Or = 0,788 \cdot V_{nb}; \tag{34}$$

$$Or = 1,227 \cdot V_0; \tag{35}$$

$$Or = 0,4053 \cdot [P_c]; \tag{36}$$

$$Or = 0,3113 \cdot V_c, \tag{37}$$

где  $V_0 = \frac{M}{\rho_0}$ .  $\tag{38}$

Два оставшихся в уравнении (33) неизвестных коэффициента  $a_{\eta}$  и  $b_{\eta}$  можно определить по зависимостям (39) и (40), располагая эмпирической информацией о вязкости при двух температурах (например, при  $T_{293}$  и температуре нормального кипения  $T_{nb}$ ):

$$a_{\eta} = \exp\left(\frac{\ln(V_2 - Or) \cdot \ln \eta_1 - \ln(V_1 - Or) \cdot \ln \eta_2}{\ln(V_1 - Or) - \ln(V_2 - Or)}\right); \tag{40}$$

$$b_{\eta} = \frac{\ln \eta_2 - \ln \eta_1}{\ln(V_1 - Or) - \ln(V_2 - Or)}. \tag{41}$$

Предложенную в работе [12] корреляцию рекомендуется применять в диапазоне приведенных температур  $0,1 \leq t \leq 0,5$ .

При анализе данной модели прогнозирования авторы не располагали необходимой исходной информацией для фракций Мангышлакской нефти. Поэтому указанная методика прогнозирования вязкости была протестирована на газовых конденсатах.

Информация о качестве рассчитанных значений вязкости для газовых конденсатов получена при сопоставлении с данными, приведенными в монографии [2] (табл. 6).

Таким образом, проведенная верификация предложенной методики прогнозирования вязкости газовых конденсатов показывает, что она может быть рекомендована при выполнении инженерных расчетов.

Полученные в результате прогнозирования теплофизических свойств фракций Мангышлакской нефти значения коэффициентов уравнений (1)–(6) приведены в табл. 7.

В статье рассмотрены возможности применения модели SP-QSPR для прогнозирования теплофизических свойств фракций Мангышлакской нефти в широкой области параметров состояния. Показано, что при вычислении различных теплофизических свойств веществ можно использовать такие конститутивные комплексы, как ортохор, значения изинго-

Таблица 6

**Значения критериев погрешности расчета вязкости для газовых конденсатов в диапазоне приведенных температур  $0,25 \leq t \leq 0,5$**

Месторождение	<i>Bias</i> , мкПаc	<i>RMS</i> , %	<i>A/R</i> , мкПаc
Астраханское	9,4	2,7	18,6
Карачаганакское	4,5	1,9	15,3
Оренбургское	-0,1	0,9	9,1
Уренгойское	2,4	1,2	7,2
Шурган	7,3	1,2	11,9

Таблица 7

**Значения коэффициентов уравнений (1)–(6) для рассмотренных фракций  
Мангышлакской нефти**

Диапазон выкипания, °С	$\rho_0$	$\sigma_0$	$\alpha_R$	$b$	$B_1$
НК–62	971,31	71,22	6,512	4,608	1,577
НК–120	1000,69	61,33	5,846	3,659	1,618
62–140	994,25	70,71	8,046	7,243	1,660
НК–180	1000,38	58,39	5,170	2,796	1,615
140–180	1003,95	70,86	7,876	6,946	1,668
180–240	988,52	73,91	8,660	8,666	1,702

вого парахора, мольный объем переохлажденной до  $T = 0$  К жидкости, а также мольный критический объем. Наличие корреляций между конститутивными свойствами, критическими параметрами и амплитудами, открывает широкие возможности для прогнозирования тер-

модинамических свойств смесей углеводородов в широких интервалах параметров состояния. Применение предложенной методики целесообразно при оценке термодинамических свойств фракций нефти в условиях использования ограниченной эмпирической информации.

### Список литературы

1. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов; под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Изд. МЭИ, 1999. – 372 с.
2. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Лапчиков; под общ. ред. Б.А. Григорьева. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007. – 344 с.
3. Методы расчета теплофизических свойств газов и жидкостей / ВНИПИНефть, Термодинамический Центр В/О «Нефтехим». – М.: Химия, 1974. – 248 с.
4. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер. с англ. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
5. VDI Heat Atlas. – Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.
6. Железный В.П. Новые структурно-аддитивные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов. Ч. 1: Прогнозирование псевдокритических параметров газовых конденсатов и их фракций / В.П. Железный, А.С. Маркварт; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 207–219.
7. Железный В.П. Новые структурно-аддитивные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов. Ч. 2: Термодинамические свойства газовых конденсатов / В.П. Железный, А.С. Маркварт, Б.А. Григорьев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 353–370.
8. Zhelezny V.P. The Temperature Dependence of Parachor / V.P. Zhelezny, Yu.V. Semenyuk, S.N. Ancherbak et al. // Russian Journal of Physical Chemistry A. – 2009. – Vol. 83 – № 2. – P. 182–186.
9. Zhelezny V.P. The Methods of Prediction of the Properties for Substances on the Coexistence Curve Including Vicinity of the Critical Point / S.J. Rzoska, V.P. Zhelezny // Proceedings of the NATO Advanced Research Workshop on Nonlinear Dielectric Phenomena in Complex Liquids. Jaszowiec-Ustron. – Poland, 2003. – P. 163–175.
10. Riazi M.R. Simplified property prediction / M.R. Riazi, Th.E. Daubert // Hydrocarbon Processing. – 1980. – Vol. 59. – № 3. – P. 115–116.
11. Филиппов Л.П. Методы расчета и прогнозирования свойств веществ / Л.П. Филиппов. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 252 с.
12. Sechenniyh V.V. Predicting the Viscosity of Halogenated Alkane Mixtures at the Boiling Line / V.V. Sechenniyh, V.P. Zhelezny // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2010. – V. 84. – № 6. – P. 1079–1081.



УДК 532.546.3; 536.717

**В.М. Зайченко, В.В. Качалов, И.Л. Майков, В.М. Торчинский**

## Моделирование волнового воздействия на газоконденсатную систему

Газовый конденсат представляет собой сложную смесь метана и высших производных метанового ряда. Фазовая диаграмма такой смеси содержит так называемую «ретроградную область», т.е. область, в которой при понижении давления возможно образование ретроградной жидкости, испаряющейся с дальнейшим уменьшением давления. При отборе конденсата из продуктивного пласта происходят падение давления и изменение температуры вблизи забоя скважины. Газоконденсатная смесь в призабойной зоне частично конденсируется с образованием ретроградной жидкости (конденсатной «пробки»), которая заполняет поровое пространство и препятствует выходу газовой фазы [1].

Волновые технологии воздействия на многофазные системы могут найти применение для интенсификации технологических процессов в добыче газоконденсата, повышения дебита газа и проницаемости пласта. Для преодоления или снижения фильтрационного сопротивления могут быть использованы волновые (акустические воздействия) на призабойную зону пласта. С помощью циклических волновых воздействий можно изменить проницаемость и таким образом способствовать извлечению газа и конденсата при разработке газоконденсатных месторождений на истощение.

Целью настоящей статьи является теоретическое исследование разрушения газоконденсатной пробки при волновом воздействии и определение оптимальных параметров этого воздействия.

### Математическая модель

Нестационарные процессы, происходящие при фильтрации углеводородной смеси в пористом коллекторе, моделировались в одномерном приближении в изотермических условиях. По структуре математическая модель состоит из двух частей – гидродинамической, описывающей процесс двухфазной фильтрации в пористой среде в приближении закона Дарси, и термодинамической, в рамках которой с помощью уравнений состояния для смеси в паровой и жидкой фазах рассчитываются коэффициенты сжимаемости смеси и параметры фазового равновесия системы [2].

Запишем уравнения сохранения для каждой фазы с учетом обобщенного закона Дарси:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(m\rho_1 s)}{\partial t} &= -\frac{\partial}{\partial x} k \cdot \frac{f_1(s)}{\mu_1} \frac{\partial P_1}{\partial x} - W; \\ \frac{\partial(m\rho_2(1-s))}{\partial t} &= -\frac{\partial}{\partial x} k \cdot \frac{f_2(s)}{\mu_2} \frac{\partial P_2}{\partial x} + W, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $m$  – пористость;  $s$  – газонасыщенность;  $k$  – абсолютная проницаемость;  $i$  – номер фазы (1 – газ, 2 – жидкость);  $\mu_i$  – коэффициент динамической вязкости;  $\rho_i$  – плотность;  $P_i$  – давление;  $f_i$  – функция относительной фазовой проницаемости;  $W$  – удельная скорость образования жидкой фазы из газообразной;  $t$  – время;  $x$  – координата. Система уравнений (1) дополняется уравнениями состояний для газовой и жидкой фаз. Предполагается равенство давлений в фазах ( $P_1 = P_2 = P$ ).

**Ключевые слова:** модель двухфазной фильтрации, углеводородная смесь, газоконденсатный флюид, термобарические условия, волновое воздействие.

**Keywords:** model two-phase flow, hydrocarbon mixture, gas condensate fluid, pressure and temperature conditions, the wave impact.

Выражение для удельной скорости образования жидкой фазы из газообразной при численном решении имеет вид [2, 3]:

$$W = -\rho_1 s m \frac{m_2 z_1 (1-w)}{m_1 z_2 w} k \cdot \frac{f_1(s)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{1}{\Delta x},$$

где  $w$  – мольная доля газовой фазы;  $\Delta x$  – размер расчетной ячейки.

При моделировании волнового воздействия на пласт в отличие от работы [3] на границе использовались периодические условия для давления:

$$P(x=0) = P_0, P(x=L) = P_L + \delta(1 + \sin(\omega t)), \quad (2)$$

где  $P_0$  – невозмущенное давление (давление в пласте);  $P_L$  – постоянная составляющая давления на границе;  $\delta$  – амплитуда колебаний давления на границе;  $\omega$  – частота колебаний;  $L$  – характерный размер. В качестве начального условия выбиралось

$$P(x, t=0) = P_0. \quad (3)$$

Для других переменных граничные и начальные условия ставились аналогично.

Для расчета свойств бинарной смеси в паровой и жидкой фазах использовалось обобщенное кубическое четырехкоэффициентное уравнение состояния Ван-дер-Ваальсового типа [4], разработанное специально для природных нефтегазоконденсатных смесей для давлений до 100 МПа и температур до 200 °С.

## Результаты

На первом этапе моделирования были использованы экспериментальные данные по образованию газоконденсатной пробки [3]: абсолютная проницаемость –  $10^{-11}$  м<sup>2</sup>; мольная доля метана в исходной смеси – 0,75; пористость – 0,33; температура – 310 К; давление на левой границе участка – 117 атм; давление на правой границе участка ( $P_0$ ) – 45 атм; длина участка – 2 м.

Зависимость расхода газа от времени представлена на рис. 1.

С течением времени происходит накопление жидкой фазы, значение фазовых проницаемостей уменьшается. Выход газа практически завершается при временах более 150 с. Аналогичная картина наблюдается и в эксперименте, указанном в работе [3].

При расчетах по описывающим волновое воздействие уравнениям (1) с граничными и

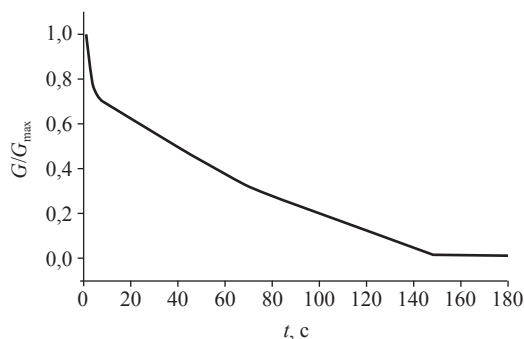


Рис. 1. Зависимость расхода газа от времени

начальными условиями (2) и (3) в качестве начальных условий использовались результаты, полученные при  $\delta = 0$  (невозмущенное течение с образованием пробки – режим, представленный на рис. 1).

Зависимость разрушения пробки от частоты внешнего воздействия при различных амплитудах показана на рис. 2.

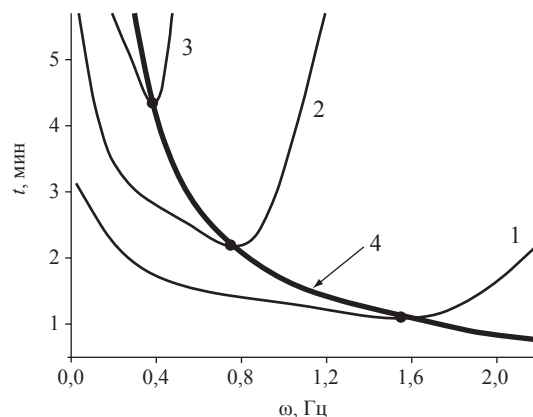


Рис. 2. Зависимость времени разрушения пробки от частоты внешнего воздействия при различных амплитудах воздействия:  
1 –  $\delta = 24,5$  атм; 2 –  $\delta = 17,5$  атм;  
3 –  $\delta = 10,5$  атм; 4 – огибающая минимального времени

Расчеты проводились до полного восстановления расхода газа: при заданной амплитуде воздействия варьировалась частота внешнего воздействия.

Характерной особенностью представленных зависимостей является наличие минимума, который соответствует минимуму времени разрушения пробки при заданной амплитуде воздействия для определенной (резонансной) частоты.

Наличие минимума на определенной частоте можно объяснить следующим образом. При воздействии на малых частотах в газоконденсат передается количество энергии, недостаточное для приведения в движение существенной массы газа и жидкости (небольшое увеличение расхода наблюдается при любых частотах). С увеличением частоты в движение вовлекается все большее количество газоконденсата, и эта движущаяся масса выводит из состояния покоя «пробку» (изменяются проницаемости, вязкости, распределения давления и т.д.). При дальнейшем увеличении частоты воздействия газоконденсат не успевает за пришедшей волной возмущения за счет инерционных эффектов. Энергия волны воздействия будет переходить в тепло. Кривая 4 представляет кривую минимальных времен разрушения газоконденсатной пробки при различных параметрах внешнего воздействия (амплитуда и частота).

Определим безразмерные переменные следующим образом:

$$x^* = \frac{x}{L}, t^* = \frac{t}{T_0}, P^* = \frac{P}{P_0 - P_L}, \rho_1^* = \frac{\rho_1}{\rho_0}, \rho_2^* = \frac{\rho_2}{\rho_0},$$

$$\mu_1^* = \frac{\mu_1}{\mu_0}, \mu_2^* = \frac{\mu_2}{\mu_0}, s^* = \frac{s}{s_0}, W^* = \frac{W}{W_0},$$

где  $\rho_0, \mu_0, s_0$  – плотность, вязкость газовой фазы и газонасыщенность в начальный момент времени;  $W_0$  – скорость образования жидкой фазы при давлении начала конденсации.

Используя методы теории подобия, получим следующие безразмерные параметры:

$$\Psi = \frac{k}{L^2}, \xi = \frac{\delta}{P_0 - P_L}, \eta = \frac{\tau}{T_w},$$

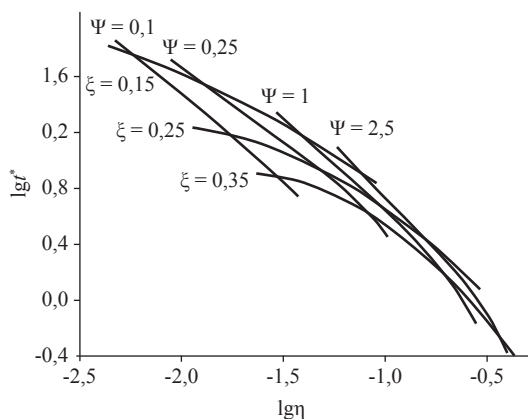
где  $\tau = \frac{m\mu_0}{P_0 - P_L}, T_w = \frac{2\pi}{w}$ .

Для удобства использования безразмерных критериев масштабируем величину  $\tau$ , введем  $T_0$  и  $\Psi$ :

$$T_0 = \frac{m\mu_0 10^{12}}{P_0 - P_L} = 10^{12} \tau, \Psi = 10^{12} \psi.$$

Зависимость безразмерного времени разрушения пробки  $T^*$  от критериев подобия ( $\eta, \xi, \Psi$ ) отражена на рис. 3.

Увеличение числа  $\Psi$  и амплитуды воздействия приводит к увеличению оптимальной (резонансной) частоты и уменьшению времени воздействия. Аналогичный эффект возникает при уменьшении вязкости или увеличении перепада давлений на участке.



**Рис. 3. Зависимость безразмерного времени разрушения конденсатной пробки от критериев подобия ( $\eta, \xi, \Psi$ )**

Авторами настоящей статьи показано, что существует минимальное время разрушения конденсатной пробки при заданной амплитуде акустического воздействия на определенной (резонансной) частоте. В рамках теории подобия определены основные безразмерные критерии, влияющие на время разрушения пробки. Построена функциональная зависимость безразмерного минимального времени разрушения пробки от основных критериев подобия.

Полученные результаты могут быть использованы при планировании эксперимента для определения основных параметров экспериментальной установки: длительность эксперимента; характеристики пористой среды; расходы и т.д.

### Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2002.
2. Директор Л.Б. Одномерная нестационарная модель двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси: препринт ОИВТ РАН, № 2 – 441 / Л.Б. Директор, В.В. Качалов, И.Л. Майков и др. – М., 2000. – 45 с.
3. Зайченко В.М. Моделирование процессов фильтрации углеводородов в газоконденсатном пласте / В.М. Зайченко, И.Л. Майков, В.М. Торчинский и др. // ТВТ. – 2009. – 47. – № 5. – С. 701–706.
4. Баталин О.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О.Ю. Баталин, А.И. Брусиловский, М.Ю. Захаров. – М.: Недра, 1992.

УДК 532.546.3; 536.717

В.М. Зайченко, В.В. Качалов, И.Л. Майков, Г.Ф. Сокол, В.М. Торчинский

## Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы

### Ключевые слова:

газоконденсат, пористая среда, ретроградная жидкость, физическое и математическое моделирование.

### Keywords:

gas liquids, porous medium, retrograde fluid, physical and mathematical modeling.

Термобарические условия, приводящие к ретроградным явлениям в пластовых смесях газоконденсатных и нефтяных месторождений, часто соответствуют давлениям и температурам, наблюдаемым в практике их разработки. Это обуславливает выпадение жидких компонентов в газонасыщенных пластах, изменение состава добываемой продукции, а также продуктивности скважин. Фильтрация многокомпонентной двухфазной смеси к забою скважины вызывает увеличение насыщенности конденсатом порового пространства по сравнению с процессом дифференциальной статической конденсации вплоть до образования конденсатной пробки [1]. При этом ухудшается и качество добываемого сырья – наиболее ценная его часть конденсируется в трудноизвлекаемой жидкой фракции. Методам борьбы с этим явлением посвящено большое количество работ [2, 3]. В настоящей статье рассматривается метод теплового воздействия на пласт с целью увеличения дебита добывающей скважины и приводятся результаты физического и математического моделирования теплового воздействия на модель пласта.

### Влияние температуры на дебит скважины

Влияние температуры можно проиллюстрировать на фазовой диаграмме бинарной углеводородной смеси, имеющей характерную ретроградную область, например метан–н-бутан (рис. 1).

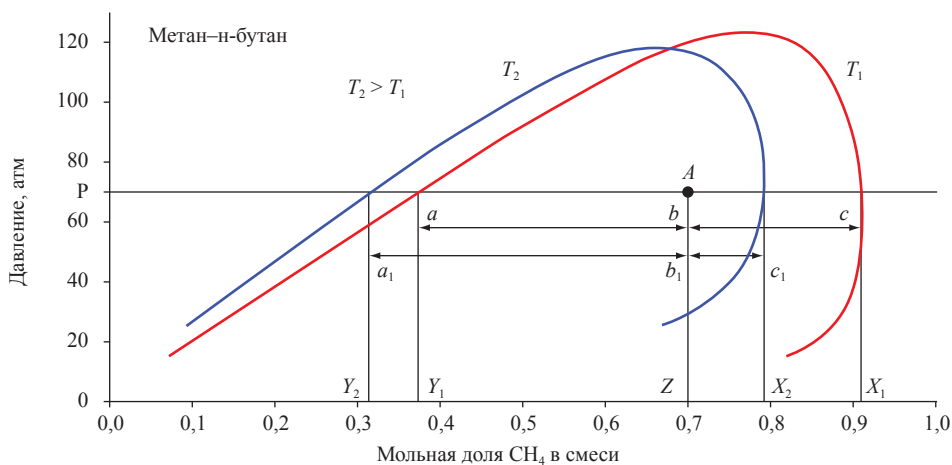


Рис. 1. Фазовая диаграмма бинарной углеводородной смеси метан–н-бутан

Пусть  $A$  – равновесное состояние углеводородной системы при давлении  $P$ , температуре  $T_1$  и концентрации метана в смеси  $Z$ . При этом концентрация н-бутана в паровой фазе –  $1 - X_1$ , в жидкой фазе –  $1 - Y_1$ ; мольная концентрация жидкой фазы в смеси  $C_1 = bc / ac$ . При увеличении температуры системы до  $T_2$  равновесная концентрация высококипящего компонента (н-бутана) в газовой фазе возрастает ( $1 - X_2$ ). В то же время уменьшается мольная концентрация жидкой фазы в смеси ( $C_2 = b_1c_1 / a_1c_1$ ).

Предварительный анализ процесса проводился с использованием одномерной нестационарной модели двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси, реализо-

ванной в компьютерной программе PLAST [4]. В модели произведен расчет гидродинамических и термодинамических характеристик процесса фильтрации бинарной углеводородной смеси в изотермических условиях при наличии фазовых переходов. Гидродинамика процесса двухфазной фильтрации в пористой среде рассчитывалась в приближении линейного закона Дарси, термодинамические характеристики – с помощью обобщенного кубического четырехкоэффициентного уравнения состояния Ван-дер-Ваальсового типа и условий фазового равновесия.

В качестве модельной выбрана бинарная смесь метан–н-бутан. Результаты расчетов представлены на рис. 2.

Если принять начальный выход (расход) высококипящего компонента  $Q_1$  за 1, то в период истощения (участок *bc*) выход н-бутана  $Q_2$  составит 0,12. После увеличения температуры внутрипластовой системы на 10 °С (точка *c*) выход н-бутана  $Q_3$  увеличится до 0,41, а в период истощения (участок *de*) снизится до 0,1. Относительное увеличение дебита высококипящего углеводорода (отношение площади *cdef* к площади *cgh*) составило 26 %.

Значительное увеличение выхода высококипящего компонента обусловлено действием трех факторов: увеличением концентрации н-бутана в газовой фазе (см. рис. 1), уменьшением вязкости жидкой фазы и влагонасыщенности. Последние два фактора приводят к увеличению фазовых проницаемостей и расхода газовой фазы.

Следует отметить, что результаты получены для модельной бинарной смеси и носят качественный характер.

### Оценки параметров распространения тепловой волны в прискважинном пространстве. Постановка задачи

Рассмотрим нагрев среды в условиях пласта нагревателем длины  $L$ , помещенным в скважину (сферически симметричная задача с постоянными свойствами среды). Граничные условия определяются следующим образом: на бесконечности задается нулевой тепловой поток, на расстоянии  $r_0$  поддерживается постоянная температура  $T_1$ .

Величина  $r_0$  определяется из эквивалентной поверхности сферы:

$$4\pi r_0^2 = 2\pi RL, \tag{1}$$

где  $R$  – радиус скважины.

Уравнение теплопроводности в сферической системе координат имеет следующий вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left( kr^2 \frac{\partial T}{\partial r} \right) = 0, \tag{2}$$

где  $k$  – коэффициент температуропроводности:

$$k = \frac{\lambda}{c\rho},$$

$\lambda$  – эффективный коэффициент теплопроводности породы и газоконденсата (в дальнейшем – смеси);  $\rho$  – плотность смеси;  $c$  – теплоемкость смеси.

Уравнение (2) дополняется начальным и граничными условиями:

$$\begin{aligned} T(t = 0, r) &= T_0; \\ T(t, r = r_0) &= T_1; \\ \frac{\partial T(t, r \rightarrow \infty)}{\partial r} &= 0. \end{aligned} \tag{3}$$

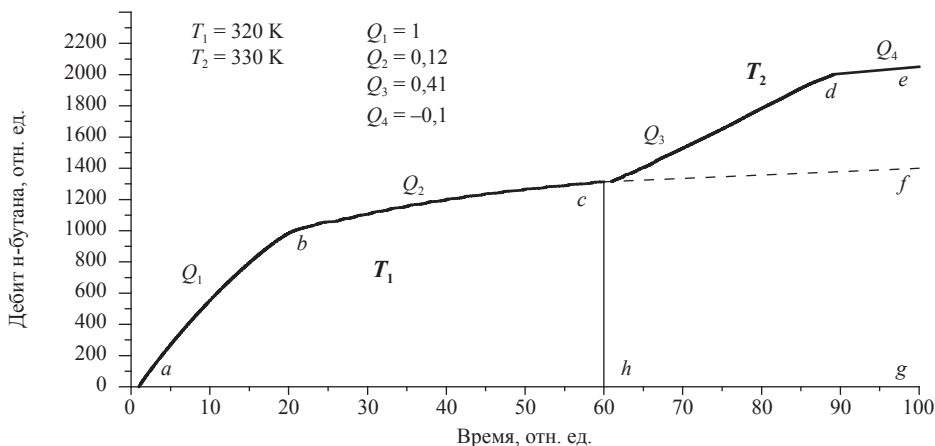


Рис. 2. Результаты расчетов

### Результаты численного моделирования

Для дискретизации уравнения (2) использовался метод контрольного объема [5]. Решение дискретных уравнений находилось методом прогонки [5]. При решении уравнения (2) задавались следующие значения параметров:  $R = 0,16$  м;  $k = 2 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;  $T_0 = 310$  К;  $T_1 = 1310$  К.

Определялось время прогрева пласта на расстоянии 7 м от скважины на 9 градусов. Зависимость времени прогрева пласта от длины нагревателя представлена на рис. 3. При увеличении длины от 1 до 4 м время прогрева уменьшается от 100 до 60 сут. Дальнейшее увеличение длины нагревателя приводит только к небольшому уменьшению времени прогрева (кривая имеет асимптоту на уровне 50 сут).

Зависимость полезной мощности, обеспечивающей заданный уровень температуры и прогрев пласта, от длины нагревателя имеет линейный характер (рис. 4).

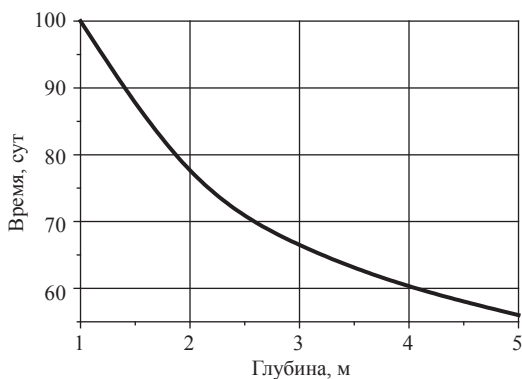


Рис. 3. Время прогрева пласта на расстоянии 7 м в зависимости от длины нагревателя

Временные зависимости температуры пласта на расстоянии 7 м от скважины представлены на рис. 5.

Нагрев проводится до достижения  $\Delta T = T - T_0 = 9$  градусов, затем выключается. При уменьшении  $\Delta T$  ниже 9 градусов нагрев снова включается. Все кривые имеют периодический характер и отличаются цикличностью: 120/20 – кривая 3; 90/30 – кривая 2; 60/40 – кривая 1. В знаменателе – время нагрева в цикле, в числителе – время остывания. Уменьшение температуры за один цикл не превосходит одного градуса, но средняя температура на кривой 3 выше.

С учетом результатов, представленных на рис. 4 и 6, можно построить зависимости дебита скважины от времени. Характерное время тепловых процессов  $t_T$  составляет  $10^{-6}$ – $10^{-9}$  с в зависимости от принятой характерной длины. Характерное время  $t_G$  гидродинамических процессов лежит в пределах  $10^{-4}$ – $10^{-7}$  с для тех

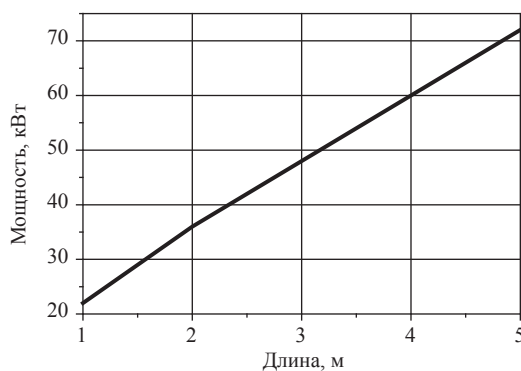


Рис. 4. Зависимость мощности от длины нагревателя

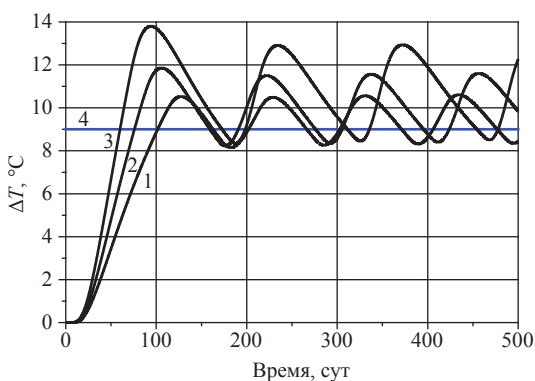


Рис. 5. Временные зависимости температуры пласта при различных длинах нагревателя: 1 – 1 м; 2 – 2 м; 3 – 4 м; 4 – уровень 9 градусов

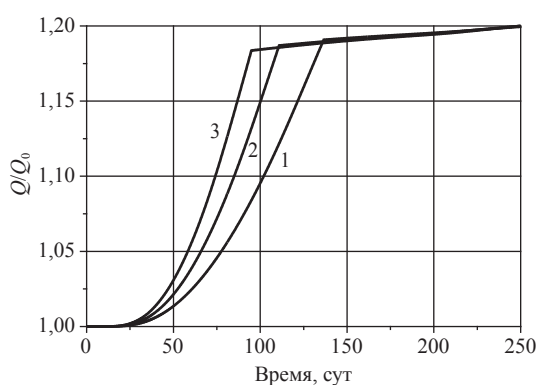


Рис. 6. Относительный выход углеводородов при различных длинах нагревателя: 1 – 1 м; 2 – 2 м; 3 – 4 м

же характерных длин. Примем линейную зависимость расхода углеводорода от температуры. Зависимости дебита скважины от времени представлены на рис. 6 в предположении  $t_T = t_G$ .

Относительное увеличение дебита углеводорода составляет 17–19 %, что соответствует предварительным оценкам (см. рис. 2), при которых рассматривалось скачкообразное увеличение температуры. Предполагалось, что во всех случаях время образования новой газоконденсатной пробки одинаково и масштабировалось в соответствии с данными рис. 2. Использование больших мощностей (кривая 3) приводит к ускоренному выходу на новую температуру и завершению процесса. Уменьшение характерного гидродинамического времени  $t_G$  будет приводить к растягиванию процесса во времени (аналогично уменьшению мощности – кривые 2 и 1).

### Экспериментальное исследование метода теплового воздействия

Физическое моделирование закономерностей фильтрации углеводородных смесей проводилось на экспериментальном стенде «Пласт», созданном в ОИВТ РАН. Стенд предназначен для исследования процессов фильтрации пластовых флюидов при термобарических условиях реальных пластов [6]. На созданном в 1990 г. стенде «Пласт-1» [7] проводились стендовые испытания различных технологий теплового, физико-химического и комбинированного воздействий на нефтяные пла-

сты Усинского и ряда других месторождений высоковязкой нефти. Работы выполнялись по программам МНТК «Нефтеотдача», Министерства науки РФ, ОАО «Газпром» совместно с ВНИИнефть, ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В последнее время работы на стенде «Пласт» ориентированы на проблему разработки научно-технических основ технологий увеличения компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений на различных этапах эксплуатации.

Параметры, которые может обеспечить установка, – давление до 40 МПа и температура до 400 °С – позволяют в широких пределах моделировать пластовые условия и проводить эксперименты с жидкостями и газами различного фракционного состава.

Задачи, решаемые на стенде:

- исследование фундаментальных физико-химических процессов при фильтрации флюидов в пористых средах до давлений 40 МПа и температур до 400 °С;
- моделирование волновых методов повышения компонентоотдачи нефтяных и газоконденсатных пластов;
- исследование эффективности методов интенсификации добычи нефти и газового конденсата при пластовых термобарических условиях для конкретных продуктивных пластов.

Экспериментальный стенд и его блок-схема представлены на рис. 7 и 8 соответственно.



Рис. 7. Экспериментальный стенд «Пласт»

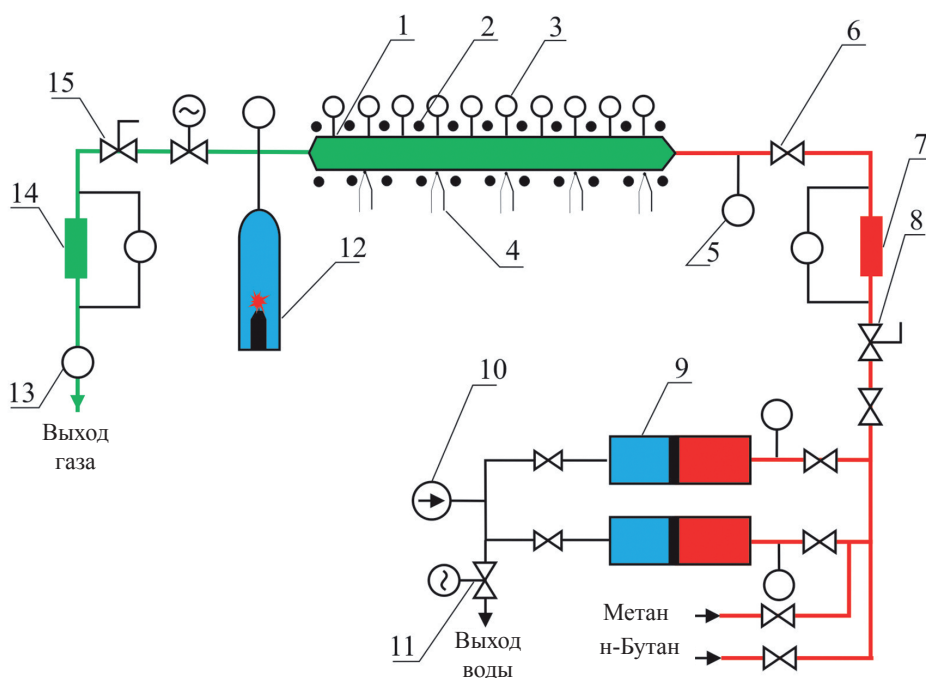


Рис. 8. Блок-схема модифицированного стенда «Пласт»:

1 – экспериментальный участок (ЭУ); 2 – нагреватель, предназначенный для термостатирования ЭУ; 3 – тензодатчики; 4 – термопары для измерения распределения температуры по длине модели; 5 – датчики давления для измерения распределения давления по длине модели; 6 – краны; 7 – расходомер; 8 – редуктор (элементы 6–8 относятся к запорно-регулирующей системе стенда); 9 – разделительный цилиндр; 10 – насос-дозатор; 11 – кран с электроприводом (элементы 8–10 обеспечивают необходимое давление в экспериментальном участке); 12 – детонационная камера сгорания для генерации ударных волн в исследуемом флюиде; 13 – газовый счетчик измерения расхода исследуемого флюида; 14 – расходомер; 15 – генератор высокого давления, обеспечивающий регулируемый по времени и амплитуде перепад давления на ЭУ

В качестве одномерной модели пласта использовалась труба длиной 3000 мм с внутренним диаметром 8 мм, изготовленная из нержавеющей стали X18H10T и заполненная предварительно промытым кварцевым песком фракции 0,09–0,125 мм. Для измерения распределения давлений по длине ЭУ используются одиночные фольговые тензорезисторы фирмы НВМ. Датчики соединены по полумостовой схеме и подключены к усилителю Spider-8. Сигналы выводятся на компьютер и обрабатываются программой НВМ Catman 5.0 Release 3. Тензодатчики в количестве 10 пар равномерно размещены по длине ЭУ.

Стенд дооснащен программным обеспечением, позволяющим считывать результаты измерений с датчиков ТМ51, проводить запись результатов измерений в текстовый файл и выводить измеряемые параметры на экран в виде мнемосхемы. Главное окно программы представлено на рис. 9.

Для проведения экспериментов по физическому моделированию методов воздействия на газоконденсатную пробку была проведена модификация стенда, чтобы обеспечить необходимые термодинамические параметры в имитаторе пласта. В качестве модели газового конденсата использовались смеси метан–н-бутан и метан–пропан–бутан. Разработанные в процессе модификации дополнительные системы терморегулирования и создания газодинамических ударных волн позволили исследовать тепловой и ударно-волновой методы воздействия. Для проведения экспериментов по волновому воздействию на газоконденсатную пробку стенд был дооснащен генератором высокого давления, обеспечивающим регулируемый по времени и амплитуде перепад давления на ЭУ.

В экспериментах исследовалось влияние повышения температуры на фильтрацию модельного флюида – смеси метан (42 % масс.) – н-бутан (58 % масс.). После образования газо-



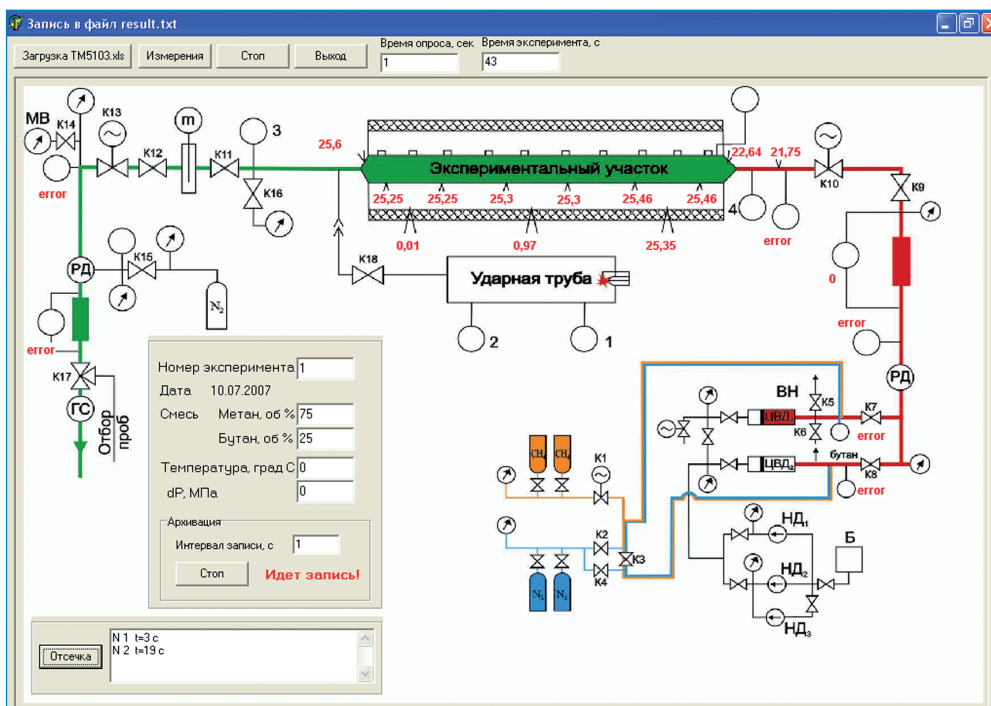


Рис. 9. Главное окно программы

конденсатной пробки осуществлялось тепловое воздействие – увеличивалась температура входящей смеси путем подогрева трубопровода перед входом в ЭУ.

Результаты экспериментов отражены на рис. 10.

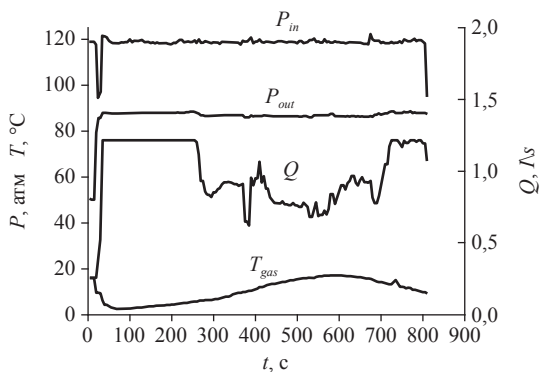


Рис. 10. Результаты эксперимента при повышении температуры смеси:

$T_{gas}$  – температура смеси;  $Q$  – расход смеси;  $P_{in}, P_{out}$  – давление на входе и выходе ЭУ

В серии экспериментов контролировались температура входящей в ЭУ и выходящей из него смеси с помощью помещенных непосредственно в поток термопар, расход и состав смеси. Зафиксировано снижение температуры смеси в процессе фильтрации через ЭУ.

Аналогичное снижение температуры характерно для газового конденсата при фильтрации из глубины пласта в призабойную зону вблизи скважины [8]. В результате образования газоконденсатной пробки в процессе фильтрации резко падает расход смеси, концентрация бутана снижается до 28 % масс. После включения обогревателя происходит восстановление расхода и состава смеси при увеличении ее температуры на 10–15 °С. Этот результат находится в согласии с данными, полученными в экспериментах со стационарным тепловым режимом. С достаточной для практических расчетов точностью можно принять 10 °С как величину перегрева, необходимую для восстановления исходных значений состава и расхода исследуемого газоконденсата.

Результаты математического моделирования процесса с помощью программы PLAST представлены на рис. 11 и 12. Исходные данные для расчета соответствуют условиям проведенных экспериментов.

Согласно результатам математического моделирования, при температуре 330 К газоконденсатная пробка не образуется. При температуре 290 К в интервале времени между 25-й и 30-й секундами происходит резкое падение расхода смеси, массовая концентрация метана при этом составляет 70 %. Повышение температуры до 330 К приводит к росту расхода

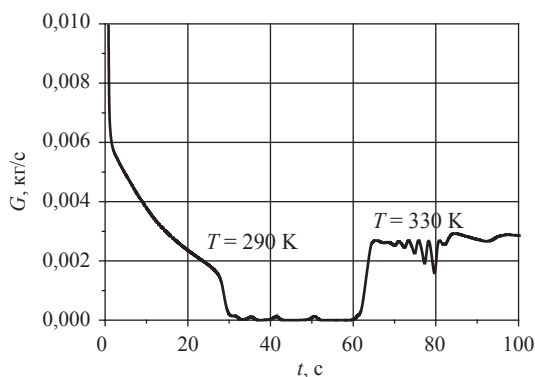


Рис. 11. Зависимость расхода смеси метан–н-бутан от времени

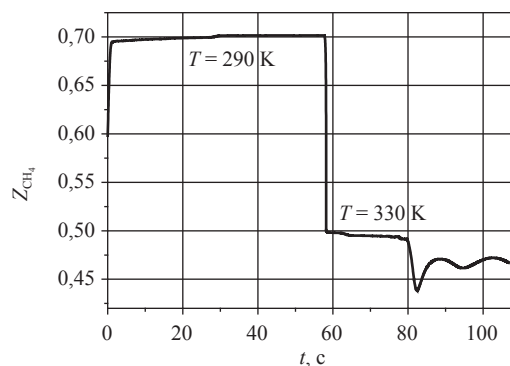


Рис. 12. Зависимость массовой доли метана на выходе из ЭУ от времени

и уменьшению концентрации метана до исходной.

Таким образом, имеется качественное соответствие результатов экспериментов и расчетных зависимостей, а для значений состава смеси – и количественное совпадение.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования показали возможность увеличения дебита высококипящего компонента при тепловом воздействии на призабойную зону газоконденсатного пласта.

Термическое воздействие на призабойную зону может быть применено как метод повышения коэффициента извлечения газового конденсата.

Разработанные математическая и физическая модели пласта могут быть использованы для исследования процессов фильтрации многокомпонентных двухфазных углеводородных смесей и методов воздействия на эти процессы.

### Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
2. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
3. Гриценко А.И. Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – 65 с.
4. Майков И.Л. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012616010. Программа расчета фазового равновесия смеси природных углеводородов 29.06.2012 г. / И.Л. Майков, В.М. Зайченко, В.М. Торчинский.
5. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости / С. Патанкар. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. Зайченко В.М. Моделирование процессов фильтрации углеводородов в газоконденсатном пласте / В.М. Зайченко, И.Л. Майков, В.М. Торчинский и др. // ТВТ. – 2009. – Т. 47. – № 5. – С. 701–706.
7. Директор Л.Б. Одномерная нестационарная модель двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси / Л.Б. Директор, В.В. Качалов, И.Л. Майков и др.; препринт ОИВТ РАН № 2-441. – М., 2000. – 46 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев и др. – М.: Недра, 2003. – 880 с.

УДК 622.276.66

**М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.А. Чирина**

## **Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП**

Одним из наиболее эффективных методов повышения продуктивности добывающих скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в результате которого за счет приобщения к выработке слабодренлируемых зон и пропластков увеличивается конечная нефтеотдача пласта.

Большая часть работ по ГРП (примерно 90 %) проводится с применением водного полисахаридного (ПС) геля. Такой гель обладает рядом преимуществ перед применением углеводородной жидкости, что связано, во-первых, с его стоимостью и пожаро-безопасностью, так как вместо товарной нефти или дизельного топлива используется вода, а во-вторых – качество получаемого геля значительно выше [1].

Сшитые жидкости разрыва на водной основе начали применяться с конца 1960-х гг., и до настоящего времени они рассматриваются как основное достижение в технологии ГРП. В качестве сшивателей обычно используются соединения бора. Также известно применение других сшивающих систем на основе алюминия, хрома, меди, марганца, циркония, титана и сурьмы.

Наибольшее использование для получения сшитых жидкостей ГРП находят такие водорастворимые полимеры, как гуаровая смола и модифицированный гуар: гидроксипропилгуар, метилэтилгидроксипропилгуар.

При взаимодействии линейных систем со сшивателем образуются комплексные связи между цепочками полимеров. Это взаимодействие создает сшитую систему, превращая жидкость с низкой вязкостью (линейный гель) в высоковязкий структурированный флюид.

Неоднократное проведение ГРП с использованием растворов полисахаридов, сшитых борсодержащими сшивателями, приводит к тому, что подтоварные воды этих месторождений содержат ионы бора  $[B^{3+}]$ , концентрация которых постоянно увеличивается, так как ионы бора не удаляются из воды в системе ее подготовки на промысле.

Качество ПС гелей на водной основе существенно зависит как от рецептуры геля, так и от состава используемой воды. В процессе приготовления ПС жидкости ГРП преимущественно используется пресная вода, так как пластовая и подтоварные воды являются проблемными для приготовления геля. Однако применение пресной воды при проведении ГРП часто удорожает процесс и может ухудшить коллекторские свойства пласта из-за набухания глин.

Таким образом, определение негативных факторов влияния состава пластовой и подтоварных вод на качество ПС геля ГРП является актуальной научно-практической задачей, а нейтрализация этих факторов позволит не только значительно упростить технологию ГРП, но и предотвратить осложнения как при проведении процесса, так и при эксплуатации скважины.

Цель научной работы заключалась в проведении следующих исследований: качественного и количественного анализа составов пластовой и подтоварных вод, определения негативных факторов влияния этих составов на качество ПС жидкости ГРП, разработки метода их нейтрализации.

Гидравлический разрыв пласта представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, состоящий в том, что порода разрывается по плоско-

**Ключевые слова:**

бор, пластовые воды, технологические жидкости на водной основе, нейтрализация, полисахаридные загустители, минерализация, борсодержащие сшиватели.

**Keywords:**

boron, produced water, process fluids, water-based neutralization, polysaccharide thickeners, mineralization, boron crosslinkers.

стям минимальной прочности под действием избыточного давления, создаваемого закачкой в скважину жидкости разрыва с расходом, который скважина не успевает поглощать. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями-песконосителями транспортируют расклинивающий материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [2].

В практике гидроразрыва большое внимание уделяют технологическим жидкостям, свойства которых определяют динамику роста трещины, перемещение и распределение в ней закрепителя. От правильного выбора жидкости зависят конечная длина закрепления трещины, ее проводимость, а также стоимость.

Современный уровень физической химии, химии полимеров и производства химических реагентов дает возможность специалистам разрабатывать комплексы жидкостей и добавок к ним практически для всех возможных геолого-промысловых условий.

Бесспорно, разнообразие жидкостей гидроразрыва, отвечающих специфическим пластовым условиям, определяет и уровень технологической оснащенности метода гидроразрыва.

С 1968 г. применяются жидкости на основе сшитых гелей, составляющие 35 % всех полимерных жидкостей на водной основе, используемых для воздействия на призабойную зону. Применение сшивающих составов позволяет получить жидкости с требуемыми свойствами. Наиболее часто для жидкостей на основе модифицированных гуаров используют так называемые «боратные сшиватели».

Авторами настоящей статьи предполагается, что при деструкции такого геля в пласте ионы бора переходят в пластовые воды и при многократном проведении ГРП накапливаются там. В связи с этим, очевидно, что бор будет накапливаться сначала в пластовых, а затем и в подтоварных водах, поступающих на приготовление различных технологических жидкостей, в том числе гелей ГРП на основе водораствори-

мых полимеров, что может негативно влиять на качество получаемого геля, уменьшая результативность самого процесса ГРП.

Количественный анализ содержания бора в воде проводился с использованием флуориметрического метода, основанного на взаимодействии ионов бора с хромотроповой кислотой в присутствии трилона Б (маскирующего ионы металлов) с образованием флуоресцирующего комплекса и последующим измерением интенсивности его флуоресценции.

Для определения шестикомпонентного состава воды использовались такие методы аналитической химии, как комплексонометрический, титриметрический, гравиметрический и аргентометрический. Определение элементного состава воды проводилось с использованием рентгенофлуоресцентного спектрометра серии ARL Perform'X.

Полученные результаты химического анализа вод на содержание ионов бора и шестикомпонентный состав представлены в табл. 1, из которой видно, что все воды являются высокоминерализованными. Пластовая вода Ромашкинского месторождения отличается самой высокой общей минерализацией и отсутствием гидрокарбонат-ионов, а подтоварные воды – повышенным содержанием хлорид-ионов. По классификации природных вод В.А. Сулина все анализируемые воды относятся к типу хлоркальциевых.

Согласно данным табл. 1, все воды содержат ионы бора в количестве 3,0–32,8 мг/л. Наименьшее их количество отмечается в пластовой воде.

Для исследования влияния различных минеральных солей, содержащихся в воде, используемой для приготовления ПС геля, на эффективную вязкость сшитой полисахаридной жидкости на водной основе были приготовлены модельные растворы, содержащие различные соли. У полученных растворов измерялась плотность, а после приготовления ПС гелей определялась эффективная вязкость при скорости сдвига  $170 \text{ с}^{-1}$ . Результаты представлены в табл. 2.

Из данных табл. 2 видно, что эффективная вязкость гелей, полученных с использованием воды различного солевого состава, отличается от вязкости геля, приготовленного на дистиллированной воде. Причем гель, приготовленный на растворе, содержащем сульфат натрия, обладает существенно более низкой эффективной вязкостью, а влияние таких солей, как хло-

Таблица 1

**Результаты шестикомпонентного анализа и анализа на содержание ионов бора  
в пластовой и подтоварных водах**

Вода Ромашкинского месторождения	Катионы мг-экв/дм <sup>3</sup>			Анионы мг-экв/дм <sup>3</sup>			В <sup>3+</sup> , мг/л	Общая минерализация, г/л
	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		
Пластовая вода	635,2	185,0	3121,4	4762,3	16,5	–	3,0	270,450
КНС* скв. 28346	31,3	12,7	1539,2	1583,1	60,2	0,052	3,4	92,387
КНС скв. 14605	6,6	5,6	688,6	700,8	26,6	0,052	4,8	40,920
КНС скв. 20690	21,4	3,8	450,3	475,5	18,1	0,052	5,6	27,715
КНС скв. 22223	6,6	4,5	552,0	563,1	21,4	0,153	9,9	32,882
КНС скв. 1945	11,4	5,2	634,1	650,7	24,7	0,052	12,2	37,979
КНС скв. 8711	28,7	14,2	1737,9	1780,8	67,7	0,052	14,4	103,941
КНС скв. 18029	13,4	4,0	484,4	501,8	19,1	0,052	16,2	29,275
КНС скв. 12244	28,7	15,1	1843,4	1887,2	71,8	0,052	17,3	110,156
КНС скв. 2301	26,1	7,3	880,1	913,5	34,7	0,052	22,4	53,287
КНС скв. 28433	25,9	9,6	1163,4	1198,9	45,6	0,052	32,8	69,958

\* КНС – кустовая насосная станция.

Таблица 2

**Физико-химические характеристики ПС жидкостей,  
приготовленных с использованием растворов различного минерального состава**

Вода, используемая для приготовления ПС геля		Эффективная вязкость ПС геля при 20 °С и скорости сдвига 170 с <sup>-1</sup> , мПа·с
состав	плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	
Вода дистиллированная	0,9982	857,73
CaCl <sub>2</sub> – 10 г/л	1,0070	714,00
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> – 10 г/л	1,0073	41,46
KCl – 10 г/л	1,0050	602,71
NaCl – 10 г/л	1,0053	629,21
MgSO <sub>4</sub> – 10 г/л	1,0084	453,62
MgCl <sub>2</sub> – 10 г/л	1,0062	415,57

рид кальция, хлорид натрия и хлорид калия на вязкость ПС геля незначительно.

Для приготовления ПС гелей использовались пластовая и подтоварные воды Ромашкинского месторождения, а также модельные растворы с общей минерализацией, соответствующей пластовой и подтоварным водам, но без содержания бора. У исследуемых вод измерялись плотность и pH, а после приготовления ПС гелей определялась эффективная вязкость при скорости сдвига 170 с<sup>-1</sup>. Результаты исследований представлены в табл. 3.

Согласно данным табл. 3, высокая общая минерализация пластовой, подтоварных и модельных вод отражается в больших значениях плотности. Значение водородного показателя всех исследуемых вод находится в пределах 6,5–7,5. Также видно, что на пластовой и подтоварных водах, содержащих ионы бора, затворить полисахаридный гель не удастся, так как не происходит гидратации полисахаридного загустителя, а при использовании модельных

растворов ПС гель получается, причем с повышением минерализации наблюдается увеличение показателя эффективной вязкости.

Таким образом, можно сделать вывод, что присутствие ионов бора [В<sup>3+</sup>] в воде негативно влияет на качество ПС геля ГРП.

Для определения минимальной концентрации ионов бора, препятствующей получению ПС геля, в состав растворов солей, а также в модельные растворы дополнительно вводились ионы бора в количестве 0–2 мг/л. На основе полученных результатов были построены графики зависимости эффективной вязкости ПС гелей от содержания ионов бора в воде (рис. 1, 2).

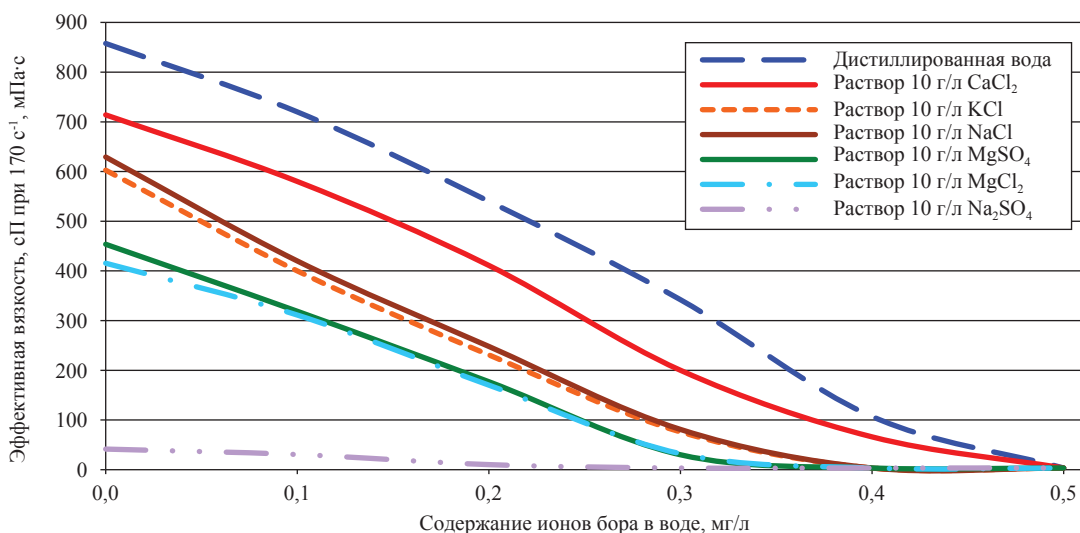
Из рис. 1 видно, что введение ионов [В<sup>3+</sup>] в дистиллированную и слабоминерализованную воду в количестве 0,3–0,5 мг/л приводит к полной потере вязкости получаемого ПС геля.

Согласно рис. 2, минерализация воды значительно нейтрализует отрицательное влияние ионов бора на реологию ПС геля.

Таблица 3

**Физико-химические характеристики ПС жидкостей, приготовленных с использованием пластовой, подтоварных и модельных вод**

Вода, используемая для приготовления ПС геля для ГРП			Эффективная вязкость ПС геля при 20 °С и скорости сдвига 170 с <sup>-1</sup> , мПа·с
вода Ромашкинского месторождения (общая минерализация воды)	рН	плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	
Пластовая вода (270,450 г/л)	6,8	1,253	Гидратации ПС загустителя с образованием линейного геля не происходит
КНС (92,387 г/л)	6,7	1,084	
КНС (40,920 г/л)	7,3	1,031	
КНС (27,715 г/л)	6,9	1,020	
КНС (32,882 г/л)	6,7	1,024	
КНС (37,979 г/л)	6,8	1,025	
КНС (103,941 г/л)	6,9	1,092	
КНС (29,275 г/л)	6,7	1,022	
КНС (110,156 г/л)	6,5	1,104	
КНС (53,287 г/л)	6,7	1,038	
КНС (69,958 г/л)	6,8	1,043	
Модельная вода (270,450 г/л), не содержащая ионы [В <sup>3+</sup> ]	6,6	1,253	
Модельная вода (110,150 г/л), не содержащая ионы [В <sup>3+</sup> ]	6,8	1,104	438,03
Модельная вода (55,075 г/л), не содержащая ионы [В <sup>3+</sup> ]	6,7	1,039	249,88
Модельная вода (27,588 г/л), не содержащая ионы [В <sup>3+</sup> ]	6,9	1,020	216,18



**Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости полисахаридных гелей, приготовленных с использованием растворов солей, от содержания ионов [В<sup>3+</sup>] в воде**

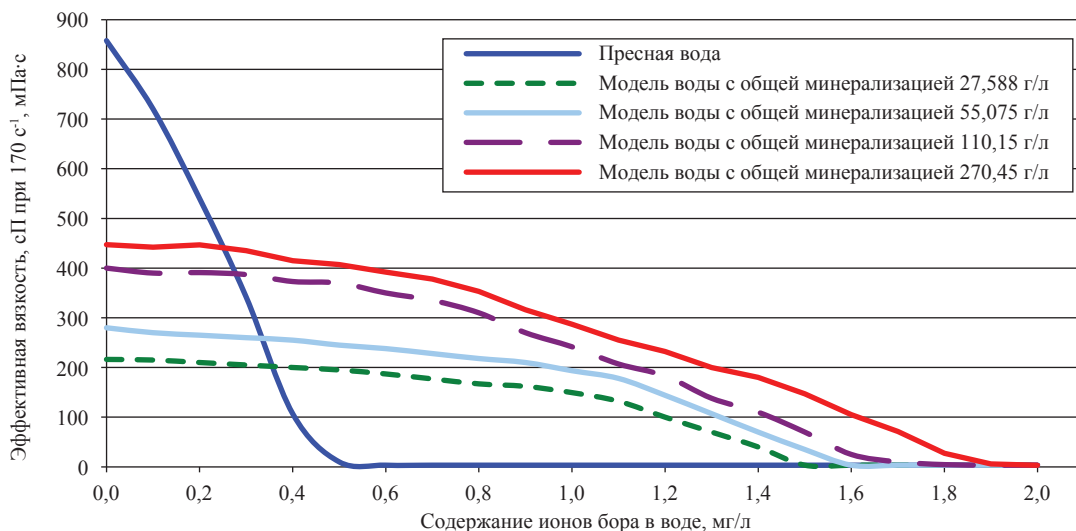
На рис. 3 представлен график зависимости эффективной вязкости ПС геля от общей минерализации модельной воды при различном содержании ионов [В<sup>3+</sup>].

Проанализировав график, можно сделать следующие выводы:

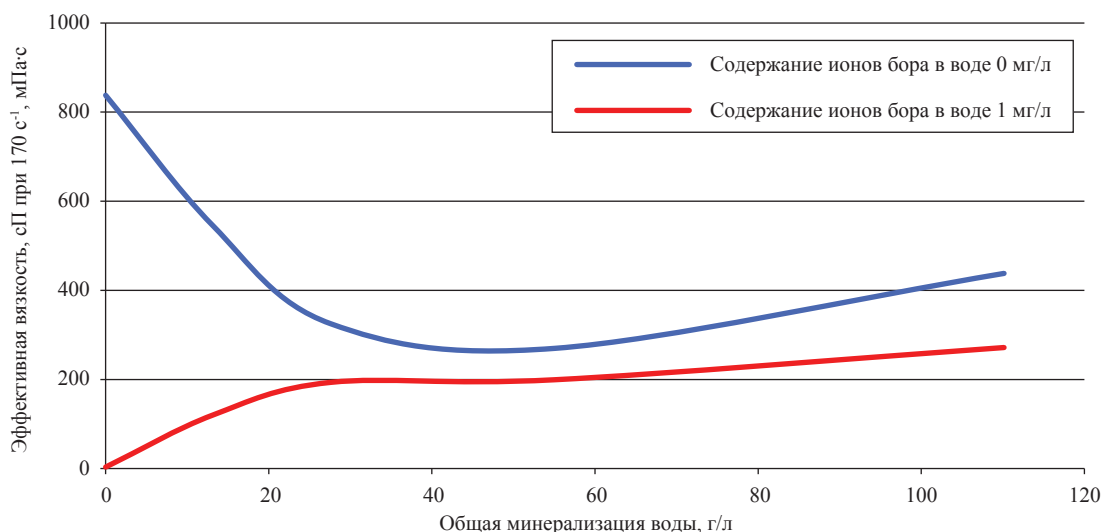
- при повышении минерализации воды, содержащей ионы [В<sup>3+</sup>], до 30–40 г/л вязкость ПС геля резко снижается;

- при дальнейшем росте концентрации солей эффективная вязкость повышается, так как происходит снижение диссоциации многовалентных катионов и их влияние на ПС гель уменьшается;

- с повышением минерализации воды, содержащей 1 мг/л ионов [В<sup>3+</sup>], эффективная вязкость ПС геля возрастает. Наиболее вероятно, что соли образуют с ионами бора водораство-



**Рис. 2. Зависимость эффективной вязкости полисахаридных гелей, приготовленных с использованием модельных растворов подтоварных вод Ромашкинского месторождения, от содержания ионов [B<sup>3+</sup>] в воде**



**Рис. 3. Зависимость эффективной вязкости ПС геля от общей минерализации модельной воды при различном содержании ионов [B<sup>3+</sup>]**

римые комплексные соединения, при этом ион бора теряет свою активность как сшиватель.

Для качественного определения содержания ионов бора в подтоварной воде на промысле была разработана экспресс-методика, сущность которой заключается во взаимодействии борат-иона с глицерином и образовании глицеринборной кислоты. Обесцвечивание бледно-розового раствора содовой вытяжки с индикатором фенолфталеином при добавлении водного раствора глицерина (1:1) доказывает присутствие борат-ионов.

Результаты исследований, представленные выше, доказывают, что минерализованные воды, не содержащие ионы [B<sup>3+</sup>], пригодны для приготовления ПС геля, а использование минерализованных вод, содержащих ионы [B<sup>3+</sup>], для приготовления ПС геля проблематично. Для нейтрализации отрицательного действия ионов [B<sup>3+</sup>] на процесс гидратации полисахарида исследовалось влияние pH среды на качество ПС геля в присутствии ионов [B<sup>3+</sup>]. Установлено, что при pH > 6,5 ионы [B<sup>3+</sup>] реагируют с молекулами полисахарида, и это

Таблица 4

**Физико-химические характеристики ПС жидкостей, приготовленных с использованием модельных вод, содержащих ионы бора**

Вода, используемая для приготовления ПС геля для ГРП (общая минерализация)	pH	Эффективная вязкость ПС геля при скорости сдвига 170 с <sup>-1</sup> , мПа·с
Модельная вода, (110,150 г/л), содержащая 3 мг/л ионов [B <sup>3+</sup> ]	6,8	Гидратация ПС загустителя с образованием линейного геля не происходит
Модельная вода, (55,075 г/л), содержащая 3 мг/л ионов [B <sup>3+</sup> ]	6,7	
Модельная вода, (27,588 г/л), содержащая 3 мг/л ионов [B <sup>3+</sup> ]	6,9	
Модельная вода, (110,150 г/л), содержащая 3 мг/л ионов [B <sup>3+</sup> ]	5,0	418,15
Модельная вода, (55,075 г/л), содержащая 3 мг/л ионов [B <sup>3+</sup> ]	5,3	233,85
Модельная вода, (27,588 г/л), содержащая 3 мг/л ионов [B <sup>3+</sup> ]	5,5	214,41

препятствует их гидратации, при pH < 6,5 ионы [B<sup>3+</sup>] не взаимодействуют с молекулами полисахарида и не влияют на их гидратацию, при этом образуется линейный гель, который сшивается боратным сшивателем.

На модельных водах, содержащих 3 мг/л бора, после подкисления среды до значений pH 5,0–5,5 затворялись полисахаридные гели. Эффективная вязкость полученных полисахаридных жидкостей представлена в табл. 4.

Согласно данным табл. 4, снижение pH модельных растворов до значения 5,0–5,5 благоприятно влияет на процесс гидратации полисахаридного загустителя с образованием линейного геля, который далее сшивается боратным сшивателем.

Таким образом, для подтоварных вод, содержащих ионы [B<sup>3+</sup>], рекомендуется регулировать pH в пределах 5,0–5,5 путем введения слабых органических кислот (уксусная, лимонная) для обеспечения гидратации полисахарида.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. На примере Ромашкинского месторождения установлено, что при многократном проведении ГРП в подтоварной воде накапливаются ионы бора [B<sup>3+</sup>], которые негативно влияют на качество ПС геля ГРП, поэтому для его приготовления используется исключительно пресная вода.

2. Установлено, что при повышении минерализации воды до 30–40 г/л вязкость ПС геля резко снижается, однако при дальнейшем росте концентрации солей эффективная вязкость повышается, так как при этом снижаются диссоциация многовалентных катионов и их влияние на гидратацию ПС геля.

3. Доказано, что введение ионов [B<sup>3+</sup>] в пресную воду в количестве 0,5 мг/л приводит к полной потере вязкости получаемого ПС геля.

4. Доказано, что минерализация частично нейтрализует влияние ионов [B<sup>3+</sup>] на реологические характеристики ПС геля.

5. Разработана экспресс-методика качественного анализа воды на содержание ионов [B<sup>3+</sup>] в подтоварной воде.

6. Предложен метод нейтрализации отрицательного действия ионов [B<sup>3+</sup>] на процесс гидратации полисахарида.

### Список литературы

1. Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р.Д. Каневская, И.Р. Дияшев, Ю.В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 44–46.
2. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта / Р.Д. Каневская. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – С. 3.



УДК 622.279.5:53.08

**В.И. Лапшин, А.Н. Волков, И.М. Шафиев, А.Д. Люгай, А.А. Константинов**

## **Аналитическая и экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияния конденсационной воды на фазовые характеристики**

При большом разнообразии типов пластовых вод газовых и газоконденсатных месторождений к основным следует отнести краевые, подошвенные, остаточные и конденсационные воды [1, 2]. Существуют техногенные воды, которые являются смесью пластовых вод и остатков бурового раствора, промывочных жидкостей, продуктов реакции солянокислотной обработки и др. Краевые и подошвенные пластовые воды находятся в гидродинамических бассейнах, окружающих или подстилающих залежи. Внедряясь в залежи углеводородов (УВ), краевые и подошвенные пластовые воды оказывают, как правило, решающее влияние на разработку месторождений с нормальным (условно гидростатическим) или близким к нему пластовым давлением. Эти воды в большинстве случаев имеют высокую минерализацию, которая в десятки, сотни и тысячи раз превышает минерализацию конденсационных вод, что широко используется при контроле над продвижением контурных и подошвенных вод в залежи УВ.

В зависимости от коллекторских свойств пород остаточные воды занимают различную часть порового объема залежи. Так, в основной залежи Оренбургского и Вуктыльского НГКМ остаточная влагонасыщенность изменяется от 5 до 26 %, в нижнемеловой залежи Каневского ГКМ остаточная водонасыщенность в среднем равна 18,8 % [1]. Остаточные воды, по-видимому, всегда представляют собой смесь нескольких типов вод, захороненных с осадками либо поступивших вначале в водонасыщенные коллекторы, а затем и в образовавшиеся залежи УВ.

Конденсационные воды образуются в результате конденсации первичной паровой фазы, насыщающей парогазовую смесь при начальных пластовых давлениях, т.е. могут быть получены при эксплуатации центральных скважин, дренирующих на малых депрессиях высокопроницаемые пласты с незначительной остаточной водонасыщенностью в начальный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений, когда пластовое давление равно или близко начальному значению.

Под влагоемкостью (содержанием конденсационной воды в пластовом газе) понимается количество паров воды, растворенных в единице объема газа при заданных условиях. Влагосодержание характеризуется абсолютной и относительной влажностью. Под абсолютной влажностью газа ( $W$ ) при заданных давлении и температуре понимается отношение массы водяных паров, содержащихся в газе, к его объему, приведенному к стандартным условиям. Единицы измерения – кг/1000 м<sup>3</sup> или г/м<sup>3</sup>.

Особо следует отметить сепарационные воды. Все воды, получаемые на поверхности с газом и конденсатом, являются водами сепарации углеводородной парогазовой смеси, и их следует называть сепарационными водами либо извлекаемыми с газом. В начальный период разработки, когда пластовое давление еще не снизилось, они представлены преимущественно конденсационными водами.

Влагоемкость природных газов может достигать десятков граммов на 1 м<sup>3</sup> газа в пересчете на нормальные условия в зависимости от давления и температуры в пласте, состава газа и минерализации контактирующей с газом воды [1]. Высокой способностью растворять воду обладают сероводород и углекислый газ, поэтому сырье газовых и газоконденсатных месторождений, содержащее в своем составе эти кислые компоненты, имеет повышенную влагонасыщенность.

В пластовых условиях конденсационные воды в основном находятся в виде водяного пара в составе пластовой газовой (газоконденсатной) смеси.

**Ключевые слова:**  
фазовое поведение пластовых газоконденсатных систем, влагоемкость, природный газ.

**Keywords:**  
phase behavior of gas condensate reservoir systems, water-holding capacity, natural gas.

В существующих методиках исследования состава, свойств и фазового состояния пластового газа водяной пар не учитывается, так как при исследовании используется осушенный в процессе сепарации газ.

Согласно [2, 3], растворимость воды в области *нормальных* процессов в пластовых залежах понижается с увеличением давления и повышается с ростом температуры. Совместное действие давления и температуры с увеличением глубины залегания залежей, как правило, приводит к росту влагосодержания.

В промышленной практике оценка влагоемкости (предельно возможное влагосодержание) пластовых газов проводится по графикам и формулам Д.Л. Катца, Р.Х. Букачека и др. [2, 3].

Обобщенная зависимость влагосодержания природного газа от давления и температуры приведена в работе [2]. Данная зависимость свидетельствует, что влагосодержание природного газа с увеличением давления начинает возрастать только с давлений порядка 65 МПа при  $T = 300$  К и 90 МПа при  $T = 473$  К. Приведенные автором [2] зависимости рассчитаны для газов с относительной плотностью по воздуху 0,6, находящихся в контакте с пресной водой; для газов большей плотности и с минерализованной водой вводятся поправочные коэффициенты.

Величина  $W_{0,6}$  рассчитывается по формуле [4]

$$W_{0,6} = \frac{A}{P} + B,$$

где  $A$  – коэффициент влагосодержания идеального газа;  $B$  – коэффициент, зависящий от состава газа и минерализации воды;  $P$  – давление.

Расчеты показывают, что при давлении 60 МПа и температуре 453 К (180 °С) влагосодержание пластового газа будет составлять 22–25 г/м<sup>3</sup>. При более низкой температуре (353 К) при том же давлении влагосодержание не превысит 2 г/м<sup>3</sup> (380 К – 4,5 г/м<sup>3</sup>).

При содержании сероводорода и диоксида углерода в природном газе свыше 20 % объема влагонасыщенность определяют по правилам аддитивности:

$$W_{0,6} = xW + x_{\text{CO}_2} W_{\text{CO}_2} + x_{\text{H}_2\text{S}} W_{\text{H}_2\text{S}},$$

где  $x$ ,  $x_{\text{CO}_2}$ ,  $x_{\text{H}_2\text{S}}$  – молярные доли соответствующих углеводородных компонентов, диоксида углерода и сероводорода в газе;  $W$ ,  $W_{\text{CO}_2}$ ,  $W_{\text{H}_2\text{S}}$  –

содержание влаги в соответствующих компонентах.

Влагосодержание  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  определяется по номограммам [4].

Для уточнения влагосодержания реальных пластовых газов были проведены эксперименты на установке УГК-3. Объем камеры PVT – 3,2 л, максимальное давление – 40 МПа, температура – 373 К, точность измерения объема жидкой фазы – 0,02 см<sup>3</sup>. Незначительное влагосодержание природных газов, конструктивные особенности установки УГК-3 (наличие «мертвого» объема от смотрового окна до нижнего поршня) вызывают необходимость проведения специальной тарировки. Для этого было проведено измерение «мертвого» объема при различных давлениях на изотермах 293 и 353 К. Изменение «мертвого» объема при увеличении давления отражено на рис. 1. Установлено, что увеличение давления до 30 МПа на изотерме 353 К привело к изменению «мертвого» объема на 0,75 см<sup>3</sup>.

Для исследования использовался газ сепарации, отобранный при  $T_{\text{cen}} = 253$  К, следующего состава (% мольн.):  $\text{C}_1\text{H}_4$  – 91,00;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 5,57;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 1,04;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,40;  $\text{C}_{3+}$  – 0,07;  $\text{N}_2$  – 1,82;  $\text{CO}_2$  – 0,02. Расчетное влагосодержание –  $W \approx 0,05$  г/м<sup>3</sup> при  $T_{\text{cen}} = 253$  К [1].

Исследование проводилось следующим образом. При температуре 293 К в камеру PVT загружалась дистиллированная вода плотностью 0,999 г/см<sup>3</sup>, общий объем загрузки составлял 10,0 см<sup>3</sup>, в том числе на «мертвый» объем 4,9 см<sup>3</sup> при  $P = 8,0$  МПа и  $T = 293$  К. Далее в камеру PVT загружалось 200 л газа, камера нагревалась до 353 К, давление при этом составило 8,2 МПа.

После перемешивания системы «газ – вода» в течение 30 мин устанавливалось термодинамическое равновесие и определялось количество нерастворенной воды. Далее в камере ступенчато, с шагом 5 МПа повышалось давление. На каждой ступени повышения давления производились перемешивание, стабилизация и определение количества нерастворенной воды.

На рис. 2 приведены результаты определения влагосодержания исследуемого газа при различных давлениях и  $T = 353$  К с учетом поправки на изменение «мертвого» объема камеры от давления, которые свидетельствуют, что:

- изотермическое увеличение давления на изотерме 353 К приводит к уменьшению влагосодержания природного газа;

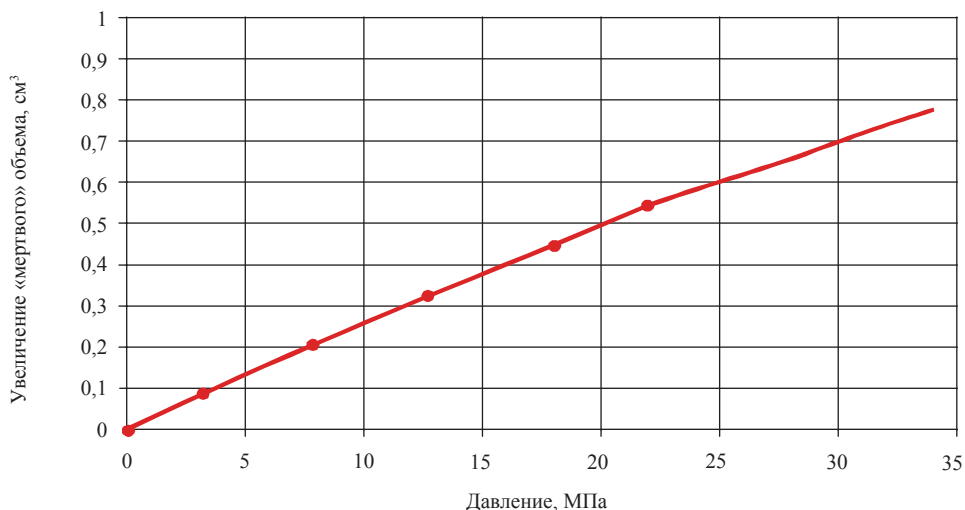


Рис. 1. Зависимость «мертвого» объема УГК-3 от давления при 353 К

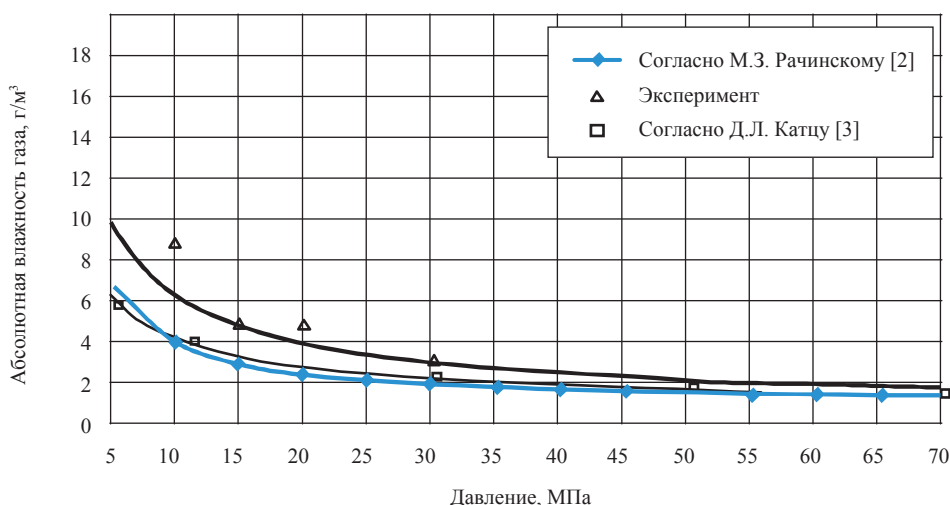


Рис. 2. Влажность газа сепарации при  $T_{cen} = 353$  К

• экспериментально полученные величины влагонасыщенности исследованного газа, с учетом погрешности измерения объема на установке УГК-3, одного порядка с расчетными [2, 3].

Так, при давлении 32,5 МПа экспериментальное влажосодержание составило 3,0 г/м³, расчетное – 2,5 г/м³.

Значительный интерес представляет оценка влажосодержания газоконденсатных систем, содержащих жидкие углеводороды  $C_{5+в}$ . В связи с этим рассмотрим результаты экспериментальной работы А.И. Гриценко [5] по изучению фазового поведения воды в системе «газоконденсатная смесь – вода», полученные при исследовании Майкопского и Челбасского ГКМ Краснодарского края.

В табл. 1. приведены термобарические характеристики, компонентный состав и влажосодержание газоконденсатных смесей указанных месторождений.

Автором [5] на первом этапе эксперимента проводилась тарировка установки УГК-3 и определялся «мертвый» объем камеры PVT, который составил 1,5 см³. Далее в газоконденсатной смеси, загруженной в камеру PVT, была растворена дистиллированная вода (исходя из расчетного влажосодержания для Майкопского ГКМ – 11,7 г/м³ и Челбасского ГКМ – 5,5 г/м³). При проведении экспериментов газоконденсатная система состояла из газа сепарации объемом от 310 до 496 л и конденсата – от 14,6 до 40,2 см³.

Таблица 1

**Термобарические характеристики, компонентный состав и влагосодержание газоконденсатных смесей Майкопского и Челбасского ГКМ**

ГКМ	$P_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , К	$C_1H_4$ , % об.	$C_2H_6$ , % об.	$C_3H_8$ , % об.	$C_4H_{10}$ , % об.	КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Влагоемкость расч. [3], г/м <sup>3</sup>	Влагоемкость эксп., г/м <sup>3</sup>
Майкопское	30,3	401	88,04	6,32	1,29	0,52	81	11,7	10,5
Челбасское	22,6	369	87,69	6,30	1,78	0,71	47	5,5	5,43

При пластовых давлении и температуре газоконденсатная смесь с растворенной водой переводилась в однофазное газообразное состояние, после чего снимались изомеры дифференциальной конденсации.

В процессе снижения давления в камере PVT автор [5] в эндоскопе наблюдал трехфазную систему «газ – конденсат – вода». При этом максимальное количество выпавшей воды не превышало 0,26 см<sup>3</sup> для Майкопского ГКМ и 0,27 см<sup>3</sup> – для Челбасского ГКМ.

В процессе исследований [5] установлено:

- влагонасыщенность изученных газоконденсатных смесей, определенная экспериментальным путем, практически равна расчетной влагонасыщенности [3];
- присутствие растворенной воды в пластовой смеси не влияет на количество выделившегося в пласте конденсата;
- давление однофазного состояния пластовой газоконденсатной системы в присутствии растворенной конденсационной воды увеличивается по сравнению с результатами, полученными при исследовании смесей из тех же месторождений без конденсационной воды, в проведенных экспериментах на 2,8–4,46 %.

Как было отмечено выше, присутствие сероводорода и двуокиси углерода в природном газе повышает его влагосодержание по сравнению с газами, не содержащими H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>. Расчетные значения влагосодержания для среднего состава пластового газа Астраханского ГКМ (АГКМ) (табл. 2) были определены согласно графикам определения содержания воды в природных газах, содержащих H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> [6]; результаты представлены в табл. 3.

Таблица 2

**Средний состав пластового газа АГКМ**

Компоненты	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5+в</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
% мольные	53,50	2,33	1,16	0,64	3,89	25,52	12,37	0,59

Таблица 3

**Расчетные значения влагосодержания пластового газа АГКМ**

Давление $P$ , МПа	61,2	55	50	45	40	35	30	25	20
Абсолютная влажность газа $W$ , г/м <sup>3</sup>	8,70	8,89	9,09	9,32	9,55	9,73	9,95	10,2	10,7

Для экспериментальной оценки водонасыщенности газа сепарации и пластового газа АГКМ проведены исследования на установке фазовых равновесий ARNOULIN SERMIP FRANCE – PVT. На первом этапе исследования проводились с газом сепарации, для чего в камеру высокого давления объемом 3,8 л было закачено 145 л осушенного газа сепарации скв. 918 АГКМ. Состав газа сепарации скв. 918 приведен в табл. 4.

Затем в камеру ввели 0,75 см<sup>3</sup> конденсационной воды скв. 918 плотностью 1,001 г/см<sup>3</sup>, солевой состав которой приведен в табл. 5.

Количество воды на газ сепарации составило 5,2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Подобный водогазовый фактор наблюдался в начальный период разработки АГКМ. Смесь была приведена к следующим пластовым условиям:  $P = 61,2$  МПа и  $T = 383$  К. При таких термобарических условиях вода в течение 3 ч полностью растворилась в газе.

Таблица 4

## Состав газа сепарации скв. 918 АГКМ

Компоненты	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>
% мольные	23,29	11,32	0,60	58,62	1,34	3,79	0,49	0,32	0,23	–

Таблица 5

## Состав конденсационной воды скв. 918 АГКМ

Дата анализа	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Минерализация, мг/л	Ионный состав, мг/л						
			Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> HCO <sup>-</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>
14.09.1998 г.	1,001	369,65	103,0	52,8	8,8	1,5	0	92,0	Сл.

В процессе исследований при  $P = 15$  МПа и  $T = 293$  К из камеры PVT была выпущена вся вода и 11,5 л газа, затем в камеру с остаточным объемом газа 134,4 л было заправлено 6,7 см<sup>3</sup> воды, при этом количество воды на газ сепарации составило 50 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Смесь в пластовых условиях  $P = 61,2$  МПа,  $T = 383$  К рекомбинировалась в течение 24 ч. При таких термобарических условиях в газе растворилось 2 см<sup>3</sup> загруженной воды. С учетом остаточного влагосодержания в газе сепарации порядка 0,8 г/м<sup>3</sup> общее влагосодержание составило 15,68 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

При повторном эксперименте из камеры PVT при  $P = 15$  МПа и  $T = 293$  К выпустили выпавшую воду в количестве 6,7 см<sup>3</sup> и 9 л газа. В камере осталось 125 л газа, дозаправили 4 см<sup>3</sup> воды. Смесь, приведенная к условиям  $P = 61,2$  МПа,  $T = 383$  К, рекомбинировалась в течение 24 ч, при этом растворилось 1,8 см<sup>3</sup> воды. Количество воды на газ сепарации составило 15,2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Проведенные эксперименты свидетельствуют, что для пластовых условий АГКМ ( $P = 61,2$  МПа и  $T = 383$  К) насыщение газа сепарации парами конденсационной воды составляет 15,2–15,7 г/м<sup>3</sup>.

На втором этапе исследований устанавливалось влияние растворенной в пластовом газе воды на фазовые характеристики – давление начала конденсации, давление максимальной конденсации и т.д.

Для этого в содержащий 15,2 г/м<sup>3</sup> воды газ сепарации объемом 121 л было заправлено 40,5 см<sup>3</sup> стабильного конденсата плотностью 0,802 г/см<sup>3</sup>, молекулярной массой 148. Содержание  $C_{5+в}$  в пластовой смеси равно 268,4 г/м<sup>3</sup>. Систему привели к пластовым условиям ( $P = 61,2$  МПа и  $T = 383$  К) и рекомбинировали в течение 24 ч, при этом конденсат полностью растворился в газе. Далее поэтапным снижением давления проводилась контактная конденсация  $C_{5+в}$ , при этом выпадения воды из смеси при  $T = 383$  К не наблюдалось. Результаты проведения контактной конденсации приведены в табл. 6. По данным замеров при  $T = 383$  К давление начала конденсации равно 44,5 МПа (рис. 3).

Таблица 6

Результаты проведения контактной конденсации пластовой системы скв. 918 АГКМ с содержанием  $C_{5+в}$  268,4 г/м<sup>3</sup>

Пластовый газ с влагосодержанием 15,2 г/м <sup>3</sup>									
Давление в камере PVT, МПа	61,2	44,5 ( $P_{нк}$ )	40,5	35,5	25,0	20,0	15,0	6,0	
Объем выпавшего конденсата $V_{кз}$ , см <sup>3</sup>	–	–	2,91	7,59	21,61	29,39	33,26	32,01	
$V_{к} / V_{зс}$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	–	–	24,05	62,73	178,60	242,89	274,88	264,55	
Пластовый газ без конденсационной воды									
Давление в камере PVT, МПа	61,2	44,5	42,3 ( $P_{нк}$ )	39,5	30,0	18,0	10,8	–	
Объем выпавшего конденсата $V_{кз}$ , см <sup>3</sup>	–	–	–	2,52	14,64	29,40	32,40	–	
$V_{к} / V_{зс}$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	–	–	–	20,82	120,99	242,97	269,77	–	

При приведении системы к условиям сепарации выпало 1,9 см<sup>3</sup> воды и 44,47 см<sup>3</sup> конденсата.

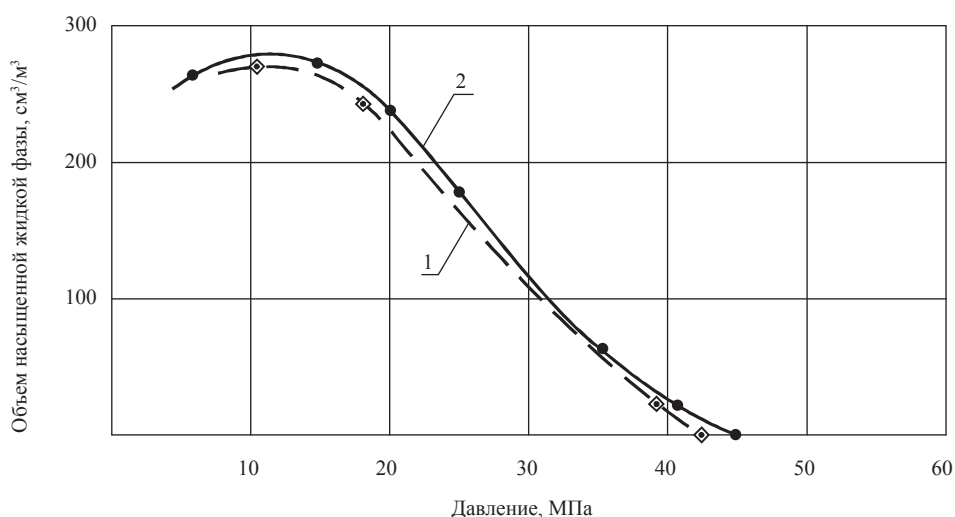


Рис. 3. Изотермы контактной конденсации пластовой системы скв. 918 АГКМ ( $T = 383$  К): 1 – без конденсационной воды; 2 – с конденсационной водой

Давление начала конденсации пластовой смеси скв. 918 АГКМ без наличия в пластовом газе конденсационной воды составило 42,3 МПа.

Дальнейшие исследования авторов [7, 8] влагосодержания пластовых газов и влияния конденсационных вод на фазовый переход и конденсатоизвлечение в различных месторождениях (табл. 7) свидетельствуют, что:

- для изученных газовых (газоконденсатных) систем разница расчетных [2, 3, 6] и экспериментальных влагосодержаний для систем, не содержащих  $H_2S$  и  $CO_2$ , не превышает 15 %, а для систем, содержащих кислые компоненты, – 32 %;
- промысловая оценка начального влагосодержания близка к расчетным и экспериментальным значениям.

Таблица 7

**Термобарические характеристики, компонентный состав и начальное влагосодержание пластовых систем газоконденсатных месторождений [8]**

ГКМ, НГКМ	$P_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , К	CH <sub>4</sub> , % мольн.	H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , % мольн.	Содержание C <sub>5+в</sub> , г/м <sup>3</sup>	Влагоемкость		Начальное влагосодержание по факту разработки, г/м <sup>3</sup>
						расчет, г/м <sup>3</sup>	эксперимент, г/м <sup>3</sup>	
Уренгойское (валанжин, II об.)	25	348	86,87	–	156	2,4	3,0	2–3
Ковыктинское	25,7	330	90,62	–	67	1,4	2,0	1,5–2,5
Астраханское	61,2	383	53,5	H <sub>2</sub> S – 25,52; CO <sub>2</sub> – 12,37	265	10,6	15,7	10–15
Уренгойское (ачимовские залежи)	60	383	82,2	–	305	5	5,0–7,0	2–8

Рассматривая особенности влияния конденсационной воды на фазовое равновесие и коэффициент извлечения конденсата, следует учитывать следующее:

- растворенная в пластовом газе вода повышает давление начала конденсации до 5 %. Это обстоятельство необходимо учитывать при PVT исследованиях пластовых систем;
- присутствие растворенной воды в пластовой газоконденсатной смеси практически не влияет на количество конденсата, выделяющегося (в режиме дифференциальной и контактной конденсации) в камере PVT. Следовательно, влияние конденсационной воды на конденсатоизвлечение несущественно.

**Список литературы**

1. Петренко Н.В. Взаимосвязь природных газов и воды / Н.В. Петренко, В.Г. Хадькин и др. – М.: Недра, 1995. – 279 с.
2. Рачинский М.З. Конденсационные воды газовых и газоконденсатных залежей / М.З. Рачинский. – М.: Недра, 1981. – 84 с.
3. Катц Д.Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа: пер. с англ. / Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кабояши; под ред. Ю.П. Коротаева, Г.В. Пономарева. – М.: Недра, 1965. – 676 с.
4. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1997. – 523 с.
5. Гриценко А.И. Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей / А.И. Гриценко // Газовое дело. – 1964. – № 4. – С. 3–5.
6. Robinson. Charts help estimate H<sub>2</sub>O content of sour gases / Robinson, Wichert, Moore, Heidemann // The Oil and Gas Journal. – 1978. – Feb. 6. – P. 76–78.
7. Лапшин В.И. Экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияние конденсационной воды на фазовые характеристики / В.И. Лапшин, В.С. Сидоров, И.В. Лапшин // Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований: сб. тр. – М.: ВНИИГАЗ. – 2005. – С. 155–163.
8. Изюмченко Д.В. Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2.

УДК 554; 550.4.02

В.Г. Кучеров

## Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа

### Ключевые слова:

генезис углеводородов, мантийные условия, нефтегазовые залежи.

### Keywords:

hydrocarbon genesis, mantle conditions, oil-and-gas deposits.

Современные научные представления о генезисе нефти и газа и практические результаты геологических исследований позволяют говорить о наличии в недрах Земли громадных, *неисчерпаемых* запасов углеводородов, которое может быть объяснено только с точки зрения их абиогенного глубинного происхождения. Основные положения концепции абиогенного глубинного происхождения нефти и газа были сформулированы в прошлом веке такими выдающимися учеными, как Н.А. Кудрявцев, П.Н. Кропоткин, В.П. Порфирьев, Г.Н. Доленко, В.А. Краюшкин, И.И. Чебаненко и др. Эта концепция базируется на представлениях об образовании нефти и газа в очагах астеносферы вследствие неорганического синтеза. Глубинный флюид, представляющий собой смесь воды и углеводородов, по глубинным разломам мигрирует из мантии Земли в земную кору и образует, как правило, многопластовые нефтегазовые месторождения (рис. 1). Нефтегазоносность рассматривается как одно из проявлений природного процесса дегазации Земли, создавшего на ранних этапах ее развития гидросферу, атмосферу и биосферу.

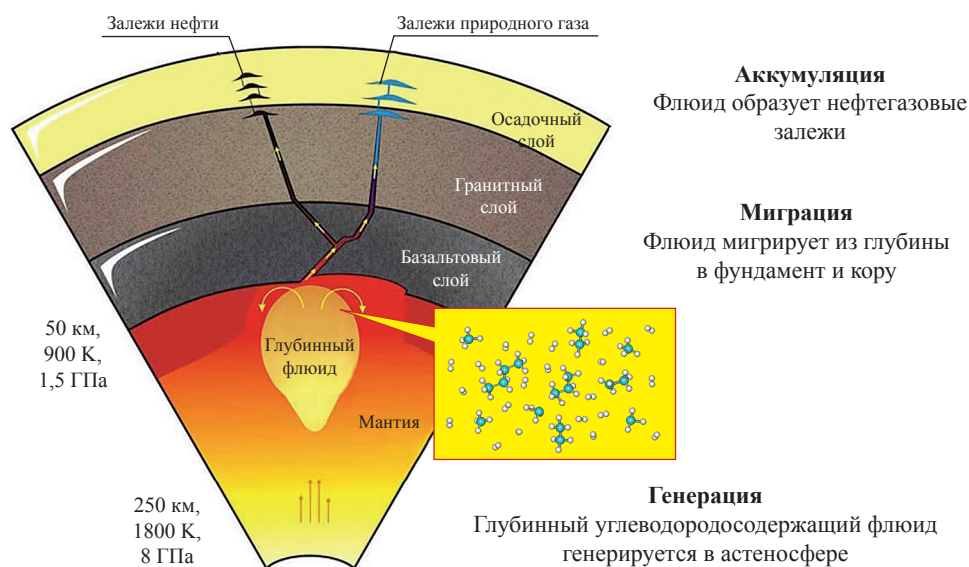


Рис. 1. Теория абиогенного глубинного происхождения углеводородов и образования нефтегазовых залежей [1]

### Генезис углеводородов

До недавнего момента современная концепция абиогенного глубинного генезиса углеводородов являлась геологической. Ее развитие тормозилось, главным образом, из-за отсутствия достоверных экспериментальных исследований, подтверждающих саму возможность абиогенного синтеза углеводородов в глубинных (мантийных) условиях. В течение последнего десятилетия эти результаты, краткий анализ которых приведен в данной статье, были получены и послужили новым импульсом развития теории абиогенного глубинного генезиса углеводородов.



## Термобарические условия и состав верхней мантии

Для синтеза углеводородов из неорганических веществ необходимы соответствующие термобарические условия, наличие доноров углерода и водорода и благоприятная восстановительная среда.

### Термобарические условия

Современные представления о термобарических условиях Земли базируются на двух методах: сейсмографии и термобарометрии минералов. Сейсмологические данные используются в лабораторных экспериментах для моделирования прохождения сейсмических волн в конкретных минералах и построения соответствующих моделей строения Земли. Геотермометрами и геобарометрами служат ксенолиты – минералы мантии, попавшие на поверхность во время активной вулканической деятельности. По их составу и структуре судят о свойствах материнской мантии.

В статье [2], опубликованной в *Nature*, описаны современные представления о термобарических условиях на глубинах до 200 км.

### Состав

Донорами углерода в мантийных условиях могут быть различные вещества – диоксид углерода (CO<sub>2</sub>), графит, карбонаты (в частности, магнезит (MgCO<sub>3</sub>); донорами водорода – вода и гидроксидные группы минералов. По данным современной науки, в веществе мантии находится достаточное количество вышеперечисленных веществ [3–6], хотя количественные оценки их содержания значительно расходятся. Однако количественное содержание веществ-доноров в верхней мантии не играет существенной роли. В работе [7] показано, что даже исходя из нижнего предела содержания углерода в верхней мантии, равного 0,1 %, слой абиогенной нефти вокруг всей Земли может составлять 1 км, тогда как все открытые запасы нефти могли бы дать слой в несколько миллиметров.

Благоприятная восстановительная обстановка в мантийных условиях может создаваться присутствием достаточного количества свободной, не связанной в металло-силикаты закиси железа (FeO) – вюстита. Наличие закиси железа в веществе мантии – общепризнанный факт. Анализ изверженных образцов показывает присутствие закиси железа в основных и ультраосновных породах верхней мантии в количестве нескольких процентов [6]. Состав вещества мантии представлен в табл. 1.

Теоретические расчеты, основанные на методах современной термодинамики [8], показывают, что полимеризация углеводородов возможна при температуре 900–1700 °С и давлении 30–70 кбар. Эти условия имеются в определенном слое верхней мантии Земли – астеносфере – на глубинах 60–200 км. Здесь же присутствуют доноры углерода и водорода, и может создаваться благоприятная восстановительная обстановка.

Таким образом, благоприятные условия для абиогенного синтеза углеводородов могут возникать в основных и ультраосновных породах верхней мантии Земли с высоким содержанием вюстита при наличии достаточного количества веществ – доноров углерода и водорода. Возможная реакция синтеза в этом случае может выглядеть следующим образом: восстановленное вещество мантии + газы → окисленное вещество мантии + углеводороды.

## Основные результаты экспериментов по абиогенному синтезу сложных углеводородных систем в условиях, соответствующих условиям верхней мантии

Первая попытка синтезировать углеводороды при термобарических условиях, соответствующих условиям верхней мантии, была предпринята в 1968 г. [9]. Из смеси кварца, карбоната кальция, оксида железа (II) и воды при давлении до 7 ГПа и температурах 1400–2000 К

Таблица 1

Основной элементный состав различных мантийных материалов [6]

Вещество	Океаническая кора	Скальная кора	Вне кратона	Низкотемпературный кратон	Высокотемпературный кратон
SiO <sub>2</sub>	44,66	44,98	44,47	44,18	44,51
TiO <sub>2</sub>	0,01	0,08	0,09	0,02	0,11
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,98	2,72	2,50	1,04	0,84
FeO	8,28	8,02	8,19	6,72	8,08
MgO	45,13	41,15	41,63	46,12	44,76
CaO	0,65	2,53	2,44	0,54	1,08

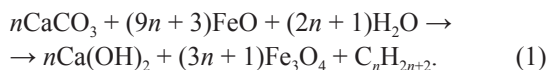
была получена смесь углеводородов от метана до гексана. Однако представленные в работе [9] результаты нельзя отнести к разряду достоверных из-за недостатков методики проведения эксперимента. Так, в ходе эксперимента не было достигнуто равновесие в реакционной камере, продукты реакции вступали в контакт с горячим воздухом, герметичность реакции не была обеспечена.

В 1999 г. группа китайских исследователей опубликовала работу по изучению превращений природных минералов (сидерит, исландский шпат, биотит, серпентин, оливин) при давлении около 1,5 ГПа в температурном диапазоне 1100–1800 К [10]. В результате экспериментов была получена смесь углеводородов, состоящая из метана, этана и этена. Отсутствие методического описания определения термобарических параметров не позволяет оценить достоверность определения температуры и давления в этой серии экспериментов.

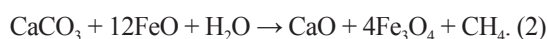
Интересные результаты представлены А.И. Чепуровым с соавторами [11]. При изучении процессов, связанных с синтезом алмазов, исследовались навески графита и воды при давлении 2,5 и 4 ГПа при температурах 1600 и 1900 К, соответственно, с использованием аппарата «разрезная сфера». Охлаждение полученных продуктов проводили в различных режимах – от быстрого со скоростью 200 К/с (закалка) до медленного (охлаждение в течение часа). Газохроматографический анализ газов показал наличие  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$  и незначительного количества  $\text{C}_2\text{H}_4$ – $\text{C}_3\text{H}_8$ . При медленном охлаждении в конечных продуктах наблюдались тяжелые углеводороды, которых не было в закаленных образцах.

Первые достоверные и воспроизводимые результаты по синтезу углеводородов в мантийных условиях были проведены группой российских ученых под руководством профессора В.Г. Кучерова в 1999–2002 гг. [8, 12]. В этих экспериментах была использована аппаратура, позволяющая достигать химического равновесия при давлении до 5,0 ГПа и температуре до 1600 К при герметичности экспериментальных процессов на всех этапах. Исходными веществами для синтеза углеводородов служили химически чистые реактивы –  $\text{FeO}$ ,  $\text{CaCO}_3$  и дважды дистиллированная вода. В результате была получена смесь углеводородов, сходная по своему составу с природными углеводородными системами. При этом была установле-

на следующая схема образования углеводородов при 3–5 ГПа и 1200–1500 К:



Группа американских исследователей [13] использовала аппаратуру высокого давления, позволяющую реализовать метод рамановской спектроскопии в камере с алмазными наковальнями при лазерном нагреве. В результате экспериментов, где реагентами (как и в предыдущем случае) служили  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeO}$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , при нагревании до 1700 К и давлении 7 ГПа *in-situ* зафиксировано образование метана и предложена следующая схема синтеза метана в мантийных условиях:



Сравнение результатов, указанных в реакциях (1) и (2), показывает их существенное различие. При одинаковых исходных веществах и сходных термобарических условиях были получены различные углеводороды: в первом случае – сложная углеводородная смесь, во втором – метан. Отличие может быть объяснено тем, что во втором случае в связи с очень малым объемом измерительной ячейки количество других углеводородов, помимо метана, было незначительным, и их невозможно было идентифицировать. Для проверки этого предположения были проведены эксперименты с чистым метаном с использованием аппаратуры высокого давления с алмазными наковальнями [14]. Результаты экспериментов подтвердили возможность образования из метана более высокомолекулярных алканов – этана, пропана и бутана – при изменении давления в диапазоне 2–5 ГПа в интервале температур 900–1500 К:



При этом относительные количества углеводородов, как и в опытах 1–4, уменьшались с увеличением их молекулярных масс.

Дальнейшие исследования, проведенные на различном оборудовании высокого давления (КОНАК и «разрезная сфера») при термобарических условиях, соответствующих мантийным, дали следующие результаты [15]. Хроматографические данные (табл. 2) позволяют говорить о том, что в результате экспери-

Таблица 2

**Состав смесей, полученных в лабораторных условиях, и образцов природного газа [9]**

№ опыта, реагенты (мг), тип охлаждения	Содержание в мольн. %								CH <sub>4</sub> , мкмоль
	CO <sub>2</sub>	N	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4,6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	
<b>Камера высокого давления типа КОНАК</b>									
<i>Опыт 1</i>									
CaCO <sub>3</sub> (104,5) + Fe (174,6) + H <sub>2</sub> O (45,3), закалка	0,0	Сл.	0,0	71,4	25,8	2,5	0,25	0,0	6,28
<i>Опыт 2</i>									
CaCO <sub>3</sub> (104,7) + Fe (174,6) + D <sub>2</sub> O (42,6), закалка	0,0	Сл.	0,0	71,1	25,3	3,2	Сл.	Сл.	4,83
<b>Аппарат высокого давления типа «разрезная сфера»</b>									
<i>Опыт 3</i>									
C (24,5) + Fe (60,2) + H <sub>2</sub> O (10,1), закалка	0,0	0,0	0,0	96,1	3,84	0,0	0,0	0,0	0,23
<i>Опыт 4</i>									
C (21,3) + Fe (98,6) + H <sub>2</sub> O (15,1), охлаждение 4 ч	0,0	0,0	0,0	93,2	6,21	0,42	0,16	0,0	5,4
<i>Северо-Ставропольское месторождение</i>	0,23	–	–	98,9	0,29	0,16	0,05	–	–
<i>Вуктыльское месторождение</i>	0,1	–	–	73,8	8,70	3,90	1,80	6,4	–

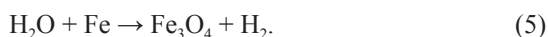
ментов были синтезированы смеси углеводородов, похожие по своему составу на природный газ.

При использовании CaCO<sub>3</sub> в качестве донора углерода содержание метана в полученной смеси соответствует составу природного («жирного») газа, богатого высокомолекулярными углеводородами (Вуктыльское месторождение). При использовании индивидуального углерода состав углеводородов соответствует составу «сухого» газа, в котором доминирует метан (Северо-Ставропольское месторождение). Сопоставление хроматографических данных с данными дифрактограмм позволило предположить следующие пути реакции синтеза углеводородов.

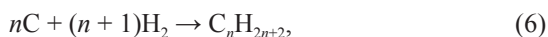
В случае закалки на первом этапе имеет место процесс:



а в случае медленного охлаждения:



На втором этапе в обоих случаях можно предположить, что образование углеводородов из углерода и водорода происходит по схемам:



Причем во время охлаждения происходит смещение равновесия реакции железа (0) с водой в сторону образования водорода и более сильного окисления железа. Увеличение количества водорода в реакции (5) по сравнению с реакцией (4) приводит к появлению большего количества углеводородов в реакциях (6) и (7). Однако при очевидном влиянии времени закалки объяснение этого эффекта требует дальнейшего исследования.

**Образование нефтяных и газовых залежей. Проблема первичной миграции**

Конвективные течения в астеносфере обуславливают возникновение повышенного теплового потока и напряжений растяжения/сжатия внутрилитосферных пластин и блоков земной коры и приводят к образованию глубинных разломов – каналов миграции мантийных флюидов. В зонах разломов в восходящих мантийных потоках, представляющих собой растворы различных флюидов, в том числе и углеводородных смесей, водный компонент вытесняется водородом и метаном [16]. При увеличении скорости и амплитуды раздвигания литосферных плит и внутрилитосферных пластин (зоны повышенной проницаемости пород) интенсивность дегазации вещества мантии, сопровождаемая вертикальной миграцией углеводородов, резко возрастает. Глубинный флюид, поступивший из мантии в фундамент и кору, образует, как правило, многопластовые нефтегазовые месторождения в горных породах любо-

го литологического состава, генезиса и возраста. При прорыве глубинного флюида в осадочный чехол происходит гидроразрыв пород с образованием новой системы макро- и микротрещин. В результате этого процесса непроницаемые и низкопористые пласты преобразуются в коллекторы. Глубинный флюид, обладая высокой реакционной способностью, при подъеме по зонам разломов и трещин растворяет органические вещества, расположенные на стенках, обогащаясь вторичными компонентами. Именно этот процесс и объясняет наличие в нефтях биомаркеров.

Как показывают расчеты, капиллярные силы, удерживающие глобулу нефти или газа в поре, в десятки тысяч раз превосходят силы плавучести. Глобулы нефти или газа просто не могут всплывать в поровом пространстве. *Единственно возможный механизм их перемещения описан выше и связан с прорывом глубинного флюида.* Это наглядно подтверждается строением таких гигантских газовых месторождений, как Deep Basin, Milk River и San Juan, расположенных в провинциях Альберта (Канада) и Колорадо (США). Гигантские объемы газа в этих месторождениях сосредоточены в мелкозернистых, плотных, слабопроницаемых аргиллитах и песчаниках (рис. 2).

Эти газонасыщенные плотные породы плавно переходят в крупнозернистые, высокопористые и высокопроницаемые водоносные горизонты при отсутствии тектонического воздействия, литологических или стратиграфических барьеров, которые могли бы помешать миграции газа вверх. Гигантские объемы газа из вышеупомянутых газовых месторождений имеют огромную плавучесть, но, тем не менее, удерживаются в порах капиллярными силами [17].

В заключение можно сделать следующие выводы:

- 1) синтез углеводородов происходит в верхней мантии Земли, где присутствуют первичные реагенты для их формирования;
- 2) глубинный флюид прорывается к поверхности по разломам и трещинам – миграционным каналам – и образует нефтегазовые залежи в горных породах любого литологического состава, генезиса и возраста. Это единственно возможный механизм миграции углеводородов снизу вверх;
- 3) по пути миграции глубинный флюид растворяет органические вещества, расположенные на стенках каналов, и обогащается вторичными компонентами, в том числе и биомаркерами.

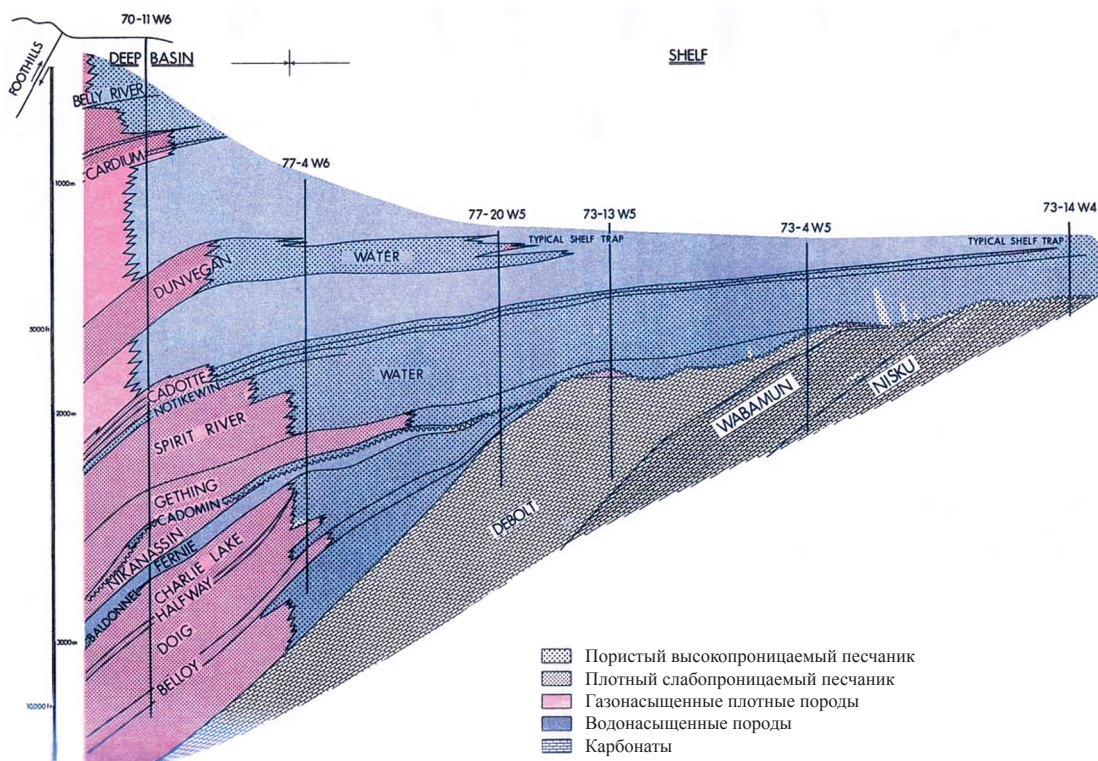


Рис 2. Разрез месторождения Deep Basin [17]

**Список литературы**

1. Kutcherov V.G. The deep-seated abiogenic origin of petroleum: from geological assessment to physical theory / V.G. Kutcherov, V.A. Krayushkin // *Review of Geophysics*. – 2010. – Vol. 48.
2. Green D.H. Water and its influence on the lithosphere-asthenosphere boundary / D.H. Green // *Nature*. – 2010. – Vol. 467. – P. 448–451.
3. Anderson D.L. Composition of the Earth / D.L. Anderson // *Science*. – 1989. – Vol. 243. – P. 367–370.
4. Iddhiki M. Stability of magnesite and its high-pressure form in the lowermost mantle / M. Iddhiki et al. // *Nature*. – 2004. – Vol. 427. – P. 60–62.
5. Murakami M. Water in Earth's lower mantle / M. Murakami, K. Hirose, H. Yurimoto // *Science*. – 2002. – Vol. 295. – P. 1885–1887.
6. Carson R.W. Physical, chemical and chronological characteristics of continental mantle / R.W. Carson, D.G. Pearson, D.E. James // *Rev. Geophys.* – 2005. – Vol. 43.
7. Двали М.Ф. О гипотезах неорганического происхождения нефти и об оценке перспектив нефтегазоносности с позиций этих гипотез / М.Ф. Двали // *Тр. ВНИГРИ*. – 1968. – № 27. – С. 120–127.
8. Kenney J.F. The evolution of multi-component systems at high pressure / J.F. Kenney, V.G. Kutcherov, N.A. Bendiliani et al. // *Proceeding of National Academy of Science (U.S.A.)*. – 2002. – Vol. 99. – P. 10976–10981.
9. Чекалюк Э.Б. Проблемы сверхглубокого бурения на территории УССР / Э.Б. Чекалюк, Г.Е. Бойко, В.Н. Бакуль. – Киев: Наукова Думка, 1968. – 186 с.
10. Weng K. Experimental study on hydrocarbon formation due to reaction between carbonates and water or water-bearing minerals in deep Earth / K. Weng et al. // *Chin. J. Geochem.* – 1999. – Vol. 18(2). – P. 115–120.
11. Чепуров А.И. Экспериментальное моделирование процессов алмазообразования / А.И. Чепуров, И.И. Федоров, В.М. Сонин. – Новосибирск: Сиб. отделение Академии наук, 1997. – 196 с.
12. Kutcherov V.G. Synthesis of hydrocarbons from minerals at pressure up to 5 GPa / V.G. Kutcherov, N.A. Bendiliani, V.A. Alekseev et al. // *Proceeding of the Russian Academy of Science*. – 2002. – Vol. 387 (6). – P. 789–792.
13. Scott H.P. / H.P. Scott, R.J. Hemley, H. Mao et al. // *Proceeding of National Academy of Science (U.S.A.)*. – 2004. – Vol. 101. – P. 14023–14026.
14. Kolesnikov A.Yu. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions / A.Yu. Kolesnikov, V.G. Kutcherov, A.F. Goncharov // *Nature Geoscience*. – 2009. – Vol. 2(8). – P. 566–570.
15. Kutcherov V.G. Synthesis of Complex Hydrocarbon Systems at Temperatures and Pressures Corresponding to the Earth's Upper Mantle Conditions / V.G. Kutcherov, A.Yu. Kolesnikov, T.I. Dyuzheva et al. // *Doklady Akademii Nauk*. – 2010. – Vol. 433 (3). – P. 361–364.
16. Маракушев А.А. Петрогенезис и рудообразование (геохимические аспекты) / А.А. Маракушев. – М.: Наука, 1979. – 215 с.
17. Masters J. Deep Basin gas trap, West Canada / J. Masters // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* – 1979. – Vol. 63, 2. – P. 152–181.

УДК 550.8.053

**В.М. Троицкий, А.В. Мизин, В.П. Ваньков, Е.О. Семёнов**

## Экспериментальное изучение подвижности гелия с целью оценки экранирующих свойств подземных хранилищ гелиевого концентрата

**Ключевые слова:**

физическое моделирование пластовых процессов, гелий, гелиевый концентрат, экранирующие свойства глинистой покрышки.

**Keywords:**

physical modelling of formation processes, helium, helium concentrate, screening properties of clay cap rocks.

Газ крупнейших газо- и нефтегазоконденсатных месторождений (ГКМ и НГКМ) Восточной Сибири, включая Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Собинско-Пайгинское, а также Республики Саха (Якутия) – Чаяндинского, Тас-Юряхского, отличается промышленным содержанием гелия. Низкие объемы потребления гелия как российской, так и мировой промышленностью требуют обеспечения его длительного хранения (сроком до ста и более лет). Интегральная оценка потенциальных запасов гелия в пределах Чаяндинского центра газодобычи (от 0,2 до 0,6 %) свидетельствует о возможности получения гелия в промышленных масштабах, сопоставимых с мировым производством, и позволяет определить необходимый объем его хранения – около 5 млрд м<sup>3</sup>. Наиболее полно геолого-технологическим требованиям к объекту хранения гелиевого концентрата на Чаяндинском НГКМ отвечает пласт-коллектор хамакинского горизонта Саманчакинского блока [1].

Одной из первоочередных задач при создании подземных газовых хранилищ является оценка надежности пород покрышки. Это особенно важно при создании хранилищ гелия, который обладает высокой проникающей способностью. Для оценки экранирующих свойств необходимо изучить характеристики покрышки на макроуровне (выдержанность, толщину, однородность, наличие разрывных нарушений) и микроуровне (фракционный и минералогический состав, структуру порового пространства, проницаемость, величину давления прорыва газа).

В настоящей статье рассматриваются результаты изучения на микроуровне экранирующих свойств глинистых пород верхнепаршинской подсвиты. Глинистая толща верхнепаршинской подсвиты толщиной 90–95 м на Саманчакинском блоке Чаяндинского НГКМ экранирует газоконденсатную залежь хамакинского горизонта, которая выбрана в качестве возможного объекта для создания подземного хранилища гелиевого концентрата (ПХГК).

Для изучения экранирующих характеристик пород покрышки хамакинского горизонта из керна, поднятого при бурении разведочной скв. 321-57, были отобраны образцы из нижней части покрышки верхнепаршинской подсвиты, которые впоследствии исследовались с целью определения:

- фракционного и минералогического состава;
- структуры порового пространства;
- проницаемости по гелию в условиях, моделирующих пластовые;
- давления прорыва газа через образцы покрышки, насыщенные жидкостью.

Экранирующие свойства глинистых покрышек в значительной степени зависят от фациальных условий и возрастают по мере увеличения глубин бассейна осадконакопления. Низкими экранирующими свойствами обладают глины, сформировавшиеся в условиях мелкого шельфа и прибрежного мелководья, а наиболее высокими – сформировавшиеся в условиях глубоководного шельфа и прилегающих частей моря. При этом лучшие экранирующие характеристики имеют глинистые породы, характеризующиеся высокой степенью дисперсности, преобладанием в составе разбухающих минералов (смектит, смешаннослойный смектит-иллит) и пониженным содержанием обломочного материала [2, 3]. Значительная толщина (30–100 м), однородный литологический состав и выдержанность глинистых по-

род верхнепаршинской подсвиты на всей территории Непско-Ботуобинского свода свидетельствуют о том, что эта покрывка является региональным флюидоупором, формирование которого происходило в условиях глубоководного шельфа.

Результаты определения фракционного состава образцов из нижней части глинистой покрывки хамакинского горизонта указывают на то, что неколлектороформирующие фракции породы (сумма содержания частиц пелитовой и мелкоалевритовой размерности) составляют 65–70 %, из которых доля глинистой фракции ( $< 0,01$  мм) составляет 30–35 %. Крупноалевритовая фракция, снижающая экраняющие характеристики глин, содержится в количестве 30–35 %. По данным петрографического изучения шлифов, крупноалевритовый материал распределен в глинистой массе неравномерно. Как правило, зерна алеврита обогащают отдельные микропрослои толщиной 1–10 мм.

Анализ фракции  $< 0,001$  мм, содержащей только глинистые минералы, позволил определить минералогический состав глин верхнепар-

шинской свиты. Состав глин полиминеральный: преобладает иллит, содержание которого составляет 60–65 %. Смешаннослойный иллит-сметтит содержится в количестве 20–25 %, каолинит и хлорит – 7–11 и 3–5 % соответственно.

По данным ртутной порометрии (рис. 1), структура порового пространства в глинистом алевролите верхнепаршинской подсвиты характеризуется узким диапазоном распределения пор ( $d = 0,016–0,1$  мкм). Максимальный диаметр пор – 0,16 мкм (менее 1 %). Диапазон распределения основных размеров пор (более 92 %) составляют поры с  $d = 0,016–0,04$  мкм.

Таким образом, по структурным и минералогическим характеристикам верхнепаршинские глины Чаядинского НГКМ соответствуют глинистым породам с высокой экраняющей способностью [2].

С целью возможной оценки максимально допустимого давления закачки, которое является одним из важнейших технологических показателей подземных газохранилищ, выполнены эксперименты по определению давления прорыва концентрата гелиевого газа на образцах глинистых пород из верхнепаршинской свиты.

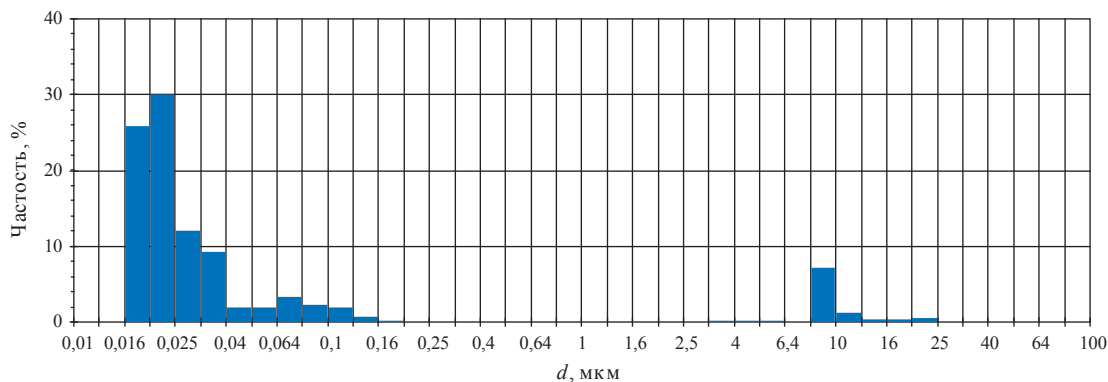


Рис. 1. Результаты ртутной порометрии для кернового образца глинистой покрывки хамакинского горизонта

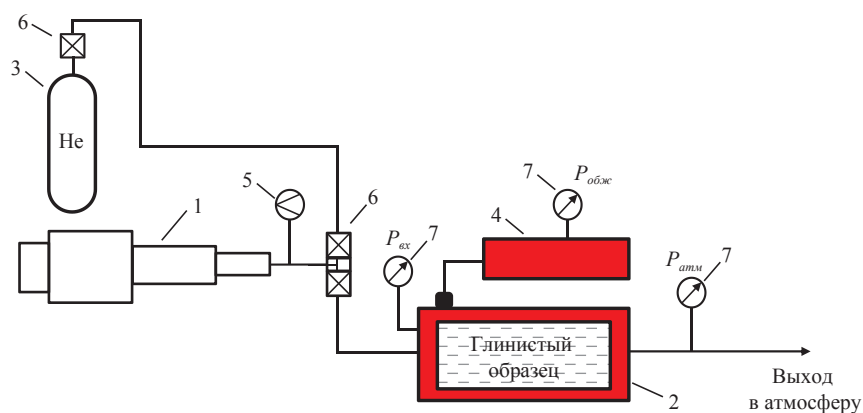
### Измерение абсолютной проницаемости

Для измерения абсолютной проницаемости по гелию была собрана гидравлическая схема на основе высокоточных измерительных насосов Quizix (США), предполагающая постоянный компьютерный контроль расхода на входе в образец. Блок-схема установки показана на рис. 2.

При исследовании фильтрационных свойств глинистой покрывки, обладающей крайне малой проницаемостью, необходимым свойством системы фильтрации является точ-

ное задание малых расходов газа на измерительном насосе 1 в режиме поддержания постоянного пластового давления на входе в образец. Данная фильтрационная система позволяет производить поддержание расхода газа с точностью до  $4,1 \cdot 10^{-4}$  см<sup>3</sup>/мин.

Для проведения опытов выбраны образцы глинистой покрывки, выбуренные перпендикулярно напластованию, которые поочередно помещались в кернодержатель 2 гидростатического типа. Гелий из аккумулятора



**Рис. 2. Гидравлическая схема по определению абсолютной проницаемости по гелию для образцов глинистого газупора: 1 – измерительный насос; 2 – кернодержатель; 3 – аккумулятор с плавающим поршнем для гелия; 4 – блок создания и поддержания обжимного давления; 5 – расходомер; 6 – вентили; 7 – манометры**

с плавающим поршнем 3 через вентили 6 подавался в измерительный насос 1. Далее с помощью измерительного насоса 1 осуществлялась фильтрация газа через образцы, при этом давление на входе в кернодержатель поддерживалось постоянным, а расход газа прецизионно измерялся с помощью расходомера 5. Измерения проводились в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 [4] при стационарном режиме линейной фильтрации газа через высушенные цилиндрические образцы до достижения стабильных значений расхода газа, при постоянных значениях входного давления и температуры опыта. Обжимное давление 35 МПа, соответствующее среднему горному давлению для данного интервала отбора кернового материала, устанавливается блоком создания и поддержания обжимного давления 4. Время одного опыта составляло от 20 до 70 ч. В ходе эксперимента поддерживался стабильный перепад давления  $\Delta P = P_{вх} - P_{вых} = 1,5$  МПа, а расход гелия через образец стабилизировался через 400–600 мин после начала фильтрации.

Результаты измерения абсолютной проницаемости образцов по гелию представлены в табл. 1.

Согласно данным табл. 1, измеренные значения проницаемости составляют  $1,33\text{--}2,61 \cdot 10^{-7}$  мкм<sup>2</sup>, что соответствует породам со средней экранирующей способностью (согласно классификации А.А. Ханина для месторождений углеводородов [5]).

### Измерение давления прорыва

В основу методики измерения давления прорыва газа и общей оценки экранирующей способности глинистых пород положен способ, приведенный в работе [5]. В указанной методике эксперимент проводился на образцах глины длиной 30 мм, насыщенных керосином, а в качестве газа использовался азот. Под давлением прорыва газа принималось минимальное давление, при котором через образец глинистой крышки, насыщенный керосином, начинается движение газа. В настоящей работе в качестве газа для прорыва образцов крышек использовались гелий и гелиевый концентрат, при этом образцы глины насыщались деканом. Гелиевый концентрат моделировался в эксперименте смесями гелия и азота в различных концентрациях. Газовая смесь из чистых гелия и азота (чистота компонентов – 99,9995 %)

Таблица 1

### Параметры глинистых образцов и результаты измерения абсолютной проницаемости по гелию

№ образца	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Коэффициент абсолютной проницаемости по гелию, мкм <sup>2</sup>
1	3,14	2,895	$2,61 \cdot 10^{-7}$
2	3,16	2,885	$1,33 \cdot 10^{-7}$
3	2,42	2,967	$1,86 \cdot 10^{-7}$

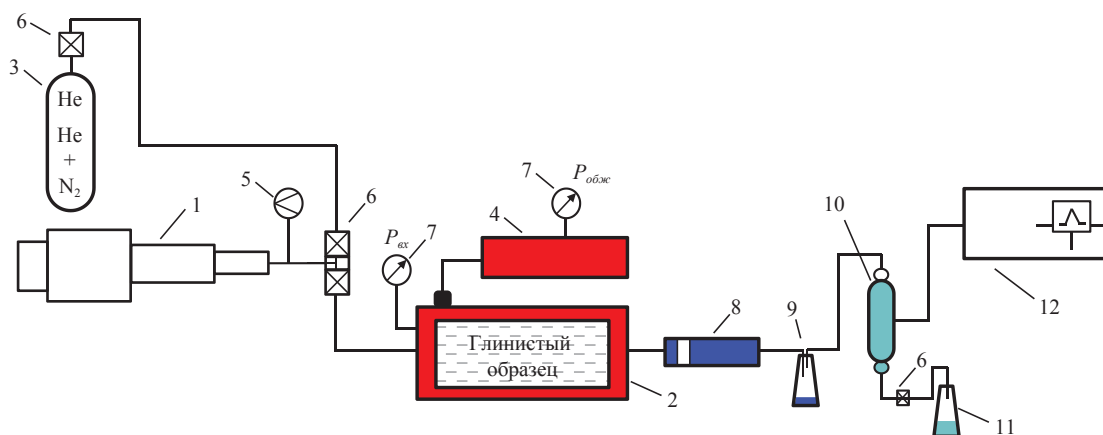


создавалась в аккумуляторе на основе расчетов (с применением специализированного программного обеспечения).

На рис. 3 показана блок-схема установки для измерения давления прорыва.

Основными узлами установки являются измерительный насос 1, кернодержатель гидростатического типа 2, индикатор прорыва газа 8 и хроматограф 12. Блок создания и поддержания обжимного давления 4 обеспечивает внешний обжим образца, что имитирует создание горного давления в кернодержателе. Обжимное давление препятствует проникновению и скольжению газа в пространстве меж-

ду керновым образцом и манжетой кернодержателя. Для этого в обычных фильтрационных экспериментах достаточно создавать обжимное давление, на 10 МПа превышающее внутривязное (или давление на входе в образец). Так как гелий обладает большой проникающей способностью, для установки измерения давления прорыва гелия выбрано более высокое значение обжимного давления, составившее 35 МПа. Система компьютерного контроля и управления осуществляет задание, регистрацию и сохранение основных параметров и режимов эксперимента.



**Рис. 3. Гидравлическая схема установки для определения давления прорыва смеси гелия и азота в образцах глинистого газопора: 1 – измерительный насос; 2 – кернодержатель; 3 – аккумулятор с плавающим поршнем для гелия или смеси гелий+азот; 4 – блок создания и поддержания обжимного давления; 5 – расходомер; 6 – вентили; 7 – манометры; 8 – индикатор прорыва газа; 9 – емкость для сбора декана; 10 – ловушка для газа с гидрозатвором; 11 – емкость с пересыщенным соляным раствором; 12 – газовый хроматограф Varian CP-3800**

### Процедура измерения

В процессе эксперимента на вход образца, находящегося под обжимным давлением около 35 МПа, с помощью измерительного насоса 1 из аккумулятора 3 подается газовая смесь. Измерительный насос 1 работает в режиме поддержания постоянного давления на входе. Выходящий газ после прорыва из кернодержателя 2 поступает в индикатор прорыва 8 и затем через ловушку для газа с гидрозатвором 10, заполненную пересыщенным раствором NaCl (360 г/дм<sup>3</sup>), подается на газовый хроматограф 12 для анализа состава. Фиксация прорыва газа осуществляется в индикаторе прорыва 8 визуально по началу движения пузырька газа в про-

зрачном капилляре, подключенном к выходу кернодержателя 2.

Давление газа на входе кернодержателя 2, измеряемое манометром 7, задается измерительным насосом 1, работающим в режиме поддержания постоянного давления. Начальное значение входного давления выбирается исходя из анализа результатов определения проницаемости и структуры порового пространства образцов покрышки. Согласно [5], для глин верхнепаршинской подсвиты прогнозные величины давления прорыва могут составлять ~5 МПа. Следовательно, начальное давление должно составлять 10 % от этой величины, т.е. 0,5 МПа.

Важным параметром в эксперименте является время выдержки образца под давлением, которое для образцов длиной 30 мм составляло от 3 до 25,5 ч [5]. Однако, по мнению авторов настоящей работы, время на каждой ступени нагружения должно составлять более двух суток. Если в течение этого периода прорыва газа не наступает, переходят к следующей ступени более высокого значения входного давления. Увеличение давления от ступени к ступени определяется необходимой точностью измерения давления прорыва и может составлять от 0,2 до 1 МПа. С этой целью реализовывались 5–7 ступеней поднятия давления. В результате время, необходимое на измерение давления прорыва одного образца, составляло от 143 до 318 ч.

После регистрации момента прорыва эксперимент продолжался для отбора пробы газовой смеси и последующего хроматографического анализа.

### Оценка погрешности измерений

Погрешность измерения давления прорыва образцов глинистой покрышки в значительной степени зависит от размера ступени повышения давления. Для проводимых измерений был выбран размер изменения ступени давления, равный 0,5 МПа. Тогда абсолютная погрешность измерения составит 0,25 МПа, и следовательно, относительная погрешность измерения давления прорыва будет находиться в пределах 4–7 %.

Дополнительные погрешности могут быть связаны с индивидуальными характеристиками подготовленных образцов покрышки, их исходных свойств (пористости, проницаемости, структуры порового пространства, наличия техногенных нарушений). В ходе работ для проведения опытов подбирались образцы с однотипными характеристиками по пористости и проницаемости (измеренными по газу), чтобы

снизить влияние индивидуальных погрешностей. Однако полностью исключить их влияние, как и оценить размеры этих погрешностей без дополнительных исследований, затруднительно.

### Результаты измерений давления прорыва и состава смеси

Для измерения давления прорыва были выбраны три образца глинистой покрышки. Измерения проводились на насыщенных н-деканом образцах. Время одного опыта составляло от 143 до 318 ч. Всего проведено четыре эксперимента для разных смесей гелиевого концентрата. Определение компонентного состава смеси перед опытом и на выходе по его окончании проводилось с помощью газового хроматографа Varian CP-3800. Результаты представлены в табл. 2. Величина давления прорыва гелия соизмерима с величиной давления прорыва гелиевого концентрата (смеси гелия и азота). Давление прорыва гелия на образце глинистого алевролита верхнепаршинской свиты составляет 3–4 МПа.

Анализ компонентного состава исходного и выходящего после прорыва через насыщенный деканом образец глины газа свидетельствует о снижении содержания гелия на выходе модели в пределах 5–10 % (табл. 3). Полученный результат может быть обусловлен либо утечкой гелия через резиновую манжету кернодержателя в связи с высокой проникающей способностью гелия, либо большей сорбционной способностью глинистой покрышки по отношению к гелию (по сравнению с азотом).

В результате выполненных экспериментальных работ предложены методика и гидравлическая схема эксперимента по определению фильтрационных характеристик глинистых пород с проницаемостью  $< 1 \cdot 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> по гелию.

Создана установка для определения давления прорыва газа через глинистые образцы с

Таблица 2

### Результаты измерения давления прорыва через глинистые образцы хамакинского горизонта (сводная по всем опытам)

№ опыта	Объемное содержание гелия в гелиевом концентрате, %	Объемное содержание азота в гелиевом концентрате, %	Зарегистрированное значение давления прорыва, МПа
1	100	0	4,012
2	50,69	49,31	4,012
3	25,52	74,48	3,688
4	78,35	21,65	3,688

Таблица 3

**Изменение состава смесей по данным хроматографического анализа**

№ опыта	Состав исходной смеси с учетом примесей, % мольн.		Состав смеси на выходе с учетом примесей, % мольн.	
	гелий	азот	гелий	азот
Опыт 2	50,69	49,31	47,69	51,18
Опыт 3	25,52	74,48	20,12	79,88
Опыт 4	78,35	21,65	70,47	29,53

использованием высокоточных измерительных насосов, работающих в автоматизированном режиме, что позволило значительно увеличить время выдержки образцов под испытательным давлением репрессии.

На основании экспериментальных исследований установлено следующее:

- давление прорыва гелиевого концентрата в глинистых покрышках не зависит от концентрации гелия в смеси газа в пределах ошибки измерений;
- состав газа на выходе модели пласта характеризуется пониженным содержанием гелия.

Полученные структурно-минералогические, фильтрационные и флюидоупорные характеристики глин свидетельствуют о высокой экранирующей способности покрышки хамакинского горизонта для создания долговременного хранилища гелиевого концентрата в южной части Саманчакинского блока Чайнинского НГКМ.

**Список литературы**

1. Люгай Д.В. Геологические перспективы создания хранилища гелия в пределах Чайнинского центра газодобычи / Д.В. Люгай, Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 62–67.
2. Семёнов Е.О. Оценка экранирующей способности глинистых пород и критерии их герметичности при создании газохранилищ в водоносных пластах / Е.О. Семёнов // Газовая промышленность. – 684/2012. – С. 19–23. – (Спецвыпуск «ПХГ»).
3. Осипов В.И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Недра, 2001. – 238 с.
4. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – С. 237–245.

УДК 622.276.6:622.031

**А.Ф. Соколов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, А.П. Федосеев,  
В.П. Ваньков, А.Е. Алеманов, О.М. Монахова, А.Г. Ефимов, Б.Н. Полестинер**

## Физическое моделирование воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на карбонатные породы пласта-коллектора

**Ключевые слова:**  
технологические жидкости, фазовая проницаемость, компьютерная томография, фильтрационный канал.

**Keywords:**  
technological fluids, relative permeability, computed tomography, filtration channel.

С целью повышения эффективности обработок скважин, вскрывающих продуктивный пласт с достаточно большой толщиной, применяются пеноэмульсионные кислотные обработки. В обрабатывающий кислотный раствор при перемешивании вводятся углеводородные жидкости, ингибиторы солеотложения и поверхностно-активные вещества. Устойчивость эмульсии при закачке в пласт достигается газированием азотом. Применение пеноэмульсионных кислотных обработок позволяет замедлить скорость взаимодействия кислоты с породой, увеличивая охват пласта воздействием. За счет уменьшения коррозионной активности раствора увеличивается стойкость узлов скважинного оборудования.

Исследования проводились с использованием модифицированной установки двухфазной фильтрации (Темсо) и комплекса компьютерной томографии на основе томографа Philips Tomoscan 60/ТХ [1–4].

Целью работы являются исследование методами физического моделирования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы пласта-коллектора, загрязненного фильтратом бурового раствора, и визуализация процессов растворения породы пласта с применением компьютерного томографа.

Объектом исследования выбраны представительные образцы породы (нижняя пермь) сакмарского и артинского ярусов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), представляющие собой известняк массивный, однородный, органогенный, без ясно выраженной слоистости с содержанием кальцита 84,8 и 78,2 %, доломита 13,1 (2,1 % – нерастворимый остаток) и 21,8 % соответственно. Основные данные о модели пласта представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные данные о модели пласта Оренбургского НГКМ

Параметры модели	Значение	
	образец № 1	образец № 2
Длина $L$ , см	2,96	3,00
Диаметр, см	2,955	2,945
Площадь поперечного сечения $F$ , см <sup>2</sup>	6,83	6,81
Пористость $m$ , %	12,35	12,15
Объем пор $V_{пор}$ , см <sup>3</sup>	2,50	2,48
Проницаемость $k$ , мД (атм. усл.)	1,347	0,76
Вес сухого образца, г	48,2091	51,0069
Объемная плотность, г/дм <sup>3</sup>	2,38	2,50
Минералогическая плотность, г/дм <sup>3</sup>	2,71	2,84

В модель пласта нагнетали натурный буровой раствор полимер-коллоидного типа с параметрами: плотность – 1,17 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость – 38,00 с, пластическая вязкость – 24,00 мПа·с, общая минерализация – 169,35 г/дм<sup>3</sup>.

В качестве пластового газа использовали модель газа сепарации плотностью 0,8 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 0,011 мПа·с.

Обрабатывающий кислотный раствор приготовлен из соляной кислоты согласно ГОСТ 3118-77 (х.ч., конц. 35–38 %), с массовой долей HCl 15 % с добавкой поверхностно-активного вещества и стабилизатора ионов железа.

Кислотная эмульсия на углеводородной основе приготовлена с использованием стабильного конденсата следующего состава: 60 % HCl, 40 % стабильного конденсата, в качестве эмульгатора – эмультал с объемной долей 3 % в растворе.

Термобарические условия при проведении исследований: температура – 25 °С, пластовое давление – 13,0 МПа, горное давление – 23,0 МПа.

Программа экспериментальных исследований включала: физическое моделирование пластовых процессов, оценку фильтрационных характеристик пласта, а также компьютерную томографию строения пустотного пространства образцов породы (трещиноватости) и визуализацию физико-химических процессов при воздействии на породу.

В *первой серии экспериментов* предварительно исследовалось воздействие бурового раствора ФЕС образца породы. После уда-

ления фильтрационной корки, образовавшейся в результате воздействия бурового раствора на испытуемый образец № 1, проводили закачку газированной азотом кислотной эмульсии на углеводородной основе с объемной подачей на уровне 0,25 см<sup>3</sup>/мин в количестве 0,5 объема пор испытуемого образца в направлении фильтрации бурового раствора.

Во *второй серии экспериментов* при исследовании эффективности закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе в пласт, загрязненный фильтратом бурового раствора, использовали модель пласта, составленную из двух образцов породы, общей длиной 58,1 мм, объемом пор 4,82 см<sup>3</sup>. В модели пласта за образцом породы № 1, используемым в первой серии экспериментов, был установлен образец породы № 2 (см. табл. 1).

При исследовании эффективности закачки газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе в составную модель пласта было произведено 10 этапов закачек. Суммарный объем закачек составил 4,43 объемов пор.

Результаты исследования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на породу пласта ОНГКМ представлены в табл. 2.

Таблица 2

### Результаты исследования воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на породу пласта ОНГКМ

№ п/п	Параметр	Исх. данные, эксперимент № 1 / эксперимент № 2	Эксперимент № 1	Эксперимент № 2									
				этапы									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Фазовая проницаемость образца для модельного газа (пл. усл.), мД	0,94/ 0,82	0,035	–	–	–	0,04	0,03	–	–	0,1	0,1	0,05
2	Время закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, мин	–	5,0	6,0	6,0	6,0	3,0	9,0	5,0	3,0	27,0	19,0	24,0
3	Объем закачанной кислотной эмульсии на углеводородной основе, см <sup>3</sup>	–	1,25	1,2	1,2	1,2	0,6	1,8	1,0	0,6	5,46	3,8	4,8
4	Закачанный объем пор кислотной эмульсии на углеводородной основе, д.ед.	–	0,5	0,25	0,49	0,74	0,86	1,23	1,43	1,55	2,67	3,45	4,43
5	Объемная скорость закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, см <sup>3</sup> /мин	–	0,25	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
6	Репрессия на пласт, МПа	–	1,0	0,05	0,1	0,05	0,23	0,3	0,15	0,19	0,23	0,12	0,19
7	Время стабилизации давления на входе в модель пласта, мин	–	136	–	–	–	180	19	23	54	310	13	41
8	Давление после стабилизации на входе в модель пласта, МПа	–	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,1	13,0	13,0	13,0

Эксперименты по исследованию влияния фильтрата бурового раствора на проницаемость продуктивных пластов с использованием натуральных образцов породы и бурового раствора полимер-коллоидного типа выявили значительные снижения проницаемости по сравнению с первоначальной.

Буровой раствор закачивался в насыщенные пластовым газом модели пласта с постоянной репрессией 2,8–2,9 МПа в направлении, обратном моделирующему приток углеводородов в скважину. На выходе из модели пласта давление поддерживалось модельным пластовым газом на уровне 13,0 МПа. При установленной репрессии на пласт фильтрат бурового раствора вытеснял из модели пласта пластовый газ. В течение суток фильтрат бурового раствора выдерживали в моделях пласта при пластовых условиях, тем самым моделируя реальные условия бурения скважины, поскольку восстановление притока углеводородов в скважину осуществляется с течением определенного времени после вскрытия пласта. Таким образом, в экспериментах было предусмотрено возможное взаимодействие фильтрата бурового раствора с породой и насыщающим ее модельным пластовым газом.

В результате фильтрации бурового раствора происходит его разделение на дисперсную фазу и дисперсионную среду. Дисперсная фаза бурового раствора образует на стенке скважи-

ны фильтрационную корку и в пласте – зону кольтации. Дисперсионная среда проникает в пласт, образуя зону проникновения фильтрата бурового раствора. На торцевой части образца породы толщина образовавшейся фильтрационной корки составила 0,28 мм. Прорыв фильтрационной корки в эксперименте зафиксирован при перепаде давления 0,45 МПа. Эти результаты могут быть использованы при расчете необходимой для удаления фильтрационной корки депрессии во время добычи продукции механизированными методами (или в естественном режиме пласта).

Фазовая проницаемость испытуемого образца для модельного пластового газа (в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину) после загрязнения буровым раствором снизилась с 0,94 до 0,035 мД. Степень снижения проницаемости при внедрении фильтрата бурового раствора в испытуемый образец составила  $\approx 27$ . Образец породы с ухудшенными ФЕС был исследован в первой и второй сериях экспериментов по воздействию на него кислотной эмульсией на углеводородной основе.

В первой серии экспериментов в результате воздействия на модель пласта, загрязненную фильтратом бурового раствора, газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе в количестве 0,5 объема пор, сформировалась сеть фильтрационных каналов (рис. 1–3).

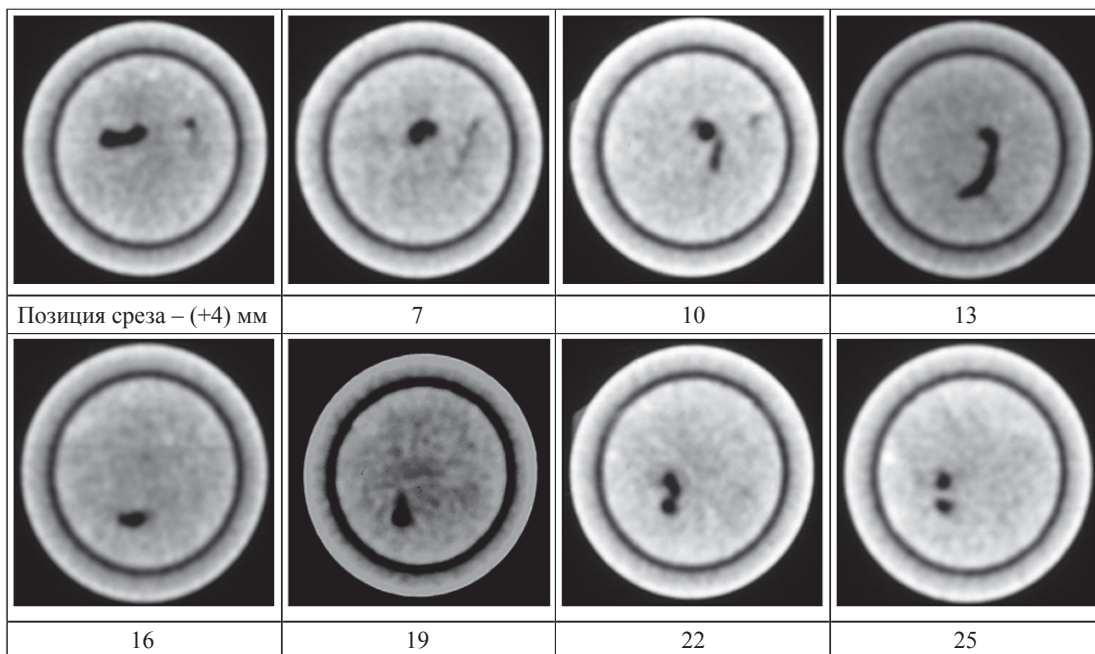
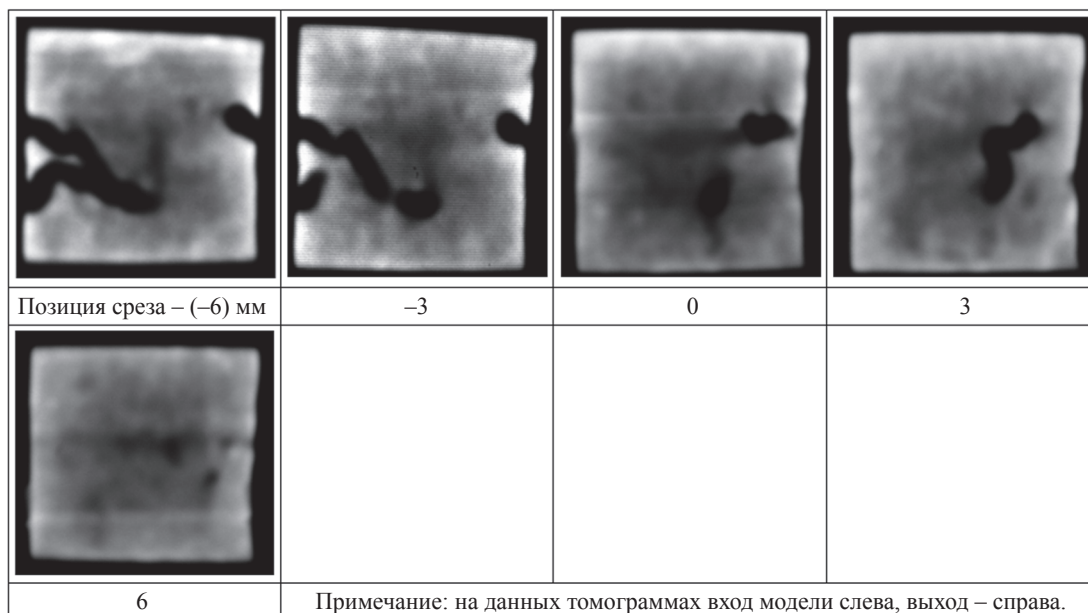


Рис. 1. Томографическая съемка поперечных сечений в образце по окончании закачки 0,5 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе



**Рис. 2. Томографическая съемка продольных сечений в образце по окончании закачки 0,5 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе**



**Рис. 3. Вид образца по окончании закачки 0,5 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе: а – входной торец; б – выходной торец; в – вид образца с оставшимися фрагментами фильтрационной корки**

Превышение давления над пластовым на входе в модель пласта составило 1,0 МПа. Фазовая проницаемость испытуемого образца для модельного пластового газа (в направлении, моделирующем приток углеводородов в скважину) не определялась вследствие прорыва кислотной эмульсии на углеводородной основе и образования в объеме испытуемого образца дополнительных фильтрационных каналов.

Во второй серии экспериментов при исследовании эффективности закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе в пласт, загрязненный фильтратом бурового раствора, использовали модель пласта длиной 58,1 мм, со-

ставленную из двух образцов породы. На входе в модель пласта был установлен образец № 1 с уже сформированной сетью фильтрационных каналов; за ним был установлен образец № 2 (см. табл. 1). Фазовая проницаемость составной модели пласта для модельного пластового газа составила 0,82 мД.

Томографическая съемка поперечных сечений в модели пласта после закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе в количестве 4,43 объемов пор выявила увеличение размеров сформированных фильтрационных каналов в процессе эксперимента, что привело к разрушению торцевой части образца № 1 (рис. 4, 5).

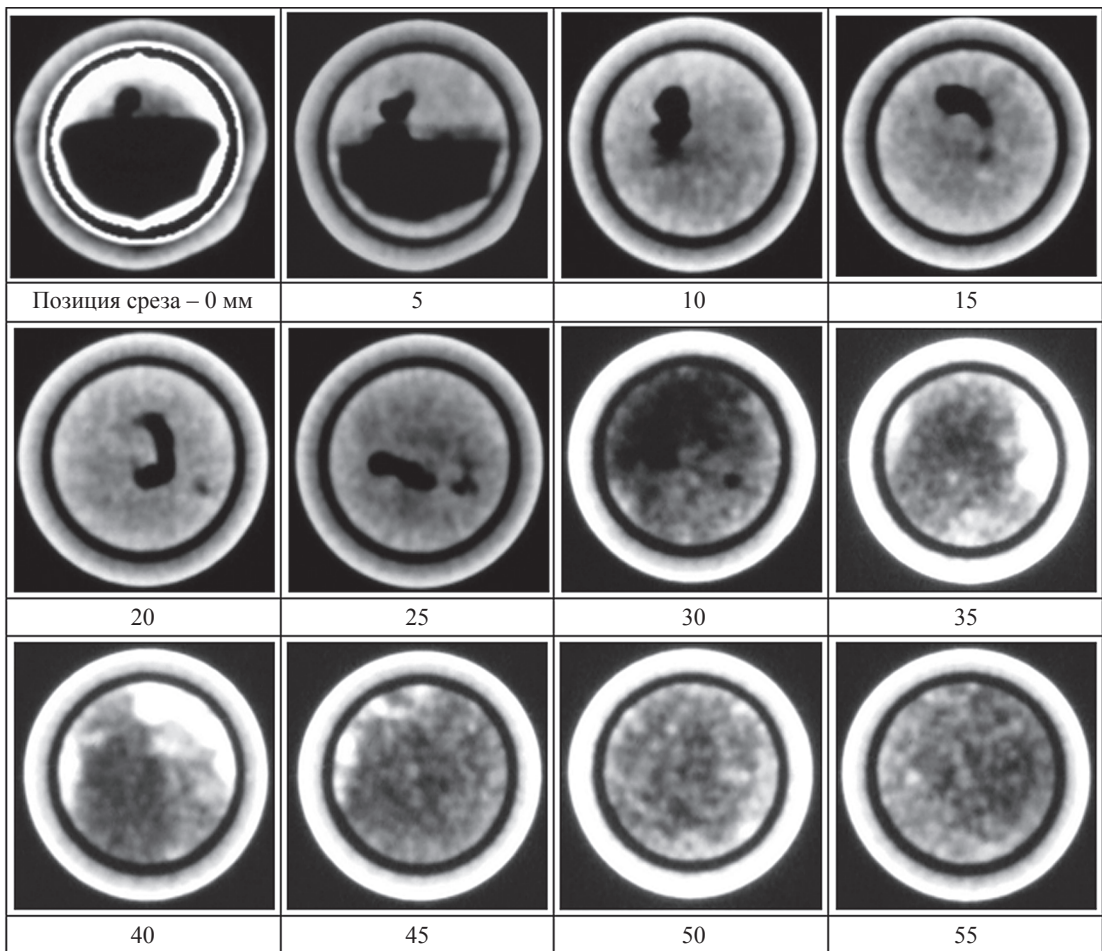


Рис. 4. Томографическая съемка поперечных сечений в модели пласта по окончании закачки 4,43 объема пор кислотной эмульсии на углеводородной основе

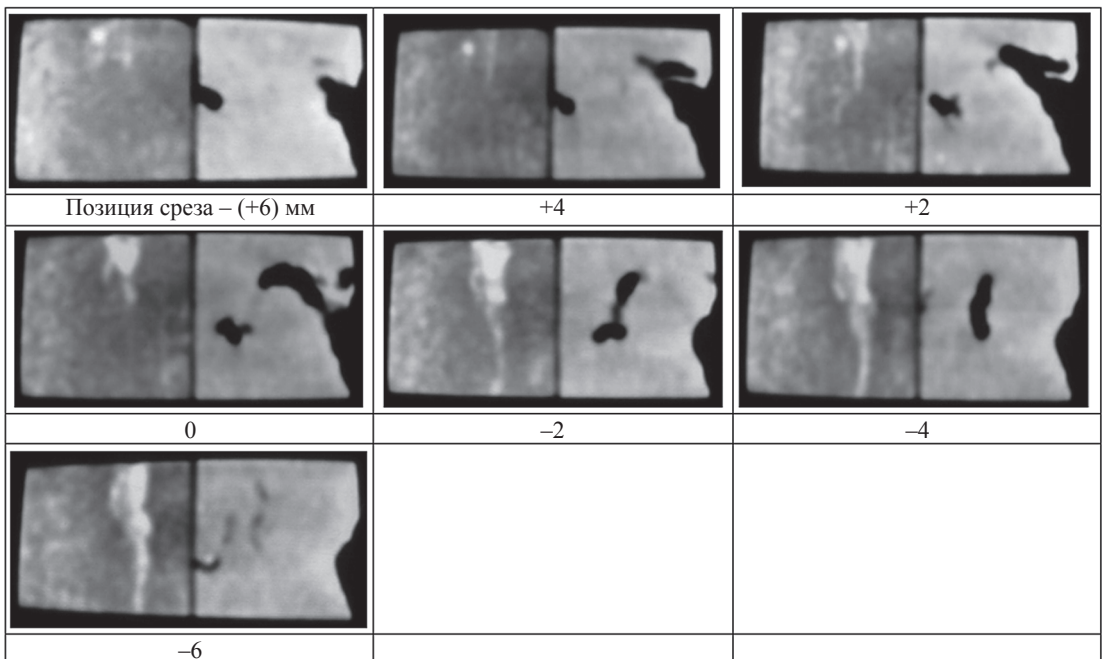


Рис. 5. Томографическая съемка продольных сечений в модели пласта (образцы № 37/6(2) и 30/8) по окончании закачки 4,43 объемов пор кислотной эмульсии на углеводородной основе



Пористость пласта увеличилась приблизительно на 30 %. Для образца № 2, наоборот, произошло снижение на 11,7 %. Объем пор образца № 1 увеличился на 29 %, а образца № 2 снизился на 11,3 %. Объем пор составной модели пласта увеличился на 6,7 %. Потеря массы образца № 1 на входе в модель пласта в процессе эксперимента составила 6,9 %; масса образца № 2 на выходе из модели пласта, наоборот, увеличилась на 0,35 %. Объем сформированного фильтрационного канала составил 1,15 см<sup>3</sup> (24 % от объема пор).

Результаты эксперимента свидетельствуют о загрязнении призабойной зоны скважины продуктами реакции взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта, с одной стороны, и удерживании пористой средой части углеводородов, в частности конденсата, в результате чего резко снижается фазовая проницаемость модели пласта для пластового газа, с другой. Насыщение ближайшей к скважине зоны пласта углеводородами может быть существенным, поскольку через эту зону прокачивается огромный объем эмульсии в пересчете на объемы пор призабойной зоны.

Использование конденсата при приготовлении кислотной эмульсии на углеводородной основе может привести к гидрофобизации пласта, вследствие чего в процессе обработки данной эмульсией призабойной зоны скважины пласт будет удерживать конденсат вплоть до достижения уровня гидродинамической подвижности. То есть в пористой среде наблюдаются периоды уменьшения и увеличения средней насыщенности конденсатом. Соответственно, происходит уменьшение или увеличение фазовой проницаемости модели пласта для модельного пластового газа. При закачке кислотной эмульсии на углеводородной основе в количестве 4,43 объемов пор фазовая проницаемость составной модели пласта для пластового газа установилась на уровне 0,05 мД, что в 16,4 раза ниже первоначальной проницаемости составной модели пласта.

Для увеличения проницаемости пласта, обработанного кислотной эмульсией на углеводородной основе, необходимо дополнительно проводить обработку призабойной зоны технологическими жидкостями для очистки ее от продуктов реакции и сорбированных углеводородов. Например, перед фронтом кислотной эмульсии на углеводородной основе необходи-

мо предварительно закачать технологическую жидкость (метанол или другие растворители), которая при восстановлении притока углеводородов в скважину проэкстрагирует породу пласта и удалит загрязняющие вещества из призабойной зоны скважины вместе с углеводородной продукцией.

Эксперименты показали достаточно высокую эффективность применения кислотной эмульсии на углеводородной основе, возможность обработки пласта на большую глубину при невысоких скоростях закачки. Эффективность определяется степенью соединения незагрязненной зоны пласта со скважиной и образованием разветвленной системы дренирования [5–7]. Для образования разветвленной системы дренирования необходимо проводить обработки в режиме раскрытия естественных микротрещин, создавая на забое давление выше давления начала их раскрытия.

Анализ полученных экспериментальных данных позволяет сделать следующие основные выводы.

1. На современном оборудовании, включающем систему двухфазной фильтрации (Temco), а также компьютеризированный томограф Philips Tomoscan 60/TX с максимальным приближением к пластовым условиям проведения исследования по влиянию буровых растворов и жидкостей интенсификации на фильтрационно-емкостные свойства кернового материала Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

2. Программа экспериментальных исследований включала: физическое моделирование пластовых процессов, оценку фильтрационных характеристик пласта, а также компьютерную томографию строения пустотного пространства образцов породы (трещиноватости) и визуализацию физико-химических процессов при воздействии на породу. В качестве объекта исследования использовались представительные образцы пород Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения без структурных нарушений (каверн, трещин и т.д.), целенаправленно выбранные по результатам сканирования с помощью компьютерного томографа, а также пробы бурового раствора и ингибиторов к обрабатываемому кислотному раствору, используемых на месторождении.

3. Выполненные экспериментальные исследования по изучению влияния буровых растворов полимер-коллоидного типа на проницаемость

пород с низкими фильтрационно-емкостными свойствами выявили значительные ухудшения ФЕС. Необходимо проведение дополнительных исследований по изучению реологических свойств буровых растворов полимер-коллоидного типа, разработке рецептур растворов для интенсифицирующих обработок скважин с целью снижения негативного влияния на ФЕС призабойной зоны пласта.

4. Исследованиями установлено, что при закачке газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе в количестве 0,5 объемов пор сформировались дополнительные сквозные и тупиковые фильтрационные каналы.

5. Результаты эксперимента свидетельствуют о загрязнении призабойной зоны скважины продуктами реакции в результате взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта и удерживании пористой средней части углеводородов, в частности конденсата, в результате чего резко снижается фазовая проницаемость модели пласта для модельного пластового газа. В процессе закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе пласт будет удерживать конденсат вплоть до достижения уровня гидродинамической подвижности.

6. Для увеличения проницаемости пласта, обработанного газированной кислотной эмульсией на углеводородной основе, необходимо дополнительно проводить обработку призабойной зоны технологическими жидкостями для очистки ее от продуктов реакции взаимодействия газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе с породой пласта и сорбированных углеводородов.

7. Томографические исследования, выполненные с целью контроля строения пустотного пространства образцов породы (трещиноватости, каверн) и визуализации физико-химических процессов при воздействии на пласт кислотной эмульсии на углеводородной основе, выявили следующее:

- томографический скрининг kernового материала показал общую однородность образцов, отсутствие трещин, каверн, видимых крупных нарушений, относительную однородность по плотности материала, оцененную на основе профилей СТ-чисел; при этом в образцах заметны более плотные включения, литологический состав которых требует дополнительного исследования;

- томографическое сканирование, проведенное после закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе, продемонстрировало видимую картину формирования сети как сквозных, так и тупиковых фильтрационных каналов одинакового сечения, размеры которых были увеличены в процессе очередных этапов закачки кислотной эмульсии на углеводородной основе.

### Список литературы

1. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
2. Operating and Instruction Manual for Relative Permeability Coreflooding System with Data Acquisition and Control System. – November 1995. – Temco, Inc.
3. Saner S. A review of computer tomography and petrophysical applications / S. Saner. – Salt Lake City, 1994.
4. Тер-Саркисов Р.М. Компьютеризированные установки многофазной фильтрации и их применение при разработке методов повышения конденсатоотдачи / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, С.Г. Рассохин и др. // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений: сб. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
5. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины.
6. Economides M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G. Nolte; 3-d Edition. – Schlumberger, 2000. – John Wiley & Sons, LTD.
7. Одинцова Ю.В. Влияние фильтрационно-емкостных свойств и пластовых условий на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Газовая промышленность. – 2012. – № 6. – С. 38–41.

УДК 622.279.42

**В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков**

## **Экспериментальная оценка параметров массопереноса при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты**

В последнее время диоксид углерода широко используется в нефтегазопромысловой практике. Обычно  $\text{CO}_2$  закачивают в коллектор для поддержания пластового давления месторождения, а также для вытеснения углеводородов из продуктивных пластов с целью повышения коэффициента углеводородоотдачи. На сегодняшний день также актуальна задача захоронения парниковых газов в различных коллекторах как непродуктивных, так и истощенных месторождений, а также в периферийных зонах подземных хранилищ газа (ПХГ). При этом возникает проблема конвективно-диффузионного смешения природного и углекислого газов. По-существу, количественная оценка указанного смешения должна подтверждать возможность закачки  $\text{CO}_2$  в пласт.

При создании в пласте-коллекторе буферного объема комбинированного газа, состоящего из природного метанового и частично из углекислого, необходимо выполнить следующие прогнозные оценки: а) как быстро с учетом масштабов ПХГ и конкретной схемы закачки диоксид углерода появится в отбираемой продукции скважин; б) процент содержания  $\text{CO}_2$  в отбираемом газе.

В результате молекулярной диффузии диоксид углерода через определенное количество времени достигает места отбора природного газа (в добывающих скважинах). При этом возникает необходимость очистки добываемого газа от  $\text{CO}_2$ , что технологически непросто и экономически невыгодно. Теоретически оценить время молекулярной диффузии не представляется возможным из-за необходимости учета большого количества геологических, технологических, физико-химических, петрофизических параметров, которые, так или иначе, скажутся на результатах оценки. Действительно, математическая теория уравнения диффузии довольно сложна: решить данное уравнение можно, используя численные методы и большие вычислительные мощности ЭВМ [1].

Для решения диффузионной задачи используют различные упрощающие допущения и математические модели [2]. Вместе с тем математические модели в своих основополагающих формулах имеют, как правило, большое количество свободных параметров и часто приводят к нереальным выводам и результатам.

В связи с этим вполне оправдано проведение лабораторных экспериментов по физическому моделированию внутрипластовых гидродинамических и диффузионных процессов, которые в миниатюре должны воспроизводить суть явлений, происходящих в пласте. Для этого крайне важно следовать критериям подобия: необходимо соблюдать подобие модельных условий натурным условиям залегающего пласта [3–4].

Основными задачами настоящего исследования являются: моделирование в лабораторных условиях процессов закачки  $\text{CO}_2$  в периферийную зону ПХГ; оценка времени диффузии  $\text{CO}_2$  к основной зоне ПХГ в условиях циклической закачки и отбора природного газа; определение максимального содержания диоксида углерода в составе отбираемой продукции после появления его на выходе модели.

**Ключевые слова:**

диоксид углерода, физическое моделирование, диффузионные процессы, диффузия  $\text{CO}_2$ , эксплуатация ПХГ.

**Keywords:**

carbon dioxide injection, underground gas storage (UGS), physical simulation, diffusion processes,  $\text{CO}_2$  diffusion coefficient, UGS exploitation.

Зная время  $t$  диффузии  $\text{CO}_2$  с одного конца модели на другой, при известной длине модели  $L$  пласта легко оценить коэффициент диффузии  $D$  углекислого газа по соотношению Эйнштейна [5]:

$$t = \frac{L^2}{D}. \quad (1)$$

Процентное содержание диоксида углерода на выходе модели пласта определяется хроматографически.

### Методика исследований

Эксперимент проводился на установке двухфазной фильтрации [7, 8]. В табл. 1 приведены основные технические параметры установки, а на рис. 1 – блок-схема, поясняющая процедуру измерений.

Модель пласта, находящаяся при пластовых условиях  $P_{пл} = 3,1$  МПа,  $T_{пл} = 60$  °С, подключалась своим входом к насосу закачки  $\text{CO}_2$  (см. рис. 1). Насос закачки осуществлял подачу диоксида углерода на вход модели пласта в объеме 18 % порового пространства, моделируя тем самым процесс утилизации  $\text{CO}_2$  на периферийной зоне ПХГ.

К выходу модели пласта подключался насос закачки метана  $\text{CH}_4$ , что моделировало процесс подачи природного газа через нагнетательные скважины основной зоны ПХГ.

В качестве насосов закачки в эксперименте использованы прецизионные насосы фирмы ISCO (США), модель 100DM.

Часть продукции с выхода модели пласта периодически подавалась на хроматограф для контроля содержания  $\text{CO}_2$ .

Таблица 1

Технологические параметры двухфазной установки фильтрации

Параметр	Установка двухфазной фильтрации
Пластовое давление, МПа	До 70
Горное (обжимное) давление, МПа	До 70
Рабочая температура, °С	До 150
Скорость флюидов в керне, м/сут	0,10–255
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см <sup>3</sup> /мин	0,00001–25
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	0,3
Длина керна, м	До 1
Диаметр керна, м	0,03

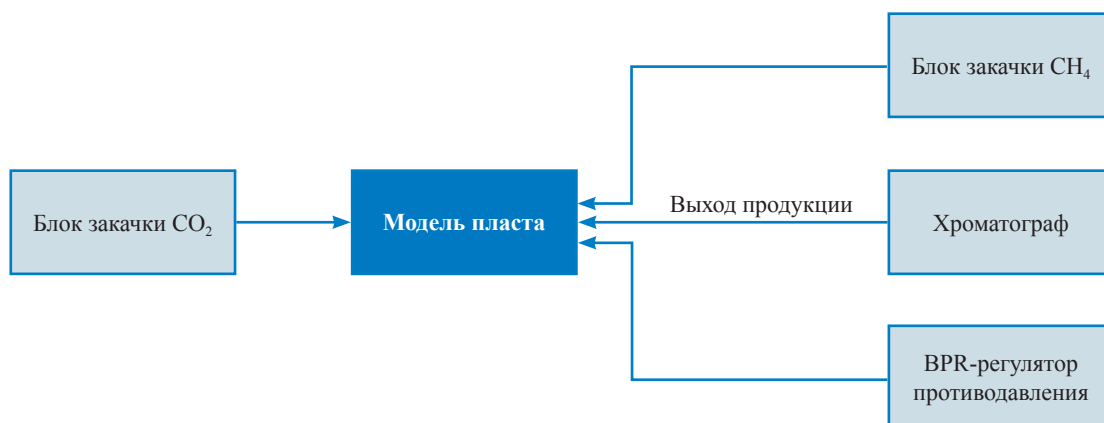


Рис. 1. Функциональная блок-схема экспериментальной установки для измерения коэффициента диффузии газов

Пластовое давление в модели поддерживалось регулятором противодействия (модель BPR Temco BP-10).

Описанная схема эксперимента и происходящие в физической модели пласта процессы позволили максимально отразить сущность реальных технологических процессов, происходящих на ПХГ в штатном режиме функционирования и утилизации диоксида углерода.

В соответствии с планируемой схемой закачки/отбора природного газа на основной площади ПХГ и замены буферного природного газа на углекислый на периферийном участке в физическом эксперименте моделировались:

- наличие связанной воды:  $S_w = 16\%$ ;
- пластовые условия:  $P_{пл} = 3,1$  МПа,  $T_{пл} = 60$  °С,  $P_{обж} = 13,0$  МПа;
- закачка  $CO_2$  на вход модели пласта и закачка/отбор природного газа на выходе модели пласта.

Авторами настоящей работы использовалась модель пласта, сформированная из кернового материала месторождения Северо-Каменномысское-море, пласт ПК-1, верхний мел сеноманского яруса с абсолютной проницаемостью порядка 1200 мД. Общая длина модели составила 25,85 см, абсолютная проницаемость – 1269 мД. На выходе модели пласта производился хроматографический анализ отбираемой продукции.

В табл. 2 приведены параметры образцов кернов и сформированной из них модели пласта.

### Создание начальной водонасыщенности

Для керновой модели была создана начальная водонасыщенность  $S_{во}$ , равная приблизительно 16 % (см. табл. 2), и измерена открытая пористость  $V_{пор} = 60,4$  см<sup>3</sup>. С этой целью образцы горных пород, составляющие модель, высушивали при температуре  $t = 105$  °С до постоянной массы, затем насыщали пластовой водой (ее минерализация составляла 233,76 г/л NaCl) и измеряли массу 100%-насыщенных образцов для определения коэффициента открытой пористости по воде.

При получении требуемой начальной водонасыщенности образцы горных пород сначала центрифугировали, определяли полученную водонасыщенность методом взвешивания, а затем доводили ее до требуемого значения методом капиллярной вытяжки. Контроль остаточной водонасыщенности осуществлялся по весу.

Далее керновая модель пласта подготавливалась по известному алгоритму:

- монтаж модели пласта и подключение кернодержателя к экспериментальной схеме двухфазной фильтрационной установки;
- вакуумирование модели пласта;
- создание пластовых условий в модели пласта:  $T_{пл} = 60$  °С,  $P_{пл} = 3,1$  МПа,  $P_{обж} = 13,0$  МПа;
- заполнение модели пласта метаном;
- выдержка модели пласта при пластовых условиях в течение двух суток.

В начале эксперимента на вход керновой модели пласта закачивался углекислый газ в

Таблица 2

**Характеристики образцов кернов, составлявших керновую модель пласта в эксперименте по определению параметров диффузии  $CO_2$  (размещены в порядке их расположения относительно входа в модель пласта)**

№ п/п	Лаб. № образца	Проницаемость по азоту $K_{пр}$ , мД	Объем пор $V_{пор}$ , см <sup>3</sup>	Длина $L$ , см	Диаметр $d$ , мм	Пористость $m$ , %	Начальная водонасыщенность $S_{во}$ , %
1	1-2	1237,2	6,548	27,9	30,4	33,3	17,07
2	1-3	1328,5	6,9779	29,5	30,3	33,5	15,65
3	1-4	1228,0	6,9167	29,5	30,4	33,1	17,08
4	1-5	1390,0	6,3909	27,5	30,3	33,2	15,11
5	1-6	1002,1	6,9808	29,5	30,4	33,5	17,69
6	1-8	1269,4	6,9020	29,5	30,35	33,1	16,72
7	1-9	1208,9	6,8447	29,5	30,4	33,0	16,79
8	1-10	1328,0	6,8721	29,5	30,35	33,1	17,73
9	1-11	1231,7	6,0064	26,1	30,25	32,8	16,31
Σ	Модель пласта	1269	60,4395	25,85	30,35	33,18	16,7

объеме 18 % порового объема модели с расходом  $0,3 \text{ см}^3/\text{мин}$ . Сразу же после закачки  $\text{CO}_2$  был проведен контрольный хроматографический анализ продукции, подтвердивший отсутствие углекислого газа в начале эксперимента на выходе модели.

В процессе изучения диффузии  $\text{CO}_2$  выход модели пласта был закрыт, а отбор продукции для хроматографического анализа производился дискретно каждые 2 ч. Путем автоматического управления блоком регулирования давления «до себя» BPR (см. рис. 1) удалось минимизировать объемы отбора газа для анализа. При каждом хроматографическом анализе отбиралось менее  $1 \text{ см}^3$  газа при пластовых условиях, что изменяло пластовое давление в модели всего на  $0,7$  бар.

Для того чтобы компенсировать эти незначительные изменения пластового давления, на выход модели после каждого хроматографического анализа подавалась небольшая порция метана, повышающая давление в модели до прежней величины. Это позволило наблюдать диффузионные процессы при постоянном пластовом давлении и не учитывать сильную зависимость коэффициента диффузии  $D$  от давления.

Кроме того, описанный режим поддержания пластового давления позволил смоделировать штатную ситуацию работы ПХГ, т.е. осуществить режим закачки  $\text{CH}_4$  (для поддержания давления в модели) и отбор природного газа (для хроматографического анализа).

## Результаты эксперимента

На рис. 2 представлен график временной зависимости содержания  $\text{CO}_2$  в продукции (в мольных процентах) на выходе модели пласта. Начало анализа совпадает с моментом окончания закачки  $\text{CO}_2$  на вход модели. Измерение содержания диоксида углерода в продукции на выходе модели пласта производилось хроматографом ЛХМ-8 дискретно через каждые 2 ч с минимальным расходом ( $\sim 1 \text{ см}^3$ ). Чувствительность хроматографа  $2 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м}^3$  по пропану является высокой и достаточной для регистрации мельчайших объемов углекислого газа, появляющегося на выходе составной модели пласта при моделировании процесса диффузии. Точность определения процентного содержания компонента в продукции на выходе хроматографа не хуже –  $0,1 \%$ . Аппроксимация экспериментальных результатов содержания  $\text{CO}_2$  в продукции на ось времени позволяет утверждать, что углекислый газ появился на выходе модели через период времени, равный  $7 \pm 0,2$  ч.

Таким образом, время диффундирования  $\text{CO}_2$  в керновой модели пласта составляет:

$$t_{\text{диф}} = (7 \pm 0,2) \text{ ч} = 25\,200 \text{ с}. \quad (2)$$

Следовательно, с учетом соотношения Эйнштейна (1) коэффициент диффузии для керновой модели пласта при  $L = 25,85 \text{ см}$  будет равен:

$$D = \frac{L^2}{t_{\text{диф}}} = 2,65 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}. \quad (3)$$

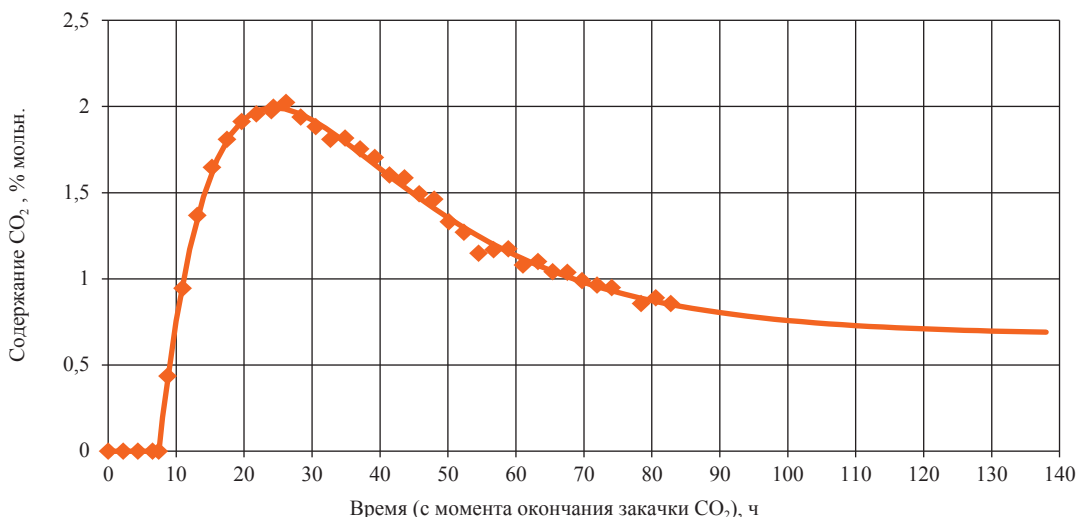


Рис. 2. Динамика изменения содержания  $\text{CO}_2$  в продукции на выходе керновой модели:  $L = 25,85 \text{ см}$ ;  $K_{пр} = 1269 \text{ мД}$ ;  $P_{пл} = 3,1 \text{ МПа}$ ;  $T_{пл} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $P_{обс} = 13,0 \text{ МПа}$

Коэффициент диффузии для кислорода и азота в воздухе при нормальных условиях имеет порядок  $10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с, а для диоксида углерода в сплошной газовой среде при атмосферном давлении –  $2,23 \cdot 10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с (см. [6]). Видно, что в данном случае диффузия углекислого газа через модель пористой среды происходит значительно медленнее, чем для случая неограниченного объема.

На процесс диффузии и ее замедление помимо фильтрационно-емкостных свойств породы и высокого пластового давления влияют абсорбционные (за счет растворения углекислого газа в связанной воде) и адсорбционные (за счет поглощения CO<sub>2</sub> поверхностью материала породы) эффекты. Причем все перечисленные эффекты будут приводить не только к замедлению массопереноса диоксида углерода, но и к уменьшению его содержания в отбираемой продукции. Экспериментально полученное значение коэффициента диффузии  $D$  для CO<sub>2</sub> для реальной пористой среды оказывается на порядок меньше значения коэффициента диффузии для сплошной газовой среды при атмосферном давлении.

Из рис. 2 также видно, что после завершения процесса диффузии и установления равновесной концентрации CO<sub>2</sub> по длине модели содержание углекислого газа в выходной продукции составит максимум 2 % мольных. Хотя диффузионные процессы и выравнивание концентрации CO<sub>2</sub> в системе происходят очень медленно и для завершения этих процессов необходимо время значительно большее, чем определенное из эксперимента время диффузии, можно предположить, что большая часть закачанного CO<sub>2</sub> (порядка 90 %) растворяется в пластовой воде и адсорбируется поверхностью коллектора.

### Оценка технологических параметров реального геологического объекта по результатам диффузионного эксперимента

На основании полученных результатов можно сделать предварительные оценки момента появления CO<sub>2</sub> в добывающих скважинах основной зоны ПХГ после закачки углекислого газа. Предположим, что максимальное расстояние от зоны закачки CO<sub>2</sub> (периферийной зоны) до ближайших эксплуатационно-нагнетательных скважин (основной зоны) равно 14000 м, а минимальное – 3000 м. Тогда, зная коэффициент

диффузии по результатам экспериментов на ядерной модели (см. (3)), углекислый газ появится после его закачки на периферии ПХГ на «ближнем» участке скважин основной зоны ПХГ через интервал времени, равный:

$$t = \frac{L^2}{D} = \frac{(3000)^2}{2,65 \cdot 10^{-6}} \cong 107,7 \text{ тыс. лет,} \quad (4)$$

а на скважинах «дальнего» участка – через интервал времени:

$$t = \frac{L^2}{D} = \frac{(14000)^2}{2,65 \cdot 10^{-6}} \cong 2,34 \text{ млн лет.} \quad (5)$$

При таких громадных промежутках времени, по-видимому, определяющим в появлении CO<sub>2</sub> в добывающих скважинах основной зоны ПХГ будет движение углекислого газа по трещинам. Следовательно, при оценке возможных рисков проекта по закачке CO<sub>2</sub> в продуктивный пласт неизмеримо возрастает роль детальной изученности коллекторских свойств и геологических особенностей месторождения.

Результаты эксперимента также свидетельствуют о том, что диффузия CO<sub>2</sub> после его закачки на периферийной зоне ПХГ происходит крайне медленно, и значит, отсутствуют серьезные опасения появления углекислого газа в добывающих скважинах основной зоны ПХГ.

Действительно, даже в случае линейной модели пласта в составе продукции на выходе модели не удастся получить больше 2 % CO<sub>2</sub>. Если же решать пространственную задачу диффузии CO<sub>2</sub> на месторождении (диффузию углекислого газа во всех направлениях) и учесть растворимость CO<sub>2</sub> в «подошвенной» воде, а также гравитационное разделение газов, то можно предположить, что только ничтожное количество диоксида углерода достигнет добывающих скважин основной зоны ПХГ (причем, через сотни тысяч лет).

Итак, на основании вышеизложенного приведем некоторые замечания обобщающего характера.

При подсчете коэффициента диффузии (см. (3)) использовался параметр полной длины модели  $L$ . Вместе с тем после закачки CO<sub>2</sub> в объеме 18 % порового пространства фронт раздела газов (CO<sub>2</sub> и метана) перемещался ближе к выходу модели, что соответствовало уменьшению характерной длины для диффундирования CO<sub>2</sub>. Однако учет уменьшения характерной длины модели  $L$  при расчете приведет к уменьшению коэффициента диффузии  $D$ , а значит, к

увеличению периодов времени, следующих из выражений (4) и (5).

В эксперименте по моделированию процессов закачки  $\text{CO}_2$  и изучению диффузии углекислого газа применялась однократная закачка  $\text{CO}_2$  в объеме 18 % порового пространства. В действительности на ПХГ обычно производится не однократная, а постепенная закачка  $\text{CO}_2$  на протяжении нескольких лет. В этом случае диффузионные процессы будут происходить еще медленнее [9]. Таким образом, значения времен диффундирования углекислого газа (выражения (4) и (5)), следующие из экспериментальных оценок, можно считать минимально возможными.

В заключение можно сделать несколько выводов.

1. Методами физического моделирования на керновой модели пласта изучены процессы массопереноса, реализуемые при захоронении  $\text{CO}_2$  на периферийной зоне ПХГ и штатном режиме закачки/отбора природного газа на основной зоне ПХГ.

2. Определены коэффициенты диффузии и времена диффундирования  $\text{CO}_2$  после его закачки в объеме 18 % порового пространства моделей: для керновой модели с абсолютной проницаемостью 1269 мД получено значение коэффициента диффузии, равное  $2,65 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

3. Проведены оценки момента появления  $\text{CO}_2$  в добывающих скважинах основной зоны

ПХГ после закачки углекислого газа на периферийной зоне при штатном режиме работы хранилища газа.

4. На основании экспериментальных оценок сделано заключение, что диффузия диоксида углерода после его закачки на периферийной зоне ПХГ происходит крайне медленно, а значит, отсутствуют серьезные опасения появления углекислого газа в добывающих скважинах основной зоны ПХГ в пределах разумных интервалов времени.

5. Из результатов эксперимента и с учетом пространственной картины диффузии  $\text{CO}_2$  на месторождении (диффузия углекислого газа во всех направлениях), а также растворимости  $\text{CO}_2$  в «подошвенной» воде и гравитационного разделения газов можно предположить, что только ничтожное количество  $\text{CO}_2$  достигнет добывающих скважин основной зоны ПХГ (причем, через сотни тысяч лет).

6. Предполагается, что при огромных временных затратах на диффундирование  $\text{CO}_2$  (сотни тысяч лет) определяющим в появлении диоксида углерода в добывающих скважинах основной зоны ПХГ будет движение углекислого газа по трещинам. Таким образом, при оценке возможных рисков при закачке  $\text{CO}_2$  в продуктивные пласты неизмеримо возрастает роль детальной изученности коллекторских свойств и геологических особенностей месторождения.

## Список литературы

1. Райченко А.И. Математическая теория диффузии в приложениях / А.И. Райченко. – Киев, 1981.
2. Nasrabadi H. Two-Phase Multicomponent Diffusion and Convection for Reservoir Initialization / H. Nasrabadi, K. Gharayeb // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2006. – P. 530–542.
3. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем / Д.А. Эфрос. – М.: Гостехиздат, 1963. – 350 с.
4. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
5. Хаазе Р. Термодинамика необратимых процессов: Гл. 4 / Р. Хаазе. – М., 1967.
6. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
7. Рассохин С.Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин., В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 5 – С. 40–44.
8. Рассохин С.Г. Влияние начальной водонасыщенности и смены режима дренирования на фазовые проницаемости нефтенасыщенных неоконских залежей / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 169–178.
9. Чепмен С. Математическая теория неоднородных газов / С. Чепмен, Т. Каулинг; пер. с англ. – М., 1960.



УДК 622.276.6:622.031

**А.Ф. Соколов**

## Принципы физического моделирования гидродинамических процессов в пласте-приемнике жидких производственных отходов на примере Заполярного НГКМ и Касимовского ПХГ

При организации полигона захоронения жидких производственных отходов основного производства или подземного хранилища газа (ПХГ) выбор водоносного пласта в качестве приемника отходов необходимо проводить с соблюдением целого ряда условий:

- пласт должен быть надежно изолирован от других пластов, подземные воды которых используются или предполагается использовать в народном хозяйстве;
- пласт должен обладать высокими фильтрационно-емкостными свойствами, обеспечивающими требуемую приемистость;
- размеры пласта должны позволять принять суммарный накопленный объем жидких производственных отходов за весь период эксплуатации полигона (например, за 20–30 лет).

В связи с этим необходимо уметь производить оценку потенциального объема пласта и ареала распространения жидких производственных отходов.

На практике выбор пласта как приемника жидких производственных отходов осуществляется по результатам геофизических и гидрогеологических исследований разведочных скважин в интервале залегания пласта-приемника. Лабораторные исследования сводятся в основном к анализу подземных вод и закачиваемых жидкостей, водорастворенных газов, керна. При этом определяется совместимость жидких производственных отходов с подземными водами в поверхностных условиях. Экспериментальные исследования, которые позволили бы прогнозировать изменение гидродинамических свойств пласта, не проводятся. Полигон по захоронению жидких производственных отходов нельзя проектировать на современном уровне без проведения предварительных экспериментов по фильтрации жидких производственных отходов в условиях пласта-приемника. Особенно важно располагать результатами таких исследований, если в породах пласта содержатся глинистые минералы, а в составе жидких производственных отходов – примеси углеводородов.

Исследования были выполнены применительно к двум типичным действующим полигонам: на Касимовском ПХГ и Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ).

До начала эксплуатации полигона по захоронению жидких производственных отходов поровое пространство водоносного пласта-приемника заполнено пластовой водой. В большинстве случаев эта вода представляет собой раствор NaCl и других солей, содержание которых зависит от особенностей генезиса водонапорного бассейна в данном регионе. Минерализация пластовой воды в пласте-приемнике полигона Касимовского ПХГ составляет 150 г/дм<sup>3</sup>, тогда как полигона Заполярного НГКМ – всего 16–18 г/дм<sup>3</sup>. Закачиваемые жидкие производственные отходы на обоих полигонах имеют минерализацию меньшую, чем вода принимающего пласта, поскольку в состав жидких производственных отходов входят, как правило, пресные талая и дождевая вода, а также хозяйственно-бытовые стоки.

Таким образом, одним из характерных процессов в пласте-приемнике стоков является вытеснение пластовой воды менее минерализованной – наиболее типичной, закачиваемой в пласт жидкой смесью. Процесс вытеснения сопровождается замеще-

**Ключевые слова:**  
физическое моделирование, жидкие производственные отходы, критерии подобия, совместимость, кольяматация, набухание глинистых минералов, катионный обмен.

**Keywords:**  
physical modelling, liquid industrial waste, similarity criteria, compatibility, mudding, swelling of clay minerals, cation exchange.

нием в порах пласта одного водного раствора другим, а также молекулярной и конвективной взаимной диффузией компонентов растворов на их контакте.

Наличие или отсутствие углеводородных примесей в жидких производственных отходах зависит от качества подготовки стоков перед закачкой в пласт-приемник, при этом немаловажное значение имеет, однофазные или двухфазные растворы представляют собой данные отходы.

Если в закачиваемой жидкости отсутствуют углеводородные примеси или их количество относительно мало, то вытеснение пластовой воды закачиваемой жидкостью будет представлять процесс смешивающегося вытеснения, когда на фронте вытеснения отсутствует межфазная граница раздела. Особенности смешивающегося вытеснения одной жидкости другой изучены в нефтедобывающей промышленности в связи с применением способа разработки продуктивного пласта в режиме вытеснения нефти растворителями [1]. Для контроля за процессом смешивающегося вытеснения в лаборатории используют такие параметры, как допрорывный коэффициент вытеснения, полный коэффициент вытеснения, длина зоны смеси как функция пройденного расстояния и некоторые другие. В промысловых условиях, кроме того, используют еще один важнейший параметр – коэффициент охвата пласта нагнетаемым агентом. Важнейший вывод по результатам выполненных экспериментов [1] заключается в следующем: при смешивающемся вытеснении скорость фильтрации практически не влияет на результаты процесса (т.е. величины перечисленных выше параметров). Это позволяет проводить физическое моделирование процессов вытеснения в любом удобном для экспериментаторов скоростном режиме.

Различия в минерализации вытесняемой и вытесняющей вод дают возможность контролировать динамику процесса по изменению содержания в «продукции» модели пласта, например иона хлора, изменению общей минерализации жидкости или катион-анионного баланса.

Полученные в ходе физического моделирования данные о величинах коэффициентов вытеснения и длине зоны смеси необходимы для оценки размеров зоны распространения закачанной жидкости в пласте-приемнике [2]. Следует иметь в виду, что достоверными, при-

годными для практического использования являются результаты, полученные в виде зависимостей величин параметров от пройденного фронтом вытеснения расстояния. Это обеспечивается, если длины нескольких используемых моделей пласта оказываются не меньшими, чем длина зоны смеси. Поскольку заранее эти соотношения неизвестны, необходимо для экспериментальных исследований подготовить не менее 3–5 моделей пласта с существенно разными длинами.

На практике иногда в пласт-приемник закачивают жидкие производственные отходы, содержащие намного больше углеводородных примесей, чем это допускается по регламенту [3]. Поэтому целесообразно еще на этапе проектирования полигона и, очевидно, совершенно необходимо на этапе эксплуатации объекта располагать информацией о последствиях поступления в водоносный пласт углеводородных жидкостей.

Вода и углеводородные жидкости практически нерастворимы друг в друге. При поступлении в пласт двухфазной водоуглеводородной смеси в нем реализуются два этапа: вытеснение одной фазы двухфазной смесью (на фронте вытеснения) и фильтрация двух не смешивающихся друг с другом фаз (за фронтом вытеснения). Первый этап – вытеснение пластовой воды двухфазной смесью – включает два взаимосвязанных процесса, а именно смешивающегося вытеснения пластовой воды водным компонентом жидких производственных отходов и вытеснения смеси этих водных растворов углеводородной жидкостью. В этот допрорывный этап скорость фильтрации углеводорода будет отставать от скорости фильтрации воды как в случае смачивающего, так и несмачивающего стенки пор углеводорода. Смачивающий углеводород будет удерживаться пористой средой и появится на выходе модели пласта только после того, как количество этой жидкости в поровом пространстве превысит порог гидродинамической подвижности («критическую» насыщенность). Несмачивающий углеводород в своем движении будет отставать от воды вследствие проявления эффекта Жамена. Таким образом, появление на выходе модели пласта углеводородной жидкости произойдет в любом случае позднее, чем водного компонента жидких производственных отходов.

К началу второго, двухфазного этапа фильтрации водоуглеводородной смеси в модели

пласта устанавливается «критическая» насыщенность порового пространства смачивающим углеводородом, однако дальнейшего накопления последним не происходит, и составы как фильтрующейся смеси, так и «продукции» модели пласта приближаются к составу подаваемой смеси. Если углеводород не смачивает стенки пор, то к началу второго этапа фильтрации в модели пласта практически отсутствует неподвижная часть углеводорода, но имеется неподвижная («связанная») вода, поскольку стенки пор остаются гидрофильными и порода удерживает в данном случае часть воды. Следует отметить, что и при фильтрации смеси со смачивающим углеводородом пористая среда наряду со «связанным» углеводородом удерживает часть воды, но насыщенность «связанной» водой в данном случае меньше, поскольку значительная доля поверхности пор гидрофобизована углеводородом.

На практике содержание углеводородов в жидких производственных отходах порядка 10 %, очевидно, является редким исключением, поскольку количество примеси углеводородов в жидких производственных отходах регламентировано и обычно незначительно. Поэтому, например, оценка коэффициента вытеснения пластовой воды углеводородом для полигона захоронения жидких производственных отходов не может быть актуальной задачей. В то же время весьма актуальна оценка снижения приемистости нагнетательных скважин при закачке стоков, содержащих даже малые количества углеводородов. Дело в том, что через призабойные зоны при закачке проходят огромные объемы жидкости, если их исчислять в объемах пор призабойной зоны. Поэтому даже небольшие концентрации углеводорода в жидких производственных отходах могут вызывать значительные снижения приемистости вследствие удержания углеводорода пористой средой в непосредственной близости от забоя скважины. Таким образом, актуальной оказывается задача определения в динамике относительных фазовых проницаемостей (ОФП) призабойной зоны пласта для водного компонента жидких производственных отходов и углеводородной примеси.

При измерении ОФП, как известно, наиболее точные результаты получают, если используют образцы пористой среды, длина которых существенно превышает расстояние, где наблюдаются концевые эффекты [4–7]. Поэтому

измерения ОФП на образцах длиной не менее 300 мм можно считать достаточно точными: влияние концевых эффектов в этих случаях внесет погрешность в результаты менее 2–3 % [8].

Если использовать образцы пород (модели пласта) указанных размеров (длины), то достоверность полученных величин ОФП будет определяться только соответствием образцов пористой среды, флюидов и термобарических условий экспериментов натуре (пласту-приемнику стоков).

Приблизительно такие же требования к размерам образца породы (модели пласта), очевидно, следует предъявлять при изучении процессов катионного обмена в пористой среде, когда объектом исследования служит действующий пласт-приемник жидких производственных отходов.

На основании вышеизложенного можно перечислить основные гидродинамические и физико-химические процессы, протекающие в пласте-приемнике при закачке в него жидких производственных отходов:

- вытеснение пластовой воды жидкими производственными отходами состава, отвечающего регламентным нормам, а также жидкими производственными отходами, содержащими углеводородные примеси в количествах, существенно превышающих регламентные нормы (при закачке водоуглеводородной смеси);
- двухфазная фильтрация водоуглеводородной смеси;
- набухание глинистых компонентов породы пласта-приемника;
- удерживание углеводородной жидкости породой в призабойной зоне нагнетательной скважины;
- катионный обмен в системе «порода пласта-приемника – пластовая вода – жидкие производственные отходы».

Это дает возможность наметить, какого рода эксперименты необходимо проводить для получения результатов, характеризующих процесс либо только с качественной стороны, либо достаточно точно количественно (табл. 1).

Очевидно, наиболее достоверную информацию об исследуемом процессе можно получить, если сочетать натуральный эксперимент и моделирование. В натурном эксперименте все свойства образца породы и флюидов, а также термобарические условия лабораторного эксперимента точно соответствуют пластовым.

Таблица 1

**Требования к размерам (длине) образцов пород и моделей пласта при изучении процессов в пласте-приемнике жидких производственных отходов**

№ п/п	Процесс	Цель эксперимента – получение результатов		Необходимая длина образца породы (модели пласта), мм	Тип эксперимента
		качественных	количественных		
1	Вытеснение пластовой воды жидкими производственными отходами нормированного состава и жидкими производственными отходами со значительной примесью углеводородной жидкости	x		≥ 300	Натурный
			x	Определяется критериями подобия	Моделирование
2	Удерживание угле-водородной жидкой примеси породой	x		≥ 300	Натурный
			x	Определяется критериями подобия	Моделирование
3	Двухфазная фильтрация водоуглеводородной смеси	x		≥ 300	Натурный
			x	≥ 300	Моделирование
4	Набухание глинистых компонентов породы	x		≥ 300	Натурный
			x	≥ 300	Моделирование
5	Катионный обмен в пласте	x		≥ 300	Натурный
			x	Определяется критериями подобия	Моделирование

Отличие заключается в том, что в лаборатории исследуется только фрагмент натурального пласта-приемника. Поэтому результаты эксперимента будут точно такими же, как в натурном пласте, если они не зависят от длины фильтрационного канала, и будут отличаться, если на них влияет эта длина. Минимальная длина образца породы, которую необходимо соблюдать в лаборатории, чтобы результаты эксперимента соответствовали получаемым на натурном объекте, определяется критериями подобия.

От длины фильтрационного канала практически не зависят такие параметры, как абсолютная проницаемость, относительная (фазовая) проницаемость (ОФП) образца породы, если она существенно больше, чем расстояние, на котором проявляются концевые эффекты, набухаемость глин. Все остальные параметры, характеризующие гидродинамические и в определенной степени физико-химические процессы (например, катионный обмен), зависят от длины фильтрационного канала, и количественное их определение должно производиться путем физического моделирования процесса.

Следует отметить, что с целью отработки методики экспериментальных исследований часть экспериментов можно выполнять на образцах любой удобной длины (или любых имеющих).

Согласно данным [1], результаты смешивающегося вытеснения (а вытеснение жидкими производственными отходами нормированного состава пластовой воды, по существу, является таким процессом) слабо зависят от скорости вытеснения: при изменении скорости в 4 раза длина зоны смеси изменяется всего на 5 %. Поэтому в экспериментах в целях изучения закономерностей образования зоны смеси и оценки коэффициентов вытеснения можно поддерживать в принципе любые удобные скорости. Иными словами, при моделировании вытеснения пластовой воды жидкими производственными отходами комплекс

$$\pi_v = \frac{v \cdot \mu \cdot L}{kP}$$

является критерием, выдерживать который необходимо, а это важно, поскольку он позволяет проводить эксперименты, относящиеся как к ближней зоне (зоне непосредственного поступления жидких производственных отходов в пласт-приемник), так и к дальней, с одинаковыми удобными скоростями. Большим преимуществом такого упрощения условий экспериментов является возможность сравнивать результаты опытов даже в тех случаях, когда скорости фильтрации не одинаковы.

Анализируя условия функционирования полигона по захоронению жидких производственных отходов на Касимовском ПХГ, следует отметить, что в настоящее время фронт жидких производственных отходов продвигается по пласту, в среднем, с линейной скоростью 2,5 м/год или около 0,7 см/сут. Для экспериментов такая относительно низкая скорость неудобна, поскольку даже на коротких моделях пласта опыты будут занимать значительное количество времени (так, при использовании даже «короткой» модели длиной 0,153 м один объем жидкости пор может быть прокачан за 22 суток). Принимая во внимание приведенную выше информацию о независимости результатов смешивающегося вытеснения от скорости фильтрации, в экспериментах можно поддерживать более высокие скорости.

Хотя при смешивающемся вытеснении скорость фильтрации слабо влияет на коэффициенты вытеснения и длину зоны смеси, однако при вытеснении пластовой воды менее минерализованными жидкими производственными отходами в условиях пласта, содержащего глинистые минералы типа гидрослюд и монтмориллонитов, очевидно, будет происходить более или менее значительное набухание глин и изменение приемистости пласта. Поэтому для получения в экспериментах результатов, которые можно было бы переносить на пласт, при моделировании процессов вытеснения необходимо соблюдение ряда условий:

- в экспериментах необходимо использовать либо пробы натуральных флюидов (пластовой воды, жидких производственных отходов), либо близкие к ним по составу модели;
- модели пласта необходимо готовить с использованием образцов натуральных пород (кернов), поскольку смоделировать породу по минералогическому составу и смачиваемости практически невозможно;
- термобарические условия в модельном пласте должны быть близки к условиям натурального пласта, поскольку они влияют на характер взаимодействия твердой фазы (это особенно важно для глинистых включений) и жидких производственных отходов;
- должны быть учтены такие параметры натурального пласта и слагающей его породы, как размер пор (или абсолютная проницаемость), а также характерный размер представительно-го участка пласта.

Исходя из перечисленных условий, при моделировании процесса вытеснения пластовой воды жидкими производственными отходами необходимо соблюдение следующих безразмерных параметров:

$$\pi_{\mu} = \frac{k\Delta P}{\mu D_0};$$

$$\pi_D = \frac{\tau D_0}{L^2};$$

$$\pi_k = \frac{L}{\sqrt{k}},$$

где  $k$  – абсолютная проницаемость пористой среды;  $\bar{\mu}$  – средняя вязкость фильтрующегося флюида;  $D_0$  – коэффициент молекулярной диффузии характерного компонента флюида, влияющего на взаимодействие флюида с глинами;  $L$  – характерная длина участка пласта или модели;  $\Delta P$  – перепад давления на характерной длине;  $\tau$  – характерное время.

Равенство  $\pi_{\mu}$  и  $\pi_D$  для натурной и модели обеспечивает идентичность процессов вытеснения и взаимодействия флюидов с глинистыми включениями на молекулярном уровне, а равенство параметра  $\pi_k$  – идентичность протекания процесса вытеснения в гидродинамических критериях.

Поскольку по вязкости пластовая вода и жидкие производственные стоки отличаются не намного, возможно в качестве величины  $\bar{\mu}$  использовать среднее значение вязкости (сумма вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов делится на два). В качестве характерной длины для натурного пласта возможно брать расстояние 30–50 м, после прохождения которого происходит стабилизация размера (длины) зоны смеси в случаях, когда вытеснение является смешивающимся. Для модели пласта характерная длина – длина модели, характерное время – время прохождения фронтом флюида характерной длины.

Как известно, при моделировании более сложных процессов, например вытеснения нефти водой, требуется соблюдение значительно большего количества критериев подобия. В данном случае – смешивающегося вытеснения одного водного раствора (пластовой воды) другим (жидкими производственными отходами) – достаточно выдерживать равенство трех приведенных выше критериев (параметров).

Таблица 2

**Основные безразмерные параметры, применяемые при моделировании  
процесса вытеснения пластовой воды жидкими производственными отходами  
(применительно к полигонам Касимовского ПХГ и Заполярного НГКМ)**

№ п/п	Критерии (параметры)	Размерность	Величина	
			натура	модель
1	$k$	$10^{-15} \text{ м}^2$	10÷1520	9÷520
2	Жидкие производственные отходы, $\mu_1$	мПа·с	1÷1,5	1÷1,5
3	Пластовая вода, $\mu_2$	мПа·с	1,1÷1,5	1,1÷1,5
4	$\bar{\mu} = \frac{\mu_1 + \mu_2}{2}$	мПа·с	1,05÷1,5	1,05÷1,5
5	$\Delta P$	МПа	3÷7	0,1÷4,0
6	$D_0$	$10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$	2	2
7	$t$	°С	22÷23	17÷24
8	$L$	м	40	0,15÷5,0
9	$t$	$10^6 \text{ с}$	45÷520	0,01÷0,13
10	$\pi_\mu = \frac{k\Delta P}{\mu D_0}$	–	$10^4 \div 5 \cdot 10^6$	$0,03 \cdot 10^4 \div 10^6$
11	$\pi_D = \frac{\tau D_0}{L^2}$	–	$5,6 \cdot 10^{-5} \div 6,5 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-7} \div 1,2 \cdot 10^{-4}$
12	$\pi_k = \frac{L}{\sqrt{k}}$	–	$3,3 \cdot 10^7 \div 4 \cdot 10^8$	$2,1 \cdot 10^5 \div 5,3 \cdot 10^7$

Разумеется, при условии, что в экспериментах используются натурные пробы (образцы) породы и флюидов, чем обеспечивается равенство основных физико-химических характеристик натурального пласта и его модели (табл. 2).

Согласно данным табл. 2, при проведении экспериментов условия подобия не всегда соблюдались. Однако это относится к «методическим» экспериментам, когда исследования некоторых особенностей процесса вытеснения, не зависящих от пройденного фронтом расстояния, осуществлялись на моделях пласта малой длины (0,153 м), а также к «натурным» экспериментам. В остальных случаях условия моделирования соблюдались. Обращают на себя внимание более высокие скорости вытеснения в экспериментах по сравнению с натурным процессом: характерное время  $\tau$  в экспериментах многократно меньше. Однако, как указывалось выше, результаты смешивающегося вытеснения слабо зависят от скорости осуществления процесса, что дает возможность не соблюдать при моделировании условия равенства скоростей.

Эксплуатация глубоководных горизонтов как объектов захоронения жидких производственных отходов должна быть рассчитана на продолжительное время и предусматривать, независимо от режима закачки (постоян-

ного или периодического), замещение жидкими производственными отходами пластовой воды путем ее оттеснения к периферии пласта-приемника.

Все это ведет к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород, часто сопровождающемуся кольматацией порового пространства призабойной зоны скважины.

Исследования физико-химических процессов в указанных сложных системах проводят с использованием натурального ядерного материала, пластовой воды и реальных жидких производственных отходов и имеют своей целью выяснение характера взаимодействия захороняемых жидких производственных отходов с пластовыми водами и водовмещающими породами.

В процессе закачки в пласте-приемнике могут накапливаться и оседать следующие вещества, приводящие к кольматации порового пространства, причем последствия кольматации наиболее быстро проявляются в призабойной («ближней») зоне пласта:

- механические примеси;
- нефтепродукты;
- техногенные растворы (например, хлористый кальций, буровые растворы);
- хемогенные простые соли, образовавшиеся в результате несовместимости пласто-

вых вод с жидкими производственными отходами, особенно в случае, если жидкие производственные отходы представлены слабоминерализованными (пресными) водами.

На основании химико-аналитических исследований состава жидких отходов производства, образующихся на газовых промыслах и в подземных хранилищах газа, пластовых вод, пород коллектора и продуктов их взаимодействия формируются требования к составу закачиваемых в пласт стоков [3]. При их выполнении источники кольматации могут быть исключены или максимально сокращены по объему.

Анализ результатов выполненных геохимических исследований при моделировании процесса вытеснения пластовой воды пласта-приемника жидкими производственными отходами различного состава для пластов-приемников Заполярного НГКМ и Касимовского ПХГ показал оживление процессов ионного обмена сразу после начала закачки, что может привести к метаморфизации пластовой воды от хлоридно-кальциевой к карбонатно-натриевой [9].

Таким образом, моделирование геохимических массообменных процессов в исследованных пластах-приемниках при нагнетании жидких производственных отходов реального состава позволяет делать выводы о совместимости закачиваемых стоков с пластовой водой и водовмещающими породами.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Полигон по захоронению жидких производственных отходов следует проектировать с учетом проведения предварительных экспериментов по фильтрации жидких производственных отходов в условиях пласта-приемника. Особенно важно обладать результатами таких исследований, если породы пласта содержат глинистые минералы, а в составе жидких производственных отходов содержатся примеси углеводородов.

2. В пласте-приемнике при закачке в него жидких производственных отходов протекает множество процессов гидродинамической и физико-химической природы. Основными из них являются:

- вытеснение пластовой воды жидкими производственными отходами, в том числе содержащими примеси углеводородных жидкостей;
- двухфазная фильтрация водоуглеводородной смеси;

- набухание глинистых компонентов породы пласта;

- удерживание углеводородной жидкости породой в призабойной зоне нагнетательной скважины;

- катионный обмен в системе «порода – пластовая вода – жидкие производственные отходы».

3. Анализ экспериментальных исследований свидетельствует о том, что для получения достоверных результатов экспериментов необходимо принимать во внимание тип исследуемого процесса и учитывать характерные размеры зон пласта, в пределах которых наблюдается изменение величин параметров, описывающих процесс.

4. Эксперименты по вытеснению пластовой воды жидкими производственными отходами, удерживанию углеводородной жидкой примеси породой и катионному обмену в связи с проектированием полигона по захоронению жидких производственных отходов газодобывающего предприятия необходимо проводить на моделях пласта, размер которых не меньше ожидаемой длины зоны смеси «пластовая вода – жидкие производственные отходы» (тип эксперимента – моделирование процесса).

5. Оценка показала, что для получения достоверных результатов при изучении пластовых гидродинамических и массообменных процессов вытеснения пластовой воды жидкими производственными отходами удерживания углеводородной примеси породой и катионного обмена в пластах применительно к условиям полигонов по захоронению промстоков Касимовского ПХГ и Заполярного НГКМ моделирование возможно осуществлять, используя модели пластов длиной до ~8 м.

6. Эксперименты по двухфазной фильтрации водоуглеводородной смеси и набуханию глинистых компонентов породы возможно проводить на образцах породы ограниченной длины, но не менее 300 мм (тип эксперимента – натуральный).

7. На основании химико-аналитических исследований состава жидких отходов производства, образующихся на газовых промыслах и подземных хранилищах газа, пластовых вод, пород коллектора и продуктов их взаимодействия формируются требования к составу закачиваемых в пласт стоков. При их выполнении источники кольматации могут быть исключены или максимально сокращены по объему.

### Список литературы

1. Забродин П.И. Вытеснение нефти из пласта растворителями / П.И. Забродин, Н.Л. Раковский, М.Д. Розенберг. – М.: Недра, 1968. – С. 90–94.
2. Соколов А.Ф. Методы экспериментальных исследований при контроле ареала захоронения проток на подземных хранилищах газа / А.Ф. Соколов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2003. – № 6. – С. 25–33.
3. СТО Газпром 18-2005. Гидрогеологический контроль на специализированных полигонах размещения жидких отходов производства в газовой отрасли.
4. Березин В.М. Нефтеотдача образцов песчаников девона и угленосной свиты нижнего карбона Башкирии при вытеснении нефти водой / В.М. Березин // В кн.: Исследование нефтеотдачи. – М.: Гостехиздат, 1959. – С. 79–80.
5. Котяхов Ф.И. О некоторых методах определения коэффициента нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти водой / Ф.И. Котяхов, Ю.С. Мельникова, С.А. Серебренников // В кн.: Исследования нефтеотдачи. – М.: Гостехиздат, 1959. – С. 42–43.
6. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды / А.Э. Шейдеггер. – М.: Гостехиздат, 1960. – С. 171–176.
7. Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард. – М.: Недра, 1964. – С. 114–115, 155.
8. Николаев В.А. Особенности распространения в водоносном пласте-приемнике закачиваемых промышленных стоков / В.А. Николаев, А.Ф. Соколов // сб. тр. СеверНИПИГаза. – Ухта, 2005, – С. 153–168.
9. Соколов А.Ф. Исследование методами физического моделирования геохимических изменений в глубокозалегающих водоносных пластах при закачке в них жидких отходов / А.Ф. Соколов, О.М. Монахова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 15–26.



УДК 622.279

**Б.А. Григорьев, Д.М. Орлов, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов**

## **Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы**

В связи с выработкой легкодоступных и высокопродуктивных месторождений в мире наблюдается тенденция ухудшения структуры запасов. Так, например, условия эксплуатации месторождений усложняются с переходом на освоение запасов залежей, находящихся на больших глубинах при аномально высоких пластовых давлениях и температурах. Породы-коллекторы глубокозалегающих продуктивных отложений характеризуются пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Увеличение коэффициентов извлечения газа, конденсата и нефти из плотных коллекторов низкой проницаемости с применением комплексных методов воздействия на пласт остается важной задачей, требующей детального изучения особенностей фильтрации в таких породах.

В работе рассмотрен вопрос фильтрации газа через низкопроницаемые породы-коллекторы на примере ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Исследования проводились на образцах керна, в которых создавалась остаточная водо- и конденсатонасыщенность, адекватная реальному распределению насыщенностей в пластовых условиях. Выполнялось физическое моделирование влияния разработки месторождения на газоотдачу пласта.

В тонкопоровых низкопроницаемых коллекторах при изменении напряженно-деформированного состояния горных пород в процессе эксплуатации месторождений происходит существенное перераспределение насыщенности жидкой фазы, что может привести к прекращению фильтрации (возникновение эффекта НГД – начального градиента давления). Суть эффекта НГД заключается в том, что фильтрация флюида начинается только при превышении градиентом давления некоторого порогового значения  $|gradP|_0$  [1–7]. В литературе в основном рассматриваются три варианта проявления эффекта НГД: при фильтрации воды через глинистые породы [2], фильтрации неньютоновских жидкостей [3] и фильтрации газа через низкопроницаемые породы с начальной насыщенностью жидкой фазой [4–7]. В данной работе будет выполнено подробное исследование условий возникновения эффекта НГД и влияния напряженно-деформированного состояния пород на его величину. Наиболее распространенные причины возмущения начального напряженно-деформированного состояния пород – это мероприятия по вводу скважин в эксплуатацию, интенсификации притока флюидов (ГРП, кислотная обработка и т.д.), а также рост эффективного давления в пласте с падением пластового давления при разработке залежи на истощение.

### **Экспериментальная установка**

Исследования проводились на компьютеризированной установке двухфазной фильтрации Autoflood AFS-300 (CoreLab, USA). Основным достоинством этой установки является оснащение ее высокоточными приборами и аппаратурой: электронными дифференциальными датчиками давления, поршневыми насосами и акустическим сепаратором. Ультразвуковой сепаратор высокого давления позволяет автоматически определять насыщенность моделей пласта методом материального баланса при различных режимах фильтрации в заданных термобарических условиях. Система двухфазной фильтрации выполнена по принципу разомкнутого потока фильтрации флюидов и позволяет изучать однофазные и двухфазные течения, а также исследовать раз-

**Ключевые слова:**  
низкопроницаемый коллектор, начальный градиент давления, пластовое давление, напряженно-деформированное состояние.

**Keywords:**  
low-permeability reservoir rocks, threshold pressure gradient, reservoir pressure, stress-strain state.

личные методы воздействия на пласт и, следовательно, флюидоотдачу (рис. 1).

Основными узлами установки, сконфигурированной для исследования особенностей однофазной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах, являются: блок насосов фильтрации 1 для поддержания заданного постоянного расхода или давления, аккумулятор с газом (метаном) 2, кернодержатель 3 с системой поддержания горного давления 4, ультразвуковой двухфазный сепаратор высокого давления 5, регулятор давления 6 с насосом поддержания пластового давления 7, система теплотметрических расходомеров 8 и система измерения дифференциального давления на модели пласта 9.

В данной конфигурации используются две пары поршневых насосов фирмы Isco модели FDS-100DX и один насос модели FDS-100DM, благодаря высокой точности которых в системе обеспечивается поддержание давлений (горного, пластового и давления на входе в модель пласта) в диапазоне 0,7–69 МПа с точностью  $\pm 0,345$  МПа. Горное давление обеспечивается парой насосов, управляемых контроллером для работы в непрерывном режиме, за счет сдвигания рабочим агентом (этиленгликолем) резиновой манжеты, где расположена керновая модель пласта. Пластовое давление создается регулятором давления 6, который находится в нагруженном состоянии при пластовом давлении, создаваемом насосом 7, и пропускает флюид только в том случае, если давление флюида превышает давление нагружения регулятора

давления. Повышение давления флюида происходит в аккумуляторе с плавающим поршнем 2 путем подачи в нижнюю его часть рабочего агента насосами, работающими в непрерывном парном режиме. Это позволяет перемещать плавающий поршень аккумулятора и подавать флюид на вход кернодержателя при заданном давлении или расходе без смешивания с рабочим агентом. Из кернодержателя поток поступает в акустический сепаратор, где контролируется возможное дополнительное вытеснение жидкого флюида из модели пласта. Двухфазный ультразвуковой сепаратор высокого давления AMS-900 состоит из двух сообщающихся цилиндрических сосудов и оснащен ультразвуковой системой измерения уровня фаз. В одном сосуде происходит перераспределение флюидов, а в другом – замер положения границы раздела фаз при помощи ультразвукового пьезопреобразователя. После сепаратора поток поступает через регулятор давления BPR в линию теплотметрических расходомеров, состоящих из трех последовательно подсоединенных расходомеров с разным диапазоном измеряемого расхода (до 10, 100 и 1000 см<sup>3</sup>/мин, соответственно). В системе предусмотрена защита от превышения пластового и горного давления: в различных частях гидравлических коммуникаций расположены калиброванные разрывные диски, разрушающиеся при превышении допустимого давления. Насосы автоматически прекращают работу при достижении заданного предела в 70 МПа. Контроль рабо-

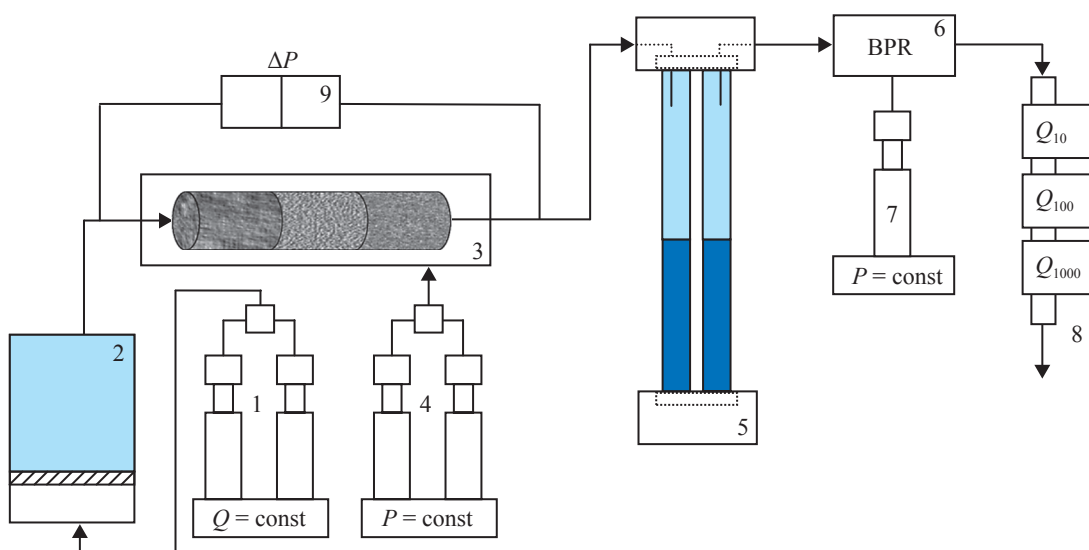


Рис. 1. Функциональная схема системы двухфазной фильтрации Autoflood

ты системы организован на основе персонального компьютера. Программное обеспечение предоставляет возможность регистрировать в режиме реального времени показания насосов, датчиков давления и температуры, акустического сепаратора и расходомеров, дистанционно управлять гидравлической системой при помощи клапанов, управляемых сжатым воздухом. Программа предусматривает периодическую, с заданным интервалом, запись значений всех параметров эксперимента в файл хранения данных (в формате Microsoft Office Excel).

### Порядок проведения опытов и результаты исследований

Для исследования условий возникновения эффекта НГД и влияния напряженно-деформированного состояния пород на его величину на экспериментальной установке Autoflood моделировалось изменение эффективного давления в процессе разработки месторождения. Для исследования фильтрации в тонкопоровых низкопроницаемых разностях были выбраны образцы ачимовской толщи Уренгойского НГКМ с проницаемостью менее  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Был определен следующий порядок проведения экспериментальных исследований. Прежде всего производилась подготовка модели пласта: образцы керна насыщались пластовой водой (минерализация – 8 г/л), далее методом центрифугирования создавалась остаточная вода, затем образ-

цы донасыщались моделью конденсата (деканом). На последующей стадии в установке многофазной фильтрации Autoflood AFS-300 происходило вытеснение модели конденсата моделью пластового газа (метаном) при скоростях фильтрации, характерных для течения в пласте вдали от призабойной зоны ( $< 2$  м/сут). После достижения стационарной однофазной фильтрации определялась величина остаточной конденсатонасыщенности и проницаемости по метану. На этом подготовительный этап завершился.

В табл. 1 приведены значения насыщенности и проницаемостей в процессе подготовки одной из моделей пласта. Далее выполнялись основные исследования с целью выявления особенностей фильтрации в низкопроницаемых коллекторах при пластовых давлениях и комнатной температуре  $T = 25$  °С.

Было реализовано последовательное (в пять этапов) увеличение эффективного давления: на первых трех этапах эффективное давление возрастало за счет повышения горного давления при фиксированном пластовом давлении, а на последних двух – за счет уменьшения пластового давления при поддерживаемом максимальном значении горного давления 65 МПа (технологический предел установки – 70 МПа). Последовательность эксперимента указана в табл. 2. На каждом этапе определялась зависимость расхода от перепада давления на модели пласта, которая в дальнейшем использовалась

Таблица 1

Модель пласта с пористостью  $m = 13$  %

Показатель	Насыщенность газом $S_g$ , %	Насыщенность водой $S_w$ , %	Насыщенность конденсатом $S_o$ , %	Проницаемость по газу $K_{g^*}$ , $10^{-15}$ м <sup>2</sup>	Проницаемость по воде $K_{w^*}$ , $10^{-15}$ м <sup>2</sup>	Проницаемость по конденсату $K_{o^*}$ , $10^{-15}$ м <sup>2</sup>
Сухой образец (проницаемость по азоту)	100	0	0	0,83	0	0
После центрифугирования и насыщения конденсатом	0	37,8	62,2	0	0	0,174
После вытеснения конденсата (проницаемость по метану)	24,8	37,8	37,4	0,072	0	0

Таблица 2

Последовательность опытов

Этап	1	2	3	4	5
Эффективное давление $P_{эф}$ , МПа	27,5	32,5	42,5	50,0	58,0
Поровое давление $P_{пор}$ , МПа	22,5	22,5	22,5	15,0	7,0
Горное давление $P_{гор}$ , МПа	50,0	55,0	65,0	65,0	65,0
Вязкость метана, мПа·с	0,025	0,025	0,025	0,02	0,014

для вычисления по уравнению Дарси проницаемости по газу при различных градиентах давления. Далее проводился анализ зависимостей проницаемости от градиента давления с целью получения информации о фильтрации при изменении напряженно-деформированного состояния пласта.

Приведем результаты исследований особенностей фильтрации через низкопроницаемую модель пласта, характеристики которой указаны в табл. 1. На этапе создания остаточной конденсатонасыщенности при вытеснении конденсата газом были зарегистрированы пульсации давления (рис. 2), что свидетельствует о прерывном характере течения за счет возможного образования в поровом пространстве плечонных конденсатных и водяных перемычек, увеличивающих гидравлическое сопротивление фильтрации. После завершения вытеснения конденсата фильтрационный поток прекращался, чем обеспечивалось перераспределение насыщенности в модели. Далее определялась величина начального градиента давления  $|gradP|_0$ , если эффект НГД имел место. Для этого на модели пласта при термобарических условиях реализовывалась фильтрация при постоянном перепаде давления  $\Delta P = const$ , начиная от самых низких значений, которые позволяла задавать установка, до значений, обеспечивающих устойчивую фильтрацию. Значение  $\Delta P$ , при котором начинал регистрироваться расход газа на выходе из модели пласта, мож-

но было считать начальным градиентом давления  $|gradP|_0$ .

Таким образом, на первом этапе эксперимента были получены результаты, характеризующие особенности фильтрации в тонкопоровых низкопроницаемых коллекторах в виде зависимости расхода газа в пластовых условиях от градиента давления (красные точки на рис. 3). На графике отражено, что все экспериментальные точки лежат на одной прямой, точка пересечения которой с осью абсцисс соответствует значению  $|gradP|_0$ . Если измерение начального градиента давления для данного типа коллекторов не представляется возможным (эффект НГД слишком мал, чтобы реализовать на установке соответствующий перепад давления, при котором начинается фильтрация), то величину  $|gradP|_0$  можно оценить путем анализа данных о расходе газа при более высоких значениях градиента давления, экстраполируя зависимость  $Q = f(gradP)$  на ось абсцисс.

На последующих двух этапах происходило увеличение эффективного давления за счет увеличения горного давления при поддержании пластового давления. При этом объем порового пространства уменьшался, что должно было привести к росту насыщенности жидкой фазы и увеличению  $|gradP|_0$ .

Тем не менее, в эксперименте наблюдалось обратное: величина  $|gradP|_0$  снижалась в сторону более низких значений градиента давления (синие и зеленые точки на рис. 3). Такое поведе-

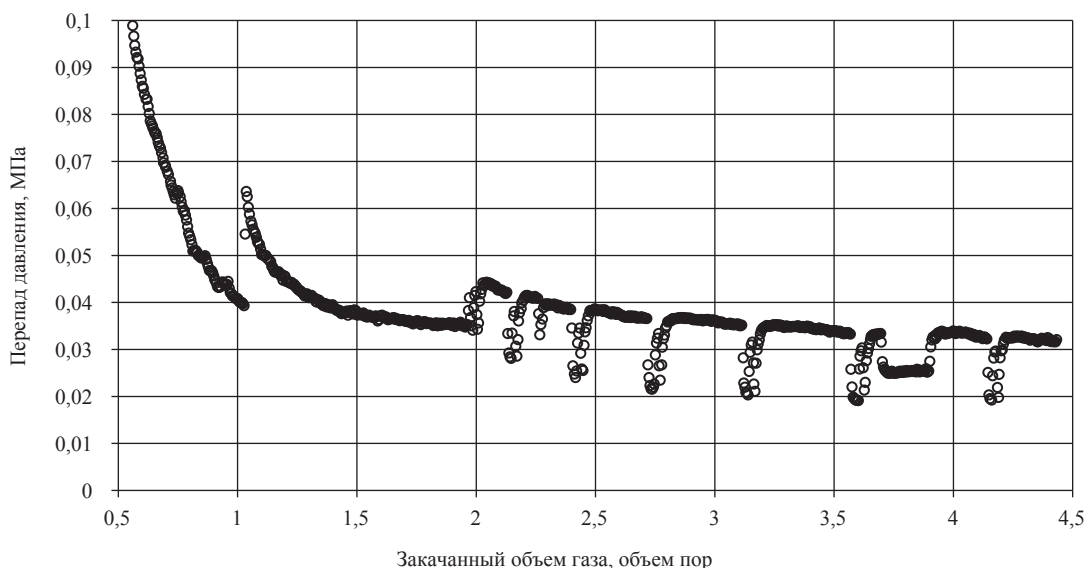


Рис. 2. Вытеснение конденсата газом. Объем пор – 4,478 см<sup>3</sup>, скорость фильтрации – 2 м/сут, остаточная вода – 37,8 %, остаточный конденсат – 37,4 %

ние фильтрационной системы может быть объяснено конкуренцией двух процессов: ростом насыщенности жидкой фазы за счет сжатия порового объема при увеличении напряженно-деформированного состояния породы и снижением конденсато- и водонасыщенности за счет испарения при достаточно длительной фильтрации газа через модель пласта при проведении измерений расхода газа при различных значениях градиента давления. Если напряженно-деформированное состояние породы изменилось несущественно, то на величину  $|gradP|_0$  в большей степени влияет испарение воды и конденсата. При дальнейшем увеличении эффективного давления (на четвертом этапе) также наблюдалось смещение  $|gradP|_0$  в сторону меньших значений градиента давления (оранжевые точки на рис. 3). Пятый этап, наоборот, характеризовался резким, скачкообразным ростом начального градиента давления (черные точки на рис. 3), что при низких градиентах давления может привести к прекращению фильтрации в отдельных низкопроницаемых пропластках.

На основе полученных данных можно говорить о том, что в тонкопоровых низкопроницаемых коллекторах необходимо не только учитывать эффект НГД при моделировании фильтрации, но и оценивать возможность его резкого роста при изменении напряженно-деформированного состояния горных пород.

В соответствии с рис. 3 математически эффект НГД можно выразить в виде смещенной относительно начала координат прямой зависимости объемного расхода газа от градиента давления:  $Q_c = a \cdot gradP - b$  (где  $a$  и  $b$  – некоторые коэффициенты,  $a \cdot |gradP|_0 = a/b$ ). Приведем линейную зависимость  $Q = f(gradP)$  к виду:

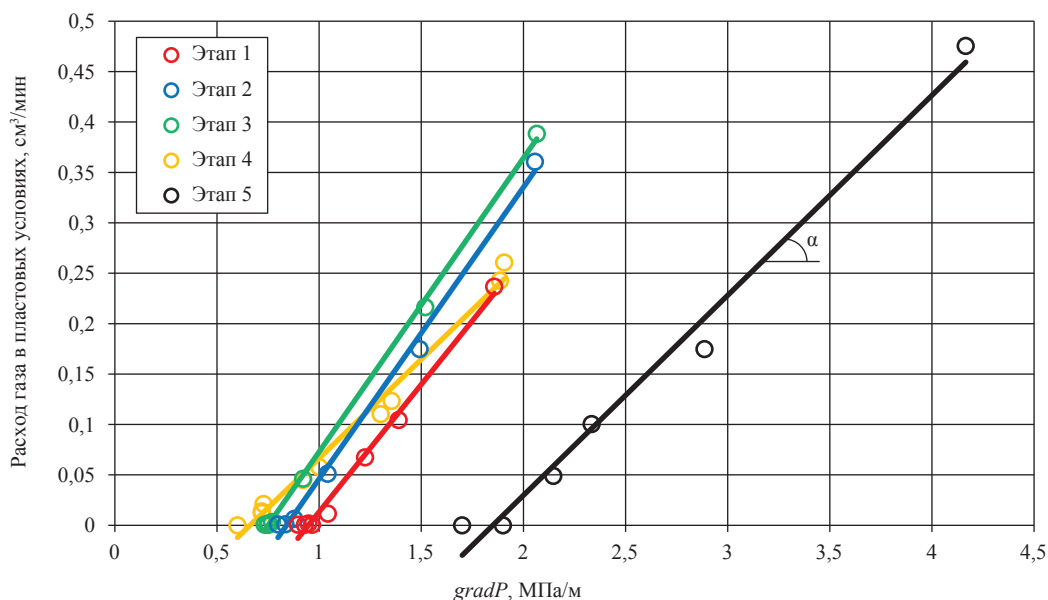
$$Q_c = -a \cdot \left( 1 - \frac{|gradP|_0}{|gradP|} \right) \cdot gradP. \quad (1)$$

Полученное выражение в предельном случае, когда  $gradP \rightarrow \infty$ , переходит в уравнение Дарси:

$$Q_c = -a \cdot gradP, \quad (2)$$

где  $a = K_g A / \mu_g$ ,  $K_g$  – проницаемость по газу;  $\mu_g$  – вязкость газа;  $A$  – площадь поперечного сечения, через которое происходит фильтрация.

Если считать, что закон Дарси также справедлив для случая фильтрации с проявлением эффекта НГД, то нелинейный множитель  $(1 - |gradP|_0 / |gradP|)$  в уравнении (1) можно отнести либо к проницаемости, либо к вязкости. Нелинейная зависимость вязкости флюида от градиента давления справедлива для неньютоновских жидкостей, которой метан не является. Таким образом, в случае фильтрации газа через низкопроницаемые коллекторы более реальным представляется



**Рис. 3. Эффект НГД при фильтрации газа через частично насыщенную конденсатом модель пласта. Объем пор – 4,478 см<sup>3</sup>, остаточная вода – 37,8 %, остаточный конденсат – 37,4 %**

зависимость газопроницаемости от градиента давления:

$$K_z^* = K_z \cdot \left( 1 - \frac{|gradP|_0}{|gradP|} \right), \quad (3)$$

где  $K_z$  – максимальная газопроницаемость при  $gradP \rightarrow \infty$ , вычисляемая как  $K_z = a\mu_z / A$ . На рис. 4 представлены зависимости газовой проницаемости  $K_z$  от градиента давления, построенные в соответствии с (3). Такой нелинейный рост проницаемости от нулевого до некоторого постоянного значения определялся наличием НГД. С учетом (3) модифицированный закон Дарси для фильтрации с эффектом НГД можно записать в виде:

$$Q_z = -A \frac{K_z^*}{\mu_z} gradP; \quad (4)$$

$$\begin{cases} K_z^* = 0 & \text{при } |gradP| \leq |gradP|_0; \\ K_z^* = K_z \left( 1 - \frac{|gradP|_0}{|gradP|} \right) & \text{при } |gradP| > |gradP|_0. \end{cases} \quad (5)$$

Будем в дальнейшем называть проницаемость  $K_z = a\mu_z / A$  асимптотической газопроницаемостью, которая является постоянной величиной и характеризует фильтрационные свойства пористой среды. Согласно рис. 4, с ростом градиента давления проницаемость асимптотически стремится к постоянному значению  $K_z$ , определяемому углом наклона линейной зави-

симости расхода от градиента давления к оси абсцисс ( $tg\alpha = a$ ).

Для анализа влияния напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрацию удобно использовать значения асимптотической проницаемости  $K_z$  и начального градиента давления  $|gradP|_0$  (рис. 5). Асимптотическая проницаемость практически одинакова для первых трех этапов, а на четвертом и пятом существенно снижается. Величина  $|gradP|_0$  постепенно снижается первые три этапа, затем, на четвертом этапе, остается неизменной, а на пятом происходит скачкообразный рост начального градиента давления. Последние два этапа соответствовали экспериментам, когда эффективное давление увеличивалось за счет снижения пластового давления, а перераспределение насыщенности было более ярко выражено за счет дегазации жидкой фазы. В эксперименте это проявлялось в изменении коэффициента  $a$  (угла наклона  $\alpha$  линейной зависимости расхода газа от градиента давления к оси абсцисс).

Изученные особенности фильтрации газа через низкопроницаемые породы-коллекторы в условиях меняющегося напряженно-деформированного состояния горных пород позволили установить, что зависимость расхода газа от градиента давления в случае эффекта НГД является линейной, но смещенной относительно начала координат в сторону более высоких градиентов давления.

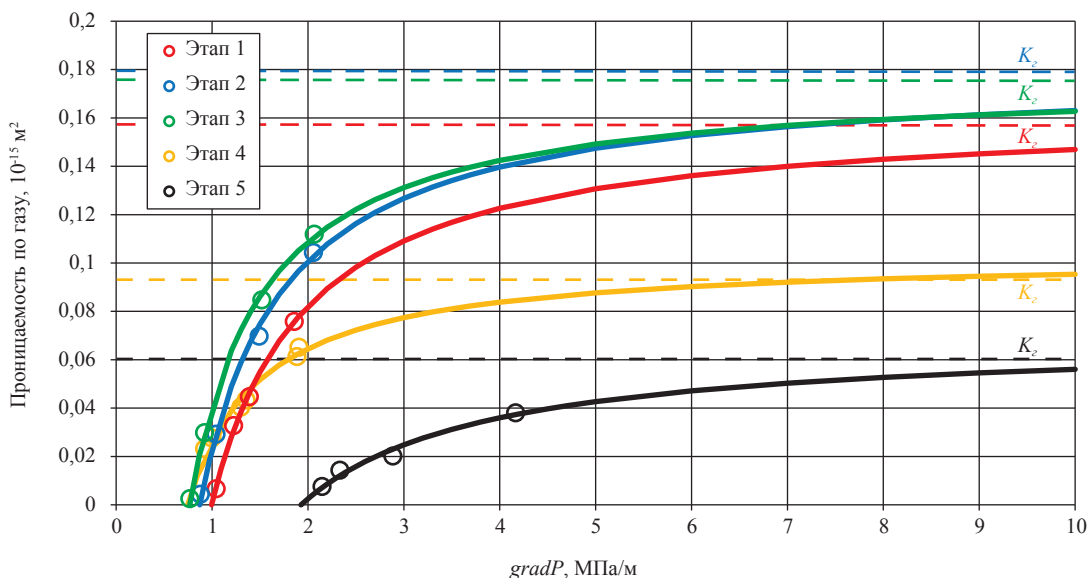
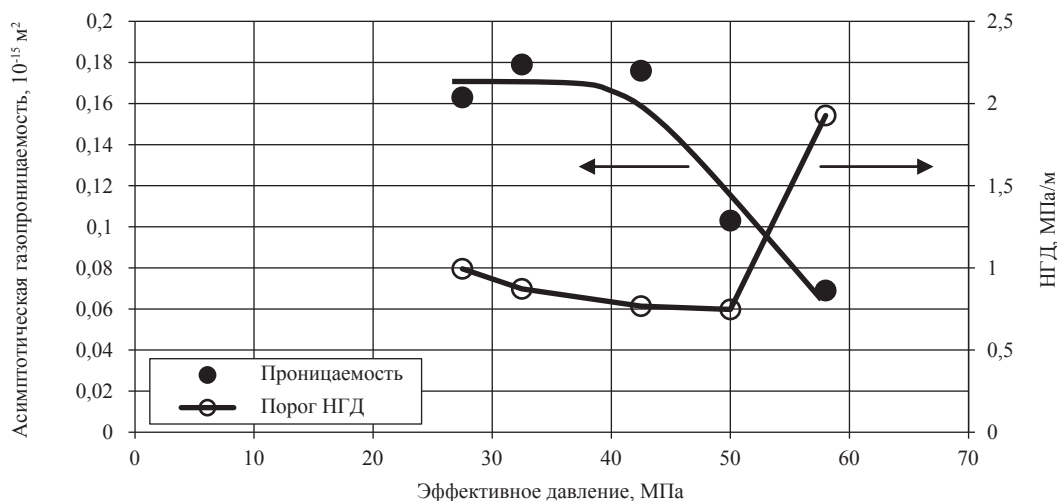


Рис. 4. Зависимость газопроницаемости от градиента давления.  
Объем пор – 4,478 см<sup>3</sup>, остаточная вода – 37,8 %, остаточный конденсат – 37,4 %



**Рис. 5. Зависимость асимптотической газопроницаемости и величины НГД от эффективного давления. Остаточная вода – 37,8 %, остаточный конденсат – 37,4 %**

Величина начального градиента давления может быть определена двумя способами. Первый – непосредственное измерение на модели пласта перепада давления, начиная с которого наблюдается фильтрация газа, т.е. возможна регистрация расхода газа на выходе из модели пласта измерительными средствами установки Autoflood. Второй, и более надежный, способ оценки начального градиента давления заключается в анализе зависимости расхода газа от градиента давления: определяется значение градиента давления в точке пере-

сечения линейной аппроксимации экспериментальных данных с осью абсцисс. Показано, что с увеличением эффективного давления происходит усиление эффекта НГД: растет величина начального градиента давления и снижается проницаемость во всем диапазоне градиентов давления, причем наиболее сильно на фильтрацию влияет снижение пластового давления.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 13-08-00340-а.*

### Список литературы

- Басниев К.С. О построении определяющих уравнений теории фильтрации для течений с начальным градиентом / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев // Задачи рациональной разработки нефтяных месторождений и вопросы теории фильтрации. Ч I: сб. тр. – Казань, 1986. – С. 35–38.
- Насберг Б.М. О начальном градиенте при фильтрации воды / Б.М. Насберг, М.Г. Эльбакидзе // Гидротехнологическое строительство. – 1957. – № 6. – С. 62–65.
- Taha Sochi. Non-Newtonian flow in porous media / Taha Sochi // Polymer. – 2010. – Vol. 51, Is. 22. – P. 5007–5023.
- Рыжов А.Е. Результаты экспериментального изучения начальных градиентов давления в карбонатных породах Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, М.И. Колоскова, Н.В. Савченко // Геология и газосность газодобывающих областей: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1989.
- Рыжов А.Е. Исследование аномальных явлений при фильтрации газа в низкопроницаемых коллекторах / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко // Актуальные проблемы состояния и развития газового комплекса России. – М.: ГАНГ, 1994. – 111 с.
- Xueyi Mu. Study of starting pressure gradient in low-permeability oilfield / Mu Xueyi, Liu Yongxizng // Petroleum Geology and Recovery Efficiency. – 2001. – Vol. 8. – № 5. – P. 58–59.
- Chengyuan Lu. An experimental study on starting pressure gradient of fluids flow in low permeability sandstone porous media / Lu Chengyuan, Wang Jian, Sun Zhigang // Petroleum Exploration and Development. – 2002. – Vol. 29. – № 2. – P. 86–89.

УДК 622.276.23:532

**А.Е. Рыжов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, Е.В. Шеберстов, И.Ю. Корчажкина,  
А.В. Кошелев, М.Г. Жариков**

## **Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ**

**Ключевые слова:**  
физическое  
и математическое  
моделирование  
многофазной  
фильтрации,  
влияние скорости  
фильтрации  
на фильтрацион-  
но-емкостные  
свойства,  
относительные  
фазовые  
проницаемости,  
капиллярные силы.

**Keywords:**  
physical and  
mathematical  
modeling of  
multiphase filtration,  
the flow rate  
influence on relative  
permeabilities,  
capillary forces.

Основу научного подхода к проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений составляют физические эксперименты на образцах горных пород и теория фильтрационных течений, представленная в форме математической модели. Обязательным компонентом этого подхода является построение геологической модели, описывающей пространственное распределение пород. Развитие наук о Земле и расширение спектра практических задач привели к дифференциации исследований, необходимых для создания геолого-фильтрационной модели объекта разработки. В результате этой специализации оперативная связь физического эксперимента и математического моделирования ослаблена. Оба вида исследований обособились, значительные усилия затрачиваются на внутренние задачи. Их отношения формализованы путем введения нормативов в виде ОСТов, руководств по созданию постоянно действующих моделей и т.п. При составлении планов создания геолого-фильтрационной модели лабораторные исследования и математическое моделирование, как правило, разносятся по разным этапам. Предметом настоящей статьи являются анализ взаимодействия физического и математического моделирования в процессе создания геолого-фильтрационной модели месторождения и выявление направлений повышения эффективности этого взаимодействия.

### **Основные этапы моделирования**

В создании модели, как известно, участвуют представители различных специальностей, а сам процесс моделирования носит итерационный и поэтапный характер. Геологическую модель часто составляют в направлении «от крупных деталей к мелким», а фильтрационные свойства обычно определяют, двигаясь от свойств ячеек к свойствам все более крупных областей. Максимальный масштаб, для которого задают пористость, абсолютную проницаемость, относительные фазовые проницаемости (ОФП) и капиллярные давления, определяется размерами ячейки геологической модели. При недостаточной мощности компьютера проводят дальнейшее укрупнение и объединяют ячейки геологической модели в ячейки гидродинамической. Переход от геологической к гидродинамической модели можно проконтролировать с помощью компьютерной программы.

По сути, физическое моделирование обеспечивает исходную информацию для самого мелкого масштаба, и степень влияния этой информации на окончательную расчетную модель зависит от способа перехода к свойствам ячеек геологической модели. В настоящей статье эта процедура выполнялась с помощью интерполяции параметров пород (пористость, абсолютная проницаемость, литологический параметр), определенных по геофизическим исследованиям (ГИС) вдоль стволов скважин. В результате интерполяции каждой точке или каждой ячейке геологической модели приписываются значения пористости, проницаемости и литологический параметр. Полный перечень свойств, необходимых для расчета, зависит от типа выбранной модели.

В данной статье нефтяная залежь с газовой шапкой, подстилаемая водой, представлена терригенным коллектором, свойства которого можно описать моделью одинарной (не двойной) пористости. Разработку нефтяной залежи предполагается вести в



режиме истощения с последующим переходом на закачку воды. Таким образом, флюидальная система, участвующая в процессе фильтрации, включает нефть с растворенным газом и воду. Для моделирования такого процесса можно использовать модель *black oil*. Этим определяется набор зависящих от насыщенности функций, для нахождения которых необходим лабораторный эксперимент. Если давление в пласте не снижается ниже давления насыщения нефти, то для расчета процесса достаточно задать ОФП для нефти и воды, а также капиллярное давление. При этом возникает вопрос о необходимом объеме экспериментов. Охватить все виды пород, вскрытых на рассматриваемом участке скважинами, нельзя из-за ограниченных возможностей экспериментального оборудования. С целью упрощения задачи проводится типизация пород, которая состоит в выделении конечного числа типов, приближенно отражающих все многообразие свойств, выявленных при анализе керна [1]. Для рассматриваемого примера выделено шесть типов, представленных в табл. 1.

Предложенная типизация позволяет по известным значениям коэффициентов нефтегазо-насыщенности и абсолютной проницаемости определить тип коллектора и приписать каждой ячейке геологической модели конкретные фазовые проницаемости и капиллярные давления. Тем самым завершается перенос экспериментальных данных на модель натурального объекта.

В рамках описанной процедуры для наполнения модели необходимо провести лабораторные исследования по определению ОФП

и капиллярного давления минимум для пяти типов пород (тип 6 – неколлектор).

Для решения этой задачи авторами выполнен обзор экспериментальных определений ОФП для коллекторов Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и сходных отложений. В качестве фактических данных привлечены результаты, полученные в Центре исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ», а также в других организациях.

### Метод оценки влияния капиллярных сил

Большая часть определений ОФП выполнена методом стационарных режимов [2–3]. В этом случае принимается ряд допущений об однородности образца, несжимаемости флюидов, а также о незначительном влиянии капиллярного давления на распределение насыщенности вдоль измеряемого образца или составной модели. Было сочтено целесообразным оценить влияние капиллярных сил, которое проявляется в появлении повышенного содержания воды (смачивающей жидкости) в выходном сечении образца. Это явление, известное как концевой эффект, может привести к появлению неучтенной погрешности при определении ОФП. Для оценки погрешности был проведен вычислительный эксперимент, состоящий в имитации опытов по определению ОФП. Для этого использовалось численное стационарное решение уравнения Рапопорта–Лиса, являющегося общепризнанной моделью одномерного течения двух несжимаемых несмешивающихся

Таблица 1

### Литологические типы пород-коллекторов продуктивных отложений одного из пластов Ен-Яхинского месторождения (по Н.В. Савченко)

Название породы	Диапазон изменения нефтегазо-насыщенности, %	Диапазон изменения насыщенности связанной водой, %	Диапазон изменения абсолютной проницаемости, мД	Литологический тип
Песчаники мелкозернистые и мелкосреднезернистые с пленочным типом цемента	75–70	25–30	> 70	1
Песчаники мелкозернистые с поровым типом цемента	70–65	30–35	70–20	2
Алевропесчаники	65–60	35–40	20–10	3
Алевролиты и слоистые песчаники	60–50	40–50	10–3	4
Алевролиты глинистые	50–45	50–65	3–0,8	5
Песчаники глинисто-карбонатные и алевролиты глинистые	< 35	> 65	0,8–0,3	6

жидкостей. Предполагалось, что образцы однородны по свойствам, а их ОФП и капиллярное давление известны. Стационарные режимы определялись из решения следующей системы уравнений на отрезке  $0 \leq x \leq L$ :

$$Q_o = -KA \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{dp_o}{dx}; \quad (1)$$

$$Q_w = -KA \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{dp_w}{dx}; \quad (2)$$

$$p_c = p_o - p_w. \quad (3)$$

Уравнения (1)–(2) выражают закон Дарси, уравнение (3) определяет капиллярное давление. Эта система преобразуется к одному обыкновенному дифференциальному уравнению:

$$\frac{Q_w}{Q} = f_w + \frac{KAf_w\phi_o}{Q} \frac{dp_c}{ds} \frac{ds}{dx}, \quad (4)$$

$$\text{где } \phi_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o}; \phi_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}; f_w = \frac{\phi_w}{\phi_w + \phi_o}. \quad (5)$$

Сечение  $x = L$  – входное, сечение  $x = 0$  – выходное. Граничное условие, описывающее концевой эффект, выглядит следующим образом:

$$s(0) = s^*, \quad (6)$$

что означает наличие максимальной водонасыщенности на выходе модели пласта. Здесь  $p_o, p_w$  – давления в фазах;  $Q, Q_w$  – общий расход флюидов и расход воды соответственно;  $K, A$  – абсолютная проницаемость и площадь поперечного сечения образца;  $k_{ro}, k_{rw}$  – ОФП для нефти и воды;  $\mu_o, \mu_w$  – вязкости нефти и воды;

$p_c$  – капиллярное давление;  $s$  – водонасыщенность;  $s^*$  – максимальное значение водонасыщенности на выходе модели. Распределение насыщенности описывается обыкновенным дифференциальным уравнением первого порядка (4), а граничное условие (6) в выходном сечении модели однозначно определяет решение. Интегрирование производится в направлении от выходного сечения ( $x = 0$ ) к входному ( $x = L$ ), а на границе при  $x = 0$  учитывается наличие особой точки – обращение в ноль фазовой проницаемости несмачивающей фазы.

Для проведения вычислительного эксперимента использована информация о модели пласта, сформированного из трех образцов ядра Ен-Яхинского НГКМ (табл. 2).

Для каждого из этих трех образцов измерены капиллярные давления, аппроксимированные с использованием выражения Брука и Кори:

$$P_c = P_d \left| \frac{s - s_{wco}}{1 - s_{wco}} \right|^{\frac{1}{\lambda}}, \quad (7)$$

где  $P_d$  – пороговое давление;  $s_{wco}$  – насыщенность связанной водой;  $\lambda$  – константа, определяемая экспериментально.

Подобранные параметры формулы (7) приведены в табл. 3 для каждого из трех образцов. Измеренные кривые капиллярного давления (в пластовых условиях) и их аппроксимации показаны на рис. 1.

По приведенным зависимостям капиллярных давлений, проницаемостей и линейным размерам модели проводятся серии расчетов при фиксированном суммарном расходе  $Q$  и нескольких значениях расхода воды  $Q_w$  (при увеличении ее доли в суммарном потоке).

Таблица 2

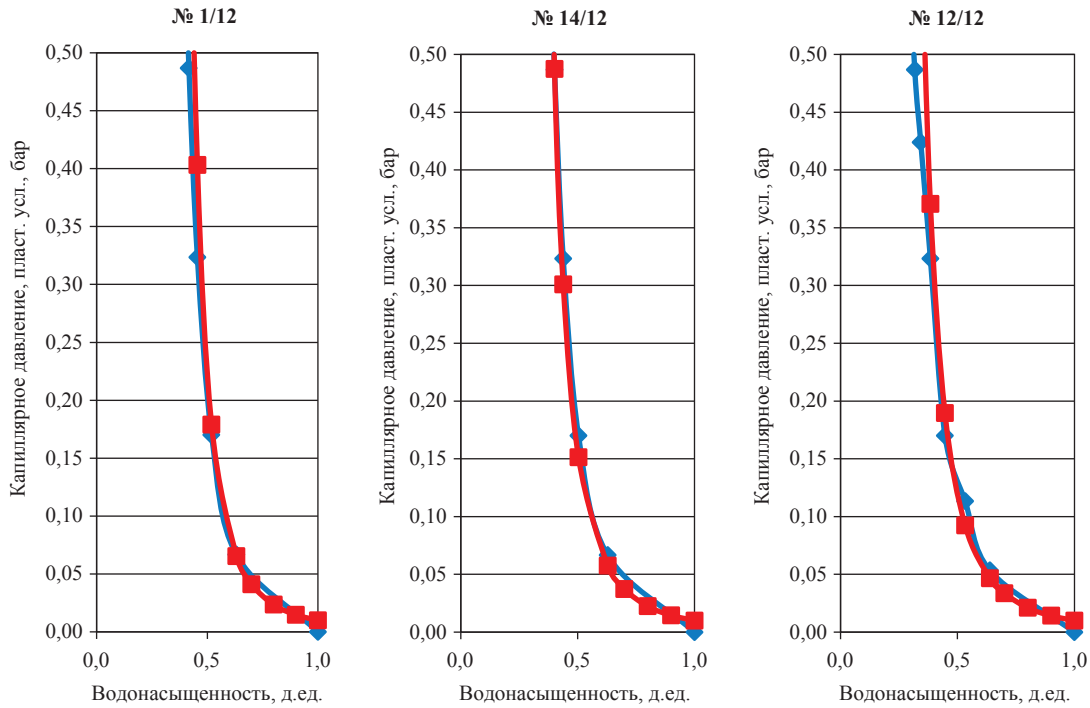
### Образцы, отобранные для создания модели пласта

№ образца	Длина, см	Проницаемость по азоту, мД	Пористость, %	Начальная водонасыщенность, д.ед.	Общий расход флюидов, см <sup>3</sup> /мин
1/12	4,305	39,60	14,5	0,34	0,02
14/12	4,145	32,40	14,4		
12/12	4,23	30,80	15,3		

Таблица 3

### Параметры в формуле капиллярного давления

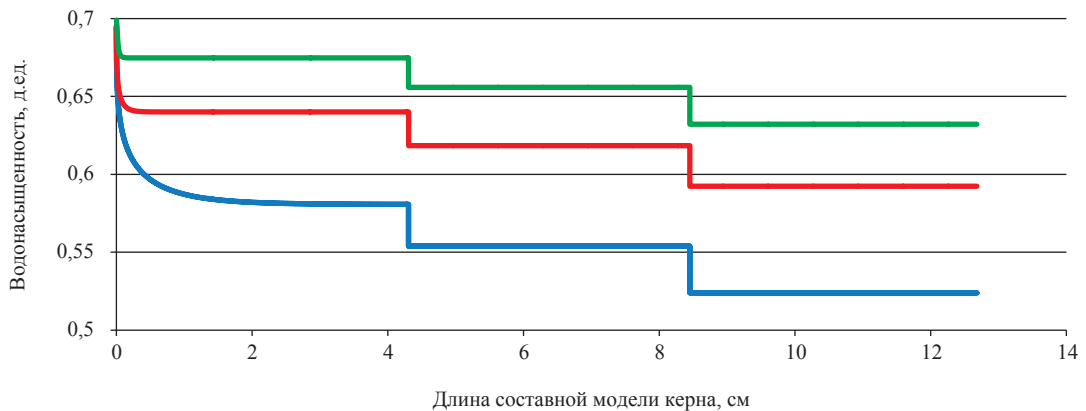
№ образца	$P_d$ , бар	$s_{wco}$	$\lambda$
1/12	0,01	0,278	0,38
14/12	0,01	0,205	0,36
12/12	0,01	0,159	0,365



**Рис. 1. Капиллярные давления, приведенные к пластовым условиям, для образцов № 1/12, 14/12, 12/12 (синяя линия) и их аппроксимация (красная линия) (измерения капиллярных давлений проведены И.В. Плешковым)**

В результате каждого расчета определяют распределение водонасыщенности по длине модели (параметры образцов, составляющих модель пласта, взяты из табл. 2). Пример распределения водонасыщенности приведен на рис. 2 для трех режимов фильтрации (с долей воды в потоке 10, 50 и 90 % соответственно) и суммарном расходе флюидов 0,02 см<sup>3</sup>/мин.

Результаты каждого расчета обрабатываются в предположении, что водонасыщенность во всех точках образца постоянна, для чего распределение насыщенности по длине модели усредняется. По существу, такая же процедура усреднения используется и в физическом эксперименте [2–3]. Для вычисления перепада давлений использованы формулы (1)–(2). Все остальные



**Рис. 2. Распределение водонасыщенности по длине составной модели пласта при суммарной скорости фильтрации флюидов ~ 4,17 см/сут: синяя линия соответствует 10 % воды в общем потоке; красная – 50 %; зеленая – 90 %.  
Общий расход – 0,02 см<sup>3</sup>/мин**

величины кроме ОФП в этих формулах известны, что позволяет рассчитать значения ОФП и сравнить их со значениями ОФП, использованными в расчете по полной модели (4). На рис. 3 показано сравнение «истинных» ОФП и ОФП, полученных методом стационарных режимов.

Согласно рассмотренному примеру, при скоростях фильтрации  $\sim 4$  см/сут влияние концевго эффекта незначительно. Таким образом, компьютерное воспроизведение опытов позволяет оценить степень влияния концевго эффекта и контролировать полученные ОФП.

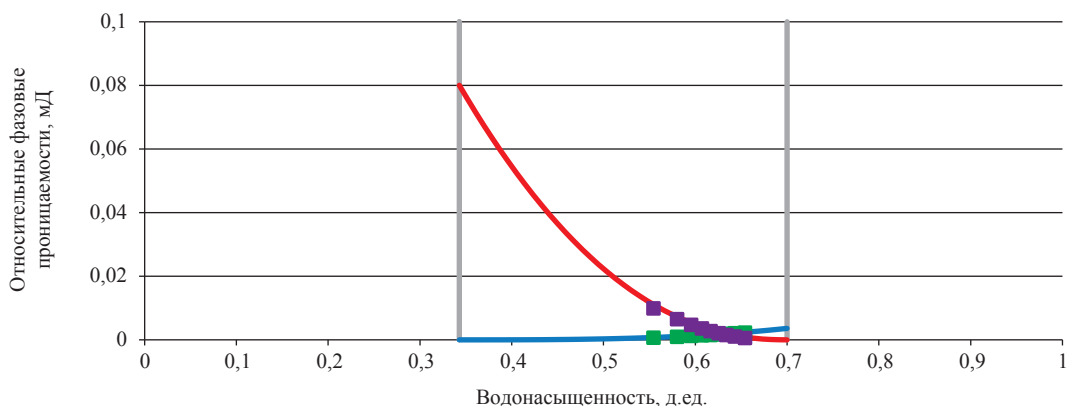


Рис. 3. Сопоставление «истинных» ОФП (сплошные линии) и ОФП, полученных методом стационарных режимов (фиолетовые и зеленые маркеры); суммарная скорость фильтрации флюидов  $\sim 4,17$  см/сут. Общий расход —  $0,02$  см<sup>3</sup>/мин

### Влияние скорости фильтрации на фильтрационно-емкостные свойства

В пластовых условиях скорость фильтрации сильно изменяется на различных участках, достигая максимального значения в окрестности скважин и многократно снижаясь в межскважинном пространстве. На рис. 4 приведено распределение скоростей фильтрации в окрестности одной из скважин, полученное на цифровой гидродинамической модели участка залежи.

Известно, что при высоких скоростях фильтрации ОФП может зависеть не только от насыщенности, но и от величины скорости [4]. С целью уточнения влияния скорости фильтрации на значение коэффициента вытеснения были выполнены два опыта по вытеснению декана водой (В.П. Ваньков).

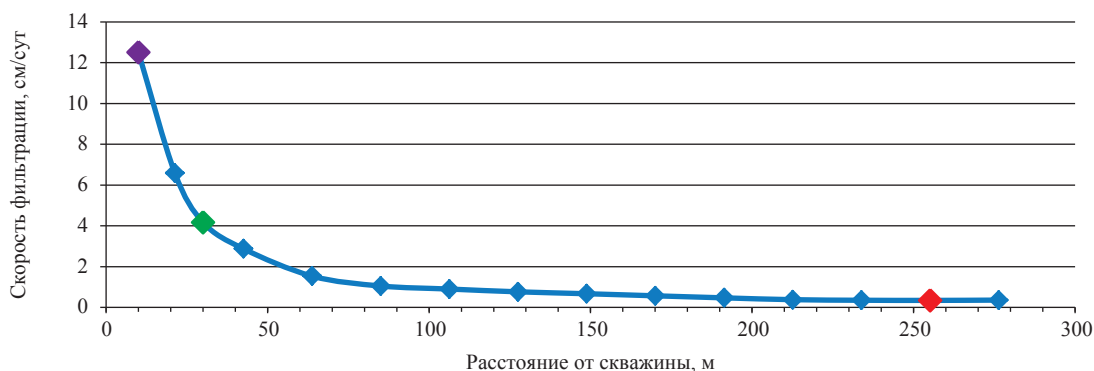


Рис. 4. Зависимость скорости фильтрации флюида от удаления от скважины. Фиолетовый, зеленый и красный маркеры — скорости в лабораторных и вычислительных экспериментах

При исследованиях (в соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86 и ОСТ 39-235-89 [5–6]) выдерживались линейные скорости не более 1,0 м/сут. Предполагается, что при этих скоростях обеспечиваются капиллярная протитка породы и, как следствие, максимальный коэффициент вытеснения. Вместе с тем, разумно предположить, что при разработке нефтяной залежи будут иметь место как меньшие, так и большие, чем 1,0 м/сут, линейные скорости воды. Это же подтверждается и результатами математического расчета (см. рис. 4).

В связи с этим авторами проведены измерения коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$  нефти водой из абсолютно одинаковых моделей пласта при двух линейных скоростях  $V_1 = 1$  и  $V_2 = 3$  м/сут. Вместо нефти использовался модельный флюид – декан  $C_{10}H_{22}$ , в качестве вытесняющего агента – минерализованная вода.

В табл. 4 приведены параметры образцов и сформированной модели № 1.

Параметры физической модели пласта № 2 для эксперимента на линейной скорости 3 м/сут (суммарный расход флюида через модель ~ 0,06 см<sup>3</sup>/мин) практически не отличаются от приведенных в табл. 4.

Кернодержатель с моделями пласта № 1 и 2 поочередно подключался к установке двухфазной фильтрации, с помощью которой создавались пластовые условия и осуществлялась фильтрация воды. Процесс вытеснения продолжался до тех пор, пока не прекращался вынос декана из модели пласта.

Коэффициент вытеснения декана из составной модели, содержащей остаточную воду, подсчитывался по формуле [5]:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{дек}}}{V_{\text{дек нач}}}, \quad (8)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения декана водой;  $V_{\text{дек нач}}$  – объем декана, первоначально содержащийся в составной модели пласта, при-

веденный к пластовым условиям;  $V_{\text{дек}}$  – объем декана, вытесненный в процессе эксперимента и также приведенный к пластовым условиям.

На рис. 5–7 показаны зависимости коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$ , а также текущей насыщенности  $S_{\text{дек}}$  и перепада давления  $\Delta P$  в процессе вытеснения декана водой из модели пласта при линейных скоростях течения флюида 1 и 3 м/сут.

Согласно данным рис. 5–7, после прокачки воды в количестве ~ 0,5 порового объема модели удается вытеснить приблизительно 60 % содержащегося декана для модели № 1 и около 70 % для модели № 2. При этом конечная насыщенность модели деканом (см. рис. 6) составит около 30 % для модели № 1 и ~ 20 % для модели № 2. Напомним, что начальная насыщенность (деканом) как модели пласта № 1, так и модели № 2, составляла 65,7 % от открытого порового пространства.

Для зависимостей коэффициента вытеснения декана водой  $K_{\text{выт}}$  и текущей насыщенности  $S_{\text{дек}}$  деканом характерны крутой начальный участок (до значения ~ 0,5 прокачанного порового объема моделей) и последующий участок стабилизации  $K_{\text{выт}}$  и  $S_{\text{дек}}$ . Причем на участке стабилизации параметры  $K_{\text{выт}}$  и  $S_{\text{дек}}$  ведут себя крайне неустойчиво. Неустойчивость сохраняется на протяжении всего процесса вытеснения вплоть до шести прокачанных поровых объемов.

На рис. 7 представлен график изменения перепада давления  $\Delta P$  для моделей пласта № 1 и 2 в процессе вытеснения декана водой, согласно которому величина  $\Delta P$  выходит на предельное значение 180 кПа для модели № 1 и 133 кПа для модели № 2 только после прокачки воды в количестве более трех поровых объемов. При этом кривые поведения перепада давления в процессе вытеснения декана гладкие – резкие флуктуации параметра  $\Delta P$  на кривых практически отсутствуют.

Таблица 4

**Параметры физической модели пласта № 1, сформированной для эксперимента на линейной скорости 1 м/сут (суммарный расход флюида через модель ~ 0,02 см<sup>3</sup>/мин)**

Лабораторный номер образца	$K_{N_2}$ , мД	$V_{\text{пор}}$ , см <sup>3</sup>	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	$S_{v0}$ , %	$K_{\text{эфф дек}}$ , мД
1/12	39,60	4,3246	4,305	2,97	14,50	36,64	32,35
14/12	32,40	4,1212	4,145	2,965	14,40	30,85	
12/12	30,80	4,4535	4,23	2,96	15,30	35,18	
Модель пласта	34,31	12,8993	12,68	2,965	14,73	34,29	

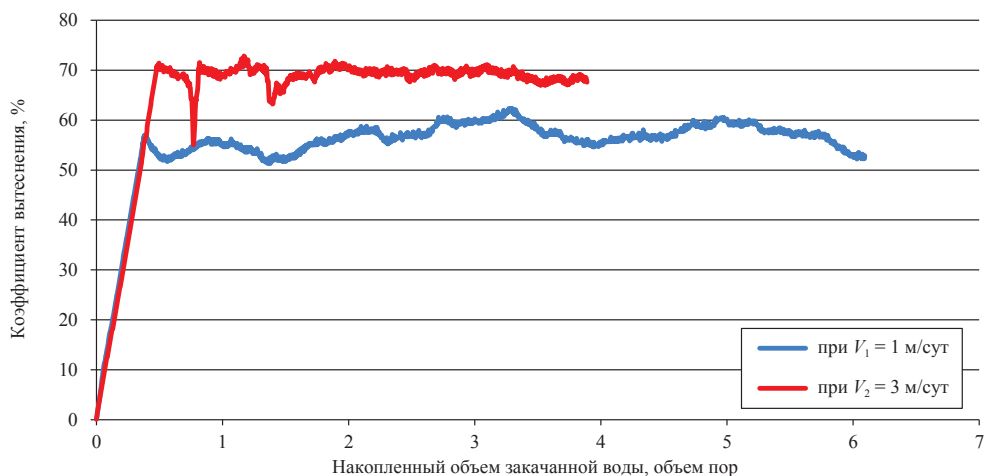


Рис. 5. Зависимости коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$  декана от объема закачанной в модель воды при линейных скоростях течения флюида 1 и 3 м/сут ( $P_{\text{пл}} = 29,5$  МПа;  $P_z = 45$  МПа; пластовая температура – 80 °С)

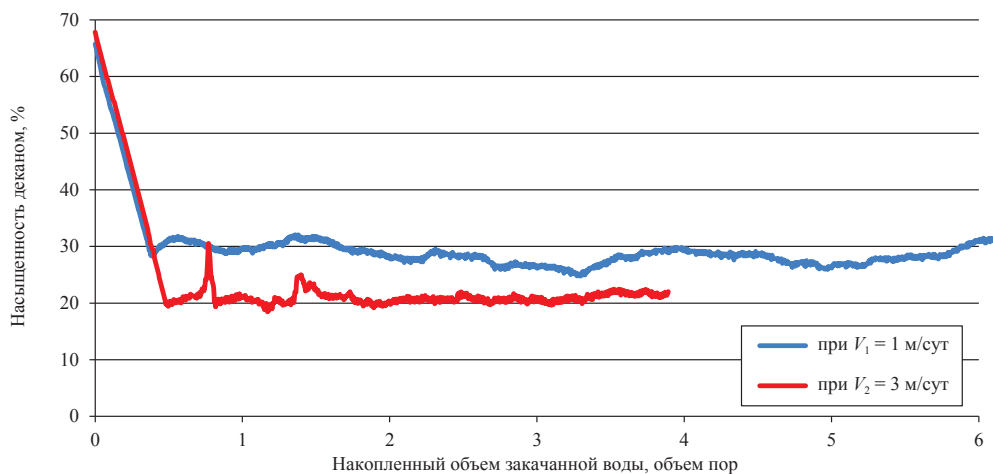


Рис. 6. Зависимости насыщенностей модели пласта деканом от объема закачанной в модель воды при линейных скоростях течения флюида 1 и 3 м/сут ( $P_{\text{пл}} = 29,5$  МПа;  $P_z = 45$  МПа; пластовая температура – 80 °С)

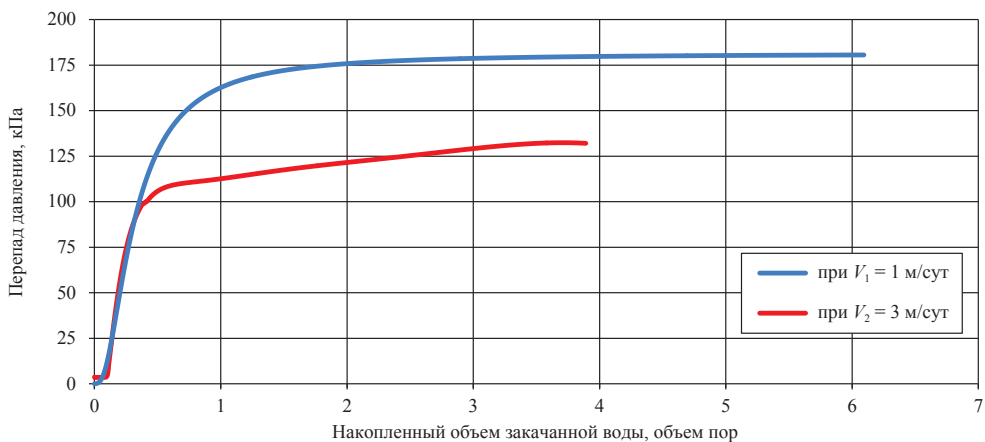


Рис. 7. Зависимости перепада давления на модели пласта в процессе вытеснения декана водой при линейных скоростях течения флюида 1 и 3 м/сут ( $P_{\text{пл}} = 29,5$  МПа;  $P_z = 45$  МПа; пластовая температура – 80 °С)

Сравнивая результаты эксперимента по вытеснению декана водой на линейных скоростях течения флюида 1 и 3 м/сут (см. рис. 5–7), легко заметить, что с увеличением скорости также увеличивается и коэффициент вытеснения  $K_{\text{выт}}$  и, соответственно, уменьшается конечная насыщенность модели деканом  $S_{\text{дек}}$ . Кроме того, с увеличением скорости уменьшается конечный перепад давления  $\Delta P$  до 133 кПа, причем время стабилизации  $\Delta P$  для скорости течения флюида 3 м/сут несколько больше, чем для случая фильтрации со скоростью 1 м/сут.

**Проверка адекватности математической модели**

Одной из целей настоящей статьи является проверка соответствия математических моделей описываемому ими физическому процессу. Показателем адекватности служит качество воспроизведения лабораторного эксперимента на компьютерной модели. Очевидно, что по своим размерам опытный образец ядра является макроскопическим объектом и организуемые в эксперименте процессы должны описываться макромоделью (модель Рапопорта–Лиса). Гидродинамическая модель лабораторного эксперимента создана на основе программы Eclipse 100. Необходимые для расчетов данные приведены в табл. 4 и 5.

Составная модель пласта из трех образцов ядра в расчете представлена сеткой из 30×5×2 ячеек. Первый ряд ячеек содержит «нагнетательные скважины», в которые подается вода с постоянным общим расходом в первом эксперименте 0,02 см³/мин, во втором – 0,06 см³/мин в пластовых условиях. Последний ряд ячеек содержат «добывающие скважины», давление в которых поддерживается на уровне не ниже 29,1 МПа. На гидродинамической модели рассчитывались объемы добычи декана, закачанной воды и перепад давлений на торцах модели.

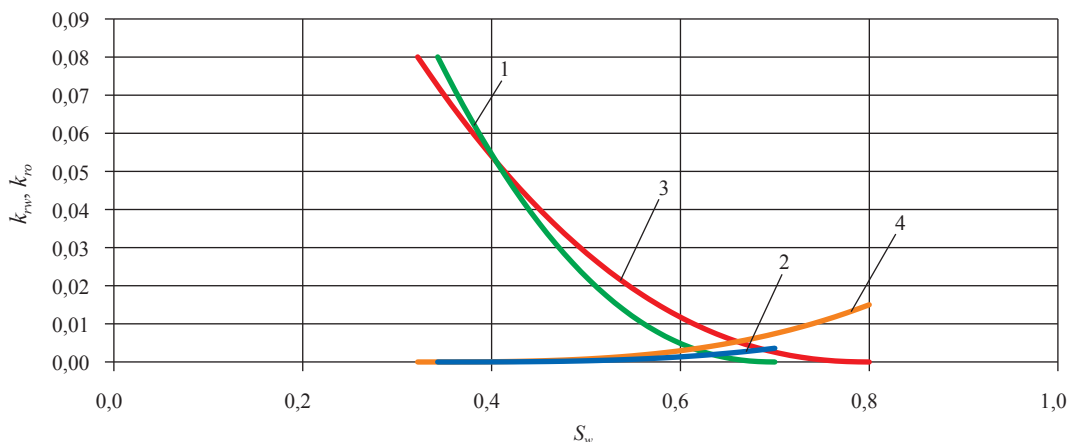
При воспроизведении опытов по вытеснению декана водой ОФП определялись с помощью алгоритма, предложенного в работе [7] (рис. 8). В расчете также использовались значения капиллярных давлений, показанные на рис. 1. Сопоставление результатов численной и физической моделей приведены на рис. 9–10.

Представленная модель отражает такие характерные особенности фильтрации, как поведение во времени насыщенности и коэффициента вытеснения. Значения перепада давления, полученного расчетным путем, совпадают с лабораторными данными только при выходе на установившийся режим. Различия на начальной стадии дает расчет как по модели Рапопорта–Лиса (Eclipse), так и по нестационарной

Таблица 5

**Свойства флюидов и термобарические условия экспериментов**

Вязкость, мПа·с		Плотность, кг/м³		Пластовое давление, МПа	Температура, °С
вода	декан	вода	декан		
0,3755	0,6234	1007	770	29,1	80



**Рис. 8. Зависимости ОФП от водонасыщенности, полученные расчетом из эксперимента по вытеснению декана водой: 1, 2 – ОФП нефти и воды соответственно, общий расход – 0,02 см³/мин; 3, 4 – ОФП нефти и воды соответственно, расход – 0,06 см³/мин**

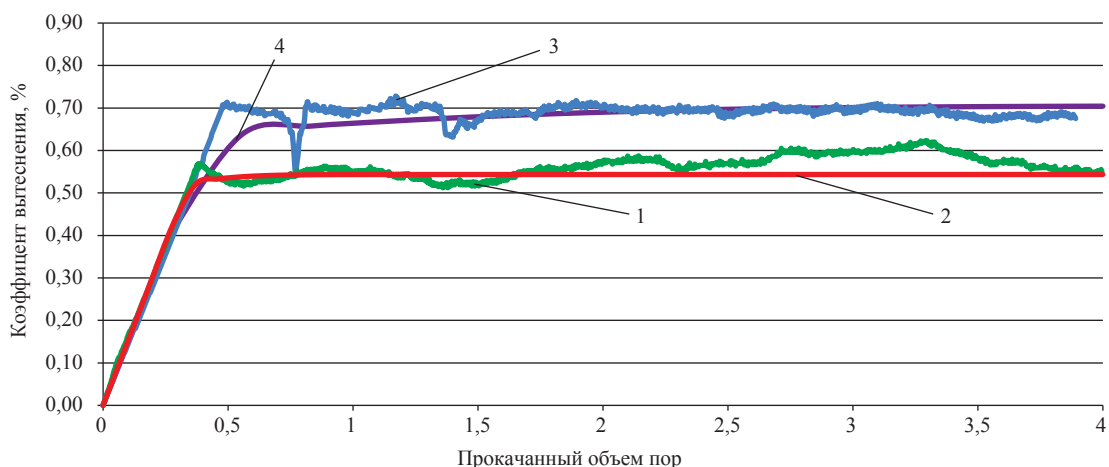


Рис. 9. Сравнение коэффициентов вытеснения: 1, 2 – лабораторный и вычислительный эксперименты соответственно, расход – 0,02 см<sup>3</sup>/мин; 3, 4 – лабораторный и вычислительный эксперименты, расход – 0,06 см<sup>3</sup>/мин

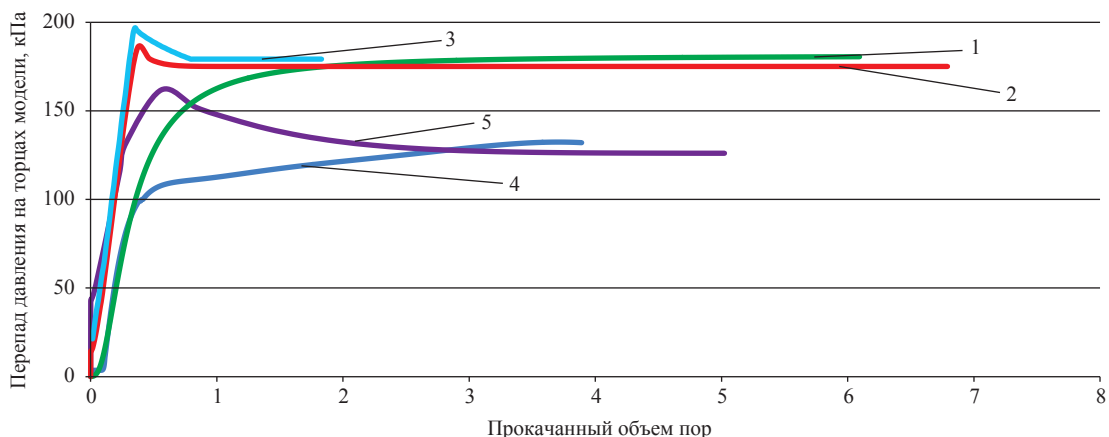


Рис. 10. Сравнение перепадов давления: 1, 2 – лабораторный и вычислительный эксперименты соответственно, 3 – расчет по модели Бакли–Лeverетта, расход – 0,02 см<sup>3</sup>/мин; 4, 5 – лабораторный и вычислительный эксперименты, расход – 0,06 см<sup>3</sup>/мин

модели Бакли–Лeverетта (без учета капиллярного давления). Требуется дальнейший анализ для выявления причин обнаруженного несоответствия между расчетными и лабораторными графиками перепадов давления.

Важным следствием приведенных расчетов и сопоставлений является необходимость учета зависимости ОФП и остаточной нефтенасыщенности от скорости фильтрации. В настоящее время нет единого мнения о влиянии скорости фильтрации на функции насыщенности, и исследователи сообщают как о влиянии скорости на результаты вытеснения и определения ОФП, так и о его отсутствии [8–9]. Необходимы дальнейшие эксперименты для

подтверждения найденной в данной работе зависимости для всех типов пород.

### Некоторые оценки влияния концевого эффекта

Оценим погрешность определения ОФП методом стационарных режимов для полученных кривых. Пример оценки влияния концевого эффекта и расчета ОФП на скорости, соответствующий эксперименту вытеснения № 1, показан на рис. 2–3. Подобные оценки выполнены также для скорости фильтрации, соответствующей эксперименту вытеснения № 2, а также скорости фильтрации на расстоянии 255 м от скважины (отмечены на рис. 4).



Профили насыщенности составной модели пласта на трех режимах фильтрации смеси (10, 50 и 90 % воды в потоке) и полученные сопоставления «реальных» и «экспериментальных» ОФП проиллюстрированы на рис. 11–14. Концевой эффект наиболее выражен при суммарном расходе нефти и воды, соответствующем скорости фильтрации 0,345 см/сут на расстоянии 255 м от скважины (рис. 11 и 12). При этой скорости фильтрации намечается отклонение «экспериментальных» ОФП по нефти от «реальных» на режимах с долей воды в потоке – 10–20 %. Следовательно, при проведении лабораторных экспериментов со скоростями фильтрации ниже 1 см/сут необходимы контроль влияния концевого эффекта и коррекция результатов с его учетом.

Проведенные исследования и анализ полученных результатов показали, что для повышения качества геолого-фильтрационной модели месторождения при ее создании целесообразно усилить взаимодействие физического и математического моделирования, а именно:

1) согласовывать режимы физического эксперимента с ожидаемыми пластовыми режимами фильтрации в окрестности скважин и в межскважинном пространстве на различных этапах разработки месторождения. Для этих целей желательно скоординировать наполнение математической модели результатами лабораторных измерений ОФП, коэффициентов вытеснения углеводородов, а также капиллярного давления;

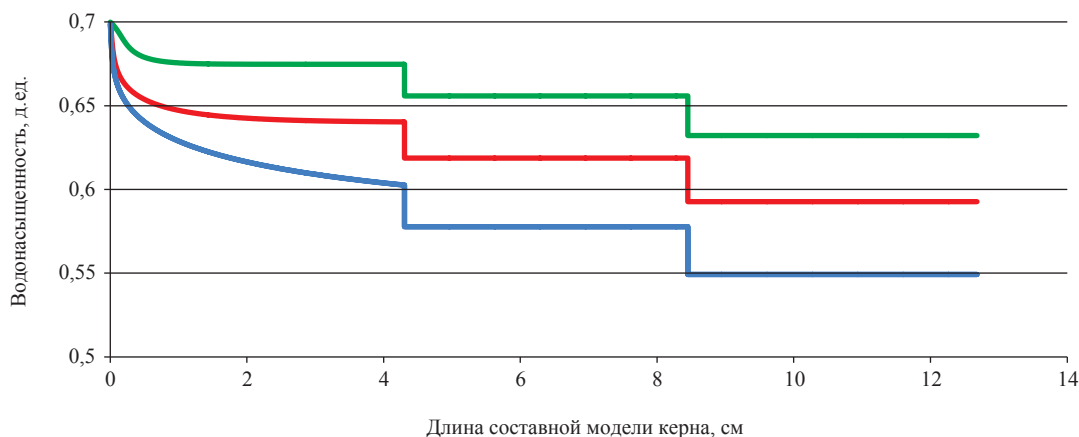
2) с помощью компьютерного моделирования уточнять наиболее «ответственные» участки кривых ОФП и капиллярных давлений, а также соответствующие диапазоны насыщенностей;

3) на основании компьютерных расчетов оценивать влияние «концевого эффекта» при определении ОФП методом стационарных режимов, особенно в случае коротких моделей. Для этих целей желательно параллельно проводить измерения кривых капиллярного давления, не требующие больших временных затрат;

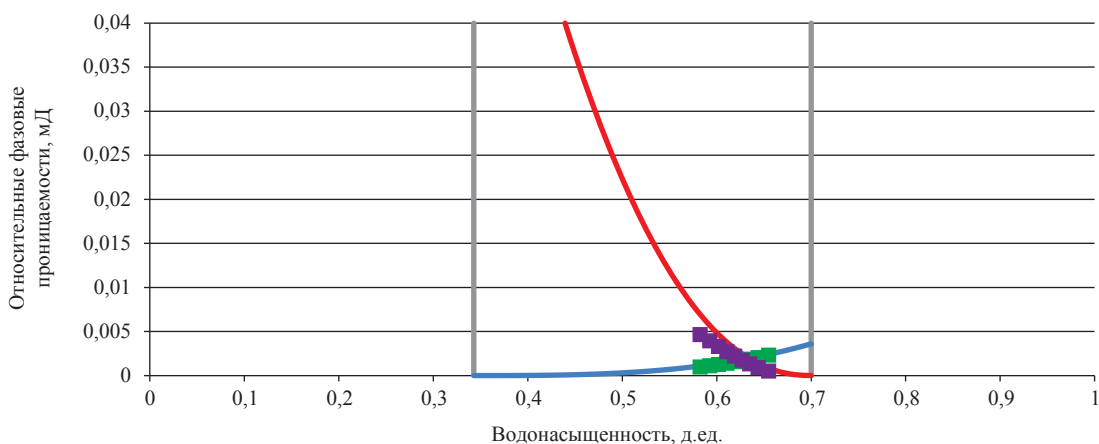
4) проверять адекватность разрабатываемых фильтрационных моделей по удовлетворительному соответствию результатов физического и вычислительного экспериментов;

5) осуществлять дальнейшие лабораторные исследования по изучению влияния скорости фильтрации на фильтрационно-емкостные свойства (ОФП,  $K_{\text{выт}}$ , остаточную нефтенасыщенность) различных типов пород с различной природой и величиной смачиваемости. Результаты исследований использовать для уточнения технологических параметров и при выборе оптимальных режимов разработки месторождений, например Ен-Яхинского НГКМ;

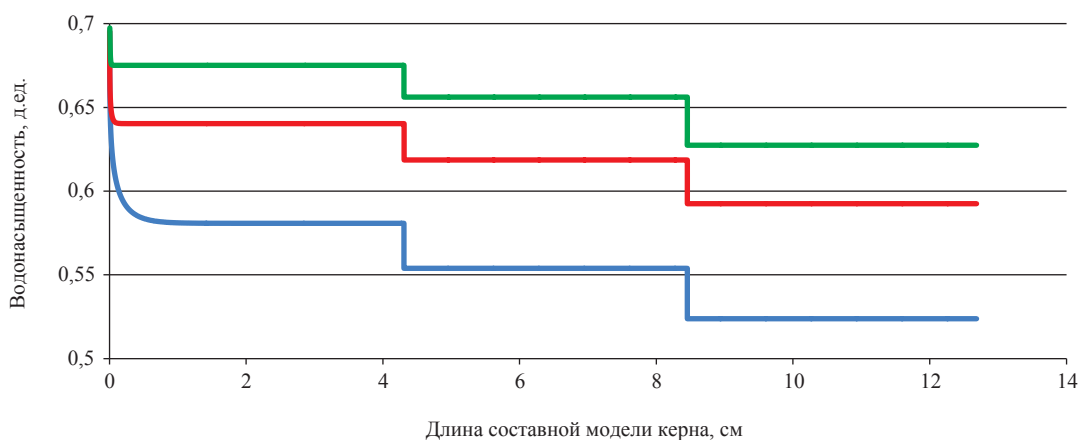
6) проводить методическую работу по корректировке и дальнейшему развитию норм, стандартов, методик при экспериментальных исследованиях пластовых систем и технологических процессов с учетом появления современных средств как физического, так и математического моделирования, а также новых знаний в области физики пласта.



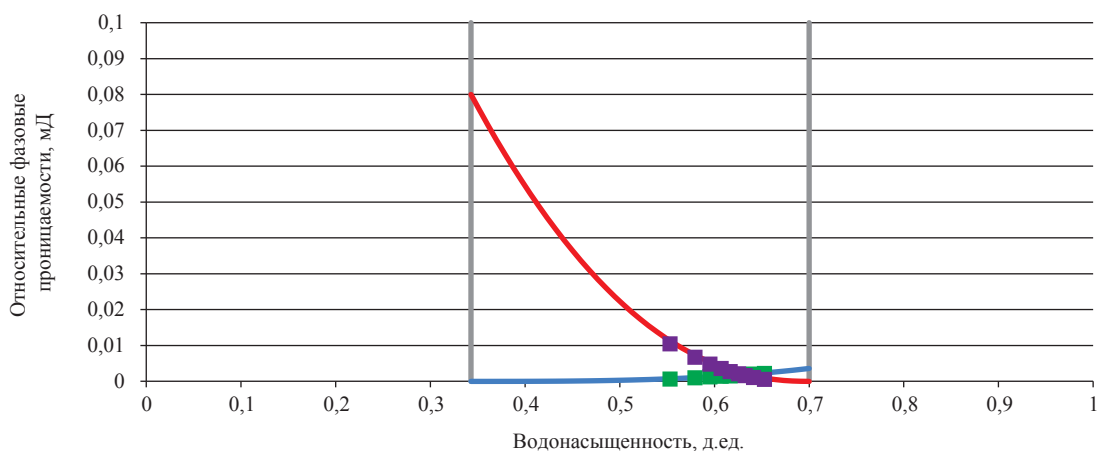
**Рис. 11. Распределение насыщенности по длине составной модели пласта на режимах с долей воды в потоке: 10 % – синяя линия, 50 % – красная, 90 % – зеленая; суммарная скорость фильтрации флюидов, соответствующая эксперименту вытеснения №1, – 0,345 см/сут. Общий расход – 0,0016 см<sup>3</sup>/мин**



**Рис. 12. Сравнение «реальных» (заложенных в расчет) (красная и синяя линии) и полученных в результате вычислительного эксперимента ОП (фиолетовые и зеленые маркеры); суммарная скорость фильтрации флюидов, соответствующая эксперименту вытеснения №1, – 0,345 см/сут**



**Рис. 13. Распределение насыщенности по длине составной модели пласта на режимах с долей воды в потоке: 10 % – синяя линия, 50 % – красная, 90 % – зеленая; суммарная скорость фильтрации флюидов, соответствующая эксперименту вытеснения № 2, – 12,51 см/сут. Общий расход – 0,06 см<sup>3</sup>/мин**



**Рис. 14. Сравнение «реальных» (заложенных в расчет) (красная и синяя линии) и полученных в результате вычислительного эксперимента ОП (фиолетовые и зеленые маркеры); суммарная скорость фильтрации флюидов, соответствующая эксперименту вытеснения № 2, – 12,51 см/сут. Общий расход – 0,06 см<sup>3</sup>/мин**

## Список литературы

1. Mohammed K. How many relative permeability measurements do you need / K. Mohammed, P. Corbett // International Symposium of the Society of Core Analysts. – 2002.
2. Рассохин С.Г. Физическое моделирование двухфазной фильтрации на керновых моделях пласта различной начальной водонасыщенности и абсолютной проницаемости / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов и др. // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. – Ч. 2: Разработка и эксплуатация месторождений... – Ухта, 2010. – С. 70–81.
3. Маринин В.И. Физическое моделирование процессов вытеснения на примере нефтяной оторочки Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.И. Маринин, А.В. Кошелев, С.Г. Рассохин и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: науч.-техн. сб. – Ч. 2. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 6–14.
4. Эфрос Д.А. Определение фазовых проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой / Д.А. Эфрос // ДАН СССР. – 1956. – № 5.
5. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Изд. Миннефтепрома, 1986. – 16 с.
6. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Изд-во Миннефтепрома, 1989 г. – 37 с.
7. Орлов Д.М. Комплексное экспериментальное исследование двухфазного течения в коллекторах Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения и разработка методики количественной оценки влияния условий фильтрации на относительные фазовые проницаемости / Д.М. Орлов, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко и др.; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012, – С. 130–145.
8. Chen A.L. Rate effects on water-oil relative permeability / A.L. Chen, A.C. Wood // International Symposium of the Society of Core Analysts. – 2001.
9. Skauge A. Rate selection for waterflooding of intermediate wet cores / A. Skauge, T. Thorsen // International Symposium of the Society of Core Analysts. – 2001.

УДК 637.002.69

М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев, А.В. Богданов

## Сравнительные корреляции термодинамических свойств газообразных углеводородов при высоких давлениях и температурах

**Ключевые слова:** углеводороды, термодинамические свойства, эталонное вещество, нейронная сеть.

**Keywords:** hydrocarbons, thermodynamic properties, the standard substance, the neural network.

Сочетание температур до  $1,2 T_{кр}$  и давлений до  $0,9 P_{кр}$  имеет место в технологиях добычи и переработки природного газа и нефти, а также соответствует термобарическим условиям естественного залегания углеводородов в продуктивном пласте. Теоретические методы расчета теплофизических свойств веществ основаны на уравнениях состояния. Среди множества предложенных форм таких уравнений только некоторые из них достаточно точны, чтобы быть полезными для инженерных целей [1] в довольно узком интервале температур и давлений и для ограниченной номенклатуры углеводородов.

Предлагаемые авторами сравнительные корреляции основаны на принципе соответственных состояний [2–5]. Причем они непосредственно связывают термодинамическое свойство с молекулярной структурой и требуют минимального объема экспериментальных данных для расчета.

Сущность рассматриваемого метода расчета изобарной теплоемкости заключается в описании температурной или барической зависимости этого свойства для хорошо экспериментально изученного (эталонного) вещества. После этого определяют поправки для исследуемого вещества, для чего необходимо установить коррелирующий параметр. Термодинамические свойства вещества в газовой фазе в наибольшей степени зависят от структуры его молекулы. Следовательно, для надежного прогнозирования термодинамических и иных, зависящих от молекулярной структуры свойств, необходим предварительный анализ связи «структура – свойство» (АССС; в англоязычной литературе используют аббревиатуры QSAR – Quantitative Structure Activity Relationship или QSPR – Quantitative Structure Property Relationship).

Очевидно, что численное значение изобарной теплоемкости вещества в состоянии идеального газа напрямую связано со структурой молекулы.

В дальнейших обобщениях оказалось удобным использовать безразмерный структурный коррелирующий параметр  $K$ :

$$K = \left( \frac{C_p^0}{C_{p(эм)}^0} \right)_{T=T_{кр}}, \quad (1)$$

где  $C_p^0$  – теплоемкость рассматриваемого вещества в состоянии идеального газа при критической температуре  $T_{кр}$ ;  $C_{p(эм)}^0$  – теплоемкость эталонного вещества в состоянии идеального газа при критической температуре. Теплоемкость в состоянии идеального газа – практически единственное свойство, которое может быть весьма точно вычислено с помощью методов молекулярной и квантовой механики, молекулярного моделирования без какого-либо экспериментального исследования.

Выбор критической температуры в качестве опорной здесь достаточно условен, так как для области состояния идеального газа критическая температура ровно такая же, как и любая другая. Однако, рассматривая температурные зависимости  $C_p^0$  многих веществ, можно установить, что при  $T \approx T_{кр}$  все они начинают «выгибаться», но вряд ли это обстоятельство является существенным. Тем не менее, критическая температура является характерной постоянной константой для разных веществ. Кроме того,

часто она лежит в технологическом интервале параметров состояния и сравнительно легко и точно рассчитывается.

В качестве эталонного вещества выбран нормальный гептан. Выбор эталонного вещества при рассматриваемом подходе диктуется прежде всего методическими возможностями максимально подробного и точного экспериментального исследования областей параметров состояния – жидкого, газового и сверхкритического. Экспериментальные изобары теплоемкости *n*-гептана в газовой фазе в приведен-

ных координатах  $\tau = \frac{T}{T_{кр}}$  и  $\pi = \frac{P}{P_{кр}}$  представлены на рис. 1.

Экспериментальные значения изобарной теплоемкости  $C_{p(эм)}$  газа *n*-гептана в интервале температур 440–630 К и давлений

0,5–2,5 МПа получены на установке, реализующей метод адиабатического калориметра постоянного потока с калориметрическим измерением расхода [6]. Выполненная оценка систематической и случайной составляющих погрешности измерения изобарной теплоемкости в широкой области параметров состояния дала суммарную величину 0,4 % при доверительной вероятности  $\alpha = 0,95$ . В областях резкого изменения теплоемкости вблизи пограничной кривой «жидкость – пар» сильно возрастают ошибки отнесения по давлению и температуре, а общая погрешность измерения  $C_p$  может достигать 3 %. Путем экстраполяции экспериментальных изобар теплоемкости на пограничную кривую «жидкость – пар» получены значения теплоемкости насыщенного пара *n*-гептана  $C_p''$ .

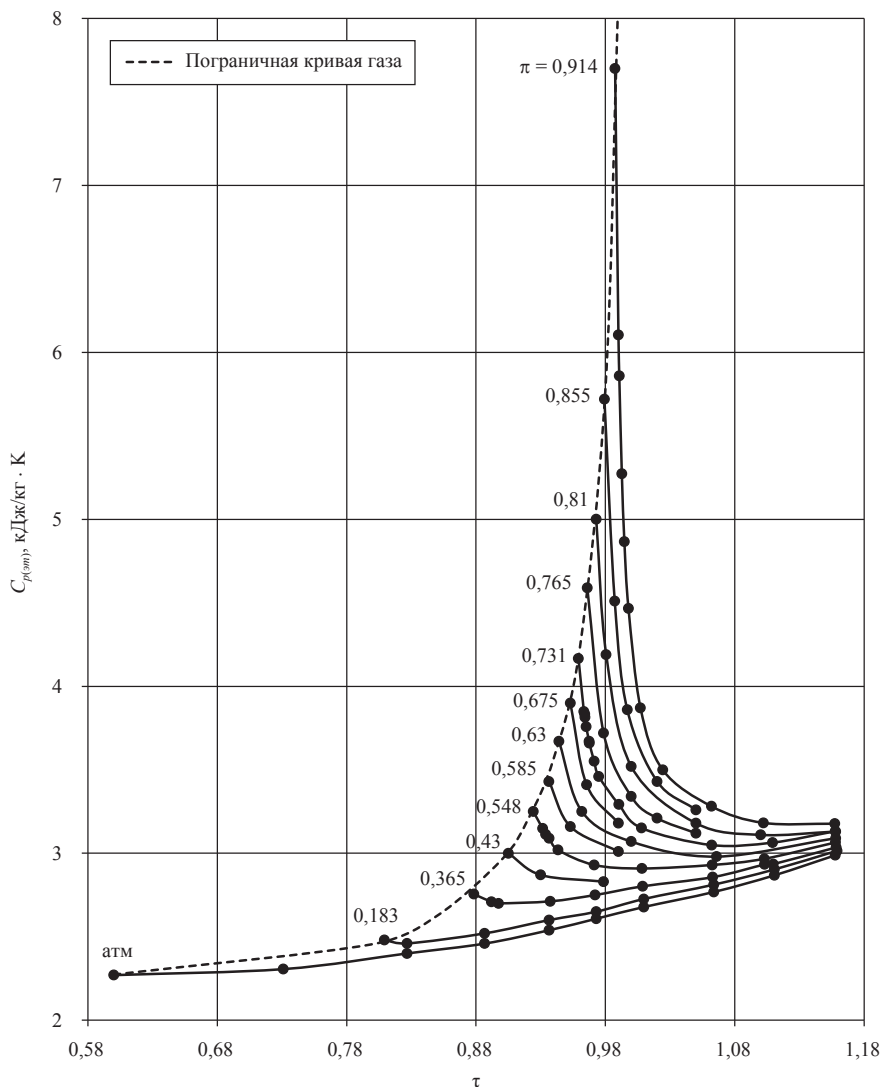


Рис. 1. Экспериментальные изобары теплоемкости *n*-гептана в газовой фазе

Для расчета изобарной теплоемкости углеводорода в заданной точке термодинамической поверхности необходимо вначале определить ее приведенные координаты  $\tau$  и  $\pi$ . Затем по формуле (1) рассчитывается значение безразмерного структурного коррелирующего параметра  $K$ . Значения  $C_p^0$  рассчитываемого вещества при критической температуре выбираются из справочной литературы или рассчитываются по его структурной формуле. Точность таких расчетов, например методом Рихани и Дорэсвейми [2], для углеводородов составляет 2,5 % в диапазоне температур 298–1000 К при сравнении с экспериментально исследованными веществами. Значение  $C_{p(эм)}^0$  н-гептана при  $T_{кр} = 540,61$  К определено в работе [7] и принято равным 2,660 кДж/кг · К.

Тогда массовая изобарная теплоемкость рассчитываемого вещества определится по формуле:

$$C_p(\pi, \tau) = C_{p(эм)}(\pi, \tau)K, \quad (2)$$

где  $C_{p(эм)}(\pi, \tau)$  – массовая изобарная теплоемкость эталонного вещества при  $\pi$  и  $\tau$  рассчитываемого вещества;  $K$  – безразмерный структурный коррелирующий параметр, рассчитываемый по уравнению (1).

Количественное описание термодинамического свойства (в данном случае –  $C_{p(эм)}$ ) эталонного вещества может носить относительно формальный характер. Так как термодинамическая  $C_{p(эм)}$  –  $\pi$  –  $\tau$  поверхность углеводородов в рассматриваемом интервале параметров состояния очень сложна, опирается на газовую ветвь пограничной кривой, являющуюся в геометрическом смысле 3D-сплайном, и стремится к бесконечности при  $\tau \rightarrow 1$ , ее нельзя описать математически в матричной форме. Задача построения таких поверхностей методами аналитической геометрии тоже до сих пор до конца не решена [8]. Поэтому представляется целесообразным количественное описание  $C_{p(эм)}$  –  $\pi$  –  $\tau$  поверхности выполнить в виде нейронной сети [9]. Название «нейронные сети» возникло в ходе исследований в области искусственного интеллекта на сходстве функций ячеек сети с нейронами мозга живых существ, свойства которого и пытались воссоздать. И хотя в целом попытки не увенчались успехом, нейронные сети, тем не менее, получили широкое распространение из-за их отличия от доминировавших в то время методов ли-

нейного моделирования и способности учиться на готовых примерах. Однако для описания теплофизических свойств веществ такой подход ранее не использовался, несмотря на то что представляется перспективным.

Подобно нейронам нервной системы, ячейки сети (в дальнейшем будем также называть их нейронами) имеют входы (дендриты) и выходы (аксоны), при этом выходы одних нейронов соединены с входами других с помощью синапсов. Нейрон активизируется, когда поступивший на него сигнал превышает определенный порог, сигнал активации преобразуется передаточной функцией и подается на выход, хотя для сетей зачастую сигнал не двоичен (0 или 1), а непрерывен – сигмовидная функция в интервале 0÷1 (так называемая логистическая функция). Интенсивность сигнала, полученного нейроном, полностью зависит от активности синапсов, а для ячеек сети – от весов связи, которая по физическому смыслу соответствует электропроводности синапсов. Веса связи нейрона являются ее главной характеристикой, и, по сути, весь смысл обучения сети заключается в поиске весов для каждого нейрона.

Чаще всего все нейроны сети объединяют в несколько слоев, которые соединены определенным образом с нейронами других слоев (а иногда и с нейронами своего слоя). Сигналы нейронов одного слоя обрабатываются параллельно. Обработка взаимодействия всех нейронов ведется послойно – так называемый многослойный перцептон. Алгоритм обучения нейронной сети представляет собой «подгонку» модели сети к обучающим данным путем автоматической корректировки пороговых значений и весов связей с последующим сравнением наблюдаемых результатов с исходными значениями, по которым составляется функция ошибок. Функция ошибок чаще всего является суммой квадратов разности наблюдаемых и исходных результатов. На этой функции ищется минимум, и весовые значения для этого минимума присваиваются нейронам сети.

Для изучения функции зависимости теплоемкости газовой фазы н-гептана от температуры и давления по известным экспериментальным точкам были определены коэффициенты нейронной сети, аппроксимирующей эту функцию [10]. Наилучшие результаты среди 2000 вариантов показала сеть (многослойный перцептон) с двумя нейронами в скрытом

поле, использующая тангенциальную и логистическую функции активации, обученная по BFGS-методу.

Для получения коэффициентов нейронной сети использовалась программа Statistica 8 [9, 10]. Построение сети включает следующие этапы:

1) создается таблица данных для всех 179 наблюдений трех переменных (см. экспериментальные значения  $C_{p(эм)}$  на рис. 1);

2) запускается пакет нейронной сети: Data mining → Automated Neural Networks → Regression (аппроксимирующая функция);

3) указывается непрерывность (Continuous) всех трех переменных:  $C_{p(эм)}$  – как выходная (Continuous targets),  $\pi$  и  $\tau$  – как входные (Continuous outputs);

4) тип нейронной сети задается как многослойный перцептон (MLP) с двумя-тремя нейронами в скрытом поле (hidden units); типы функции активации указываются как тангенциальная и логистическая;

5) обучается некоторое число нейронных сетей с этими параметрами; из представленных выбирают наиболее подходящую (наименьшая ошибка обучения);

б) сохраняется выбранная сеть в коде C++ Save network → C++ language.

Данный код содержит прежде всего информацию о весах связей входных (input\_hidden\_weights) и выходных (hidden\_output\_wts) нейронов и значениях их смещения (hidden\_bias и output\_bias), полученную в ходе обучения этой конкретной сети. Также присутствует информация об алгоритме обучения, функциях активации и др.

Рассмотренная выше процедура позволила создать программу для ЭВМ [11].

Была выполнена проверка адекватности метода и реализующей его программы для ЭВМ для некоторых углеводородных газов, имеющих экспериментальную сравнительную базу по изобарной теплоемкости [12–19] в области резких изменений ее значений (см. рис. 1). Результаты сравнения представлены в таблице.

Вызывают сомнения большие отрицательные значения  $\delta$  (более 10 %), полученные для метана, этана, пропана при  $\tau \approx 0,3$  и  $\pi \approx 0,9$ . Эта область примыкает к пограничной кривой (см. рис. 1), где велики ошибки отнесения

### Сравнение рассчитанных и литературных значений изобарной теплоемкости

$$C_p \text{ (кДж/кг} \cdot \text{К)} \text{ некоторых углеводородных газов } \delta = \frac{C_{p(\text{расч})} - C_{p(\text{лит})}}{C_{p(\text{расч})}} \cdot 100, \%$$

Углеводород	$\tau$	$\pi$	$C_{p(\text{лит})}$	$C_{p(\text{расч})}$	$\delta, \%$
Метан [12]	0,910	0,259	2,511	2,255	-11,3
	1,001		2,370	2,336	-1,4
	1,112		2,342	2,458	4,7
Этан [13]	0,901	0,310	2,120	1,955	-8,4
	1,002		2,053	2,041	-0,5
	1,103		2,091	2,129	1,7
Пропан [13]	0,900	0,351	2,420	2,170	-11,5
	1,002		2,151	2,242	4,0
	1,100		2,313	2,338	1,1
Этилен [17]	0,971	0,410	1,820	1,711	-6,4
	1,152		1,819	1,840	1,1
Циклогексан [14]	0,981	0,625	3,076	3,090	0,1
	1,143		3,001	2,997	-0,1
	0,971		2,170	2,183	0,1
	1,112		2,240	2,427	7,6
н-октан [19]	0,977	0,806	4,283	4,247	-0,8
	1,009		3,373	3,379	0,2
	1,111		3,177	3,111	-2,1
н-нонан [19]	0,984	0,873	5,495	5,419	-1,4
	0,997		4,037	4,129	2,2
	1,049		3,355	3,299	-1,7
н-ундекан [19]	0,930	0,515	3,278	3,278	0,0
	0,942		3,227	3,200	-0,8
	0,977		3,168	3,180	0,4

экспериментальных данных. Кроме того, литературные данные для указанных низкомолекулярных углеводородов взяты из работ [12, 13], имеющих один и тот же экспериментальный (или расчетный – по уравнению состояния) первоисточник, подробности о котором выяснить не удалось.

Следует отметить, что наилучшие результаты получились при использовании параметра  $K$  в уравнении (2) без численных коэффициентов, т.е. связь свойства с коррелирующим параметром  $K$  имеет простейший вид.

Использование безразмерного структурного коррелирующего параметра  $K$  позволяет преобразовать полученную в работе [18] обобщенную температурную зависимость изобарной теплоемкости  $n$ -алканов в состоянии насыщенного пара  $C_p^n$  (см. пунктирную линию на рис. 1) и распространить ее на номенклатуру веществ, перечисленных в таблице. После замены критерия Питцера  $\omega$  его численным значением для  $n$ -гептана получим:

$$C_p^n = \left( 3,189584 - 3,541266\tau + \frac{1,004752}{(1-\tau)^{0,461616}} \right) \cdot K. \quad (3)$$

Уравнение для расчета теплоты испарения углеводородов при температурах от тройной точки до критической с использованием безразмерного структурного коррелирующего параметра  $K$  получено подстановкой в обобщенное уравнение из работы [19] для гомоло-

гического ряда  $n$ -алканов значения критерия Питцера  $\omega$  для  $n$ -гептана:

$$\Delta H_v = \frac{\left( \sum_{i=1}^4 A_i (1-\tau)^i + A_5 (1-\tau)^n \right)}{\sqrt{K}}, \quad (4)$$

где  $A_1 = 946,2692$ ;  $A_2 = -3199,95$ ;  $A_3 = 5846,82$ ;  $A_4 = -3781,28$ ;  $A_5 = 263,813$ ;  $n = 0,275881$ .

Как и для теплоемкости, наилучшие результаты получились при использовании параметра  $K$  без численных коэффициентов, т.е. связь свойств с коррелирующим параметром  $K$  имеет простейший вид. Результаты сравнения расчетов с экспериментальными данными  $\Delta H_v$  представлены на рис. 2, 3. Аналогичные результаты получены для олефинов и диолефинов.

Несмотря на ограниченность имеющегося в литературе сравнительного экспериментального материала, анализ таблицы и рис. 2, 3 позволяет рекомендовать рассмотренный подход и реализующую его программу для разработки методов расчета изобарной теплоемкости газовой фазы и теплоты парообразования индивидуальных углеводородов, а также их смесей (используя выводы, изложенные в работе [20]) с приемлемой для технологических целей точностью.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (Грант 11-08-00094а).*

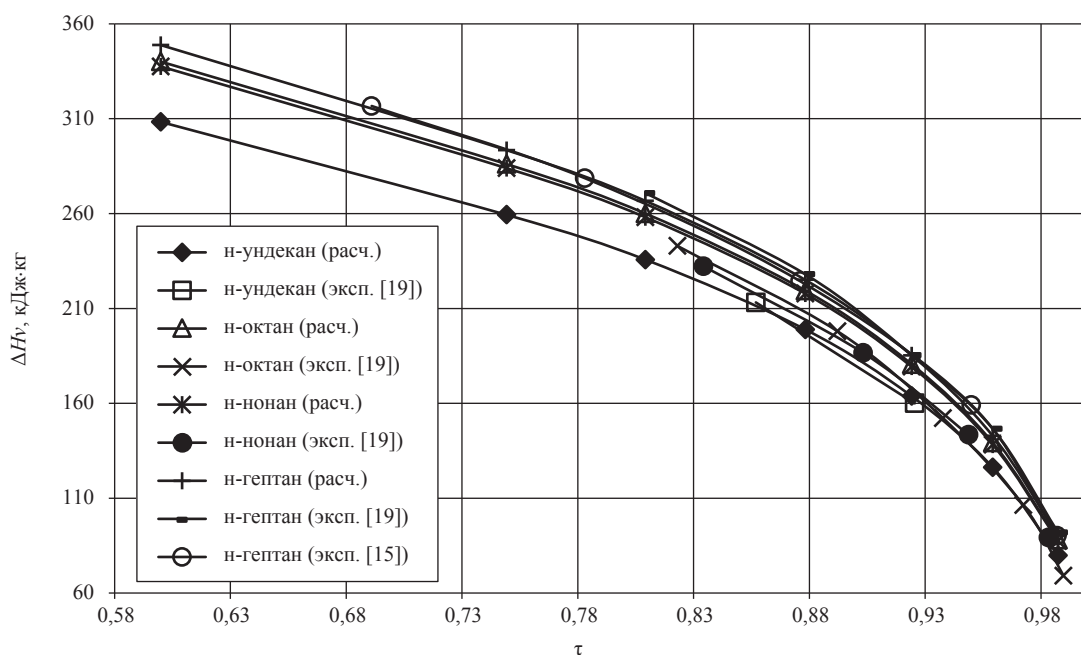


Рис. 2. Результаты расчетов  $\Delta H_v$   $n$ -алканов по уравнению (4)



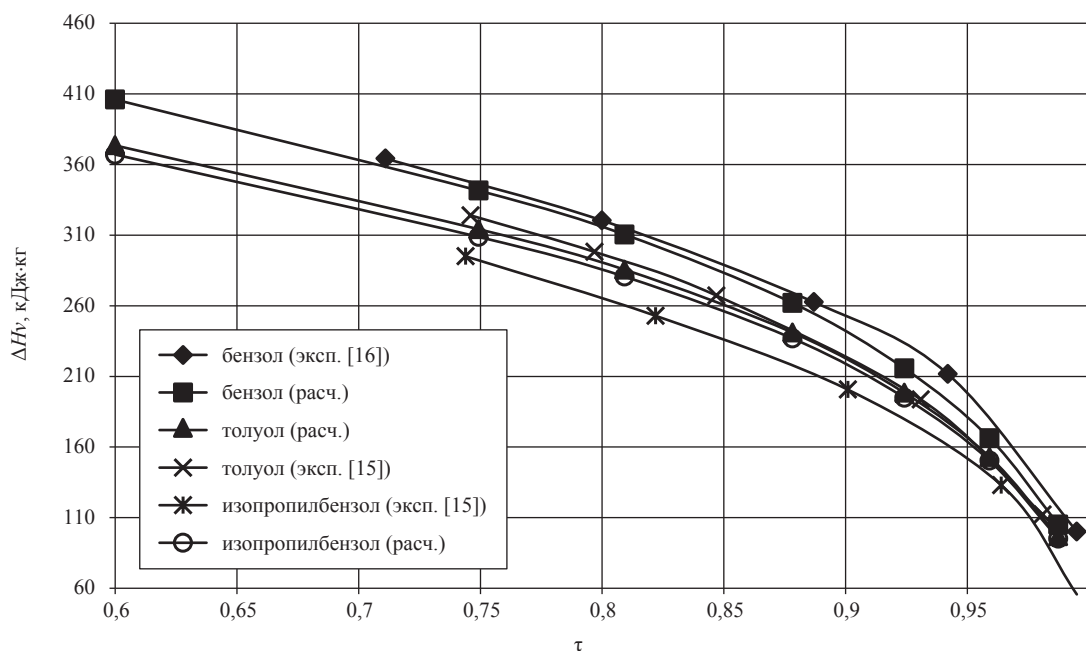


Рис. 3. Результаты расчетов  $\Delta H_v$  ароматических углеводородов по уравнению (4)

### Список литературы

1. Drush S.G. High-pressure Equation of State Bibliography and Index / S.G. Drush, R. Kraft, J. Senkin. – Lawrence Rad. Lab., UCRL-7160, Livermore, Calif., 1963. – 184 p.
2. Рид Р. Свойства газов и жидкостей (определение и корреляция) / Р. Рид, Т. Шервуд; пер. с англ.; под ред. В.Б. Когана. – Л.: Химия, Ленингр. отд., 1971. – 704 с.
3. Riedel L. Eine neue universelle Dampfdruck – formel. Untersuchungen über eine Erweiterung des Theorems der übereinstimmenden Zustände. I / L. Riedel // Chem.- Ing.- Technik. – 1954. – Bd. 26. – № 2. – P. 83–89.
4. Pitzer K.S. Volumetric and thermodynamic Properties of Fluids. II. Compressibility Factor, Vapor Pressure and Entropy of Vaporization / K.S. Pitzer, D.Z. Lippman, R.F. Curl et al. // J. Amer. Chem. Soc. – 1955. – Vol. 77. – № 13. – P. 3433–3440.
5. Филиппов Л.П. Методы расчета и прогнозирования свойств веществ / Л.П. Филиппов. – М.: Изд. МГУ, 1988. – 252 с.
6. Кузнецов М.А. Модернизированный калориметр для измерения изобарной теплоемкости углеводородов проточным способом в критической области / М.А. Кузнецов, С.И. Лазарев // Измерительная техника. – 2005. – № 8. – С. 43–48.
7. Кузнецов М.А. Изобарная теплоемкость н-гептана, н-октана и н-нонана в состоянии идеального газа / М.А. Кузнецов, Ю.А. Ворожейкин // Конденсированные среды и межфазные границы. – 2004. – Т. 6. – № 3. – С. 242–247.
8. Нурмаханов Б.Н. Теоретические и прикладные основы проектирования кривых, поверхностей и гиперповерхностей методом моноидных преобразований: автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.01.01 / Б.Н. Нурмаханов. – М., 1992. – 38 с.
9. Боровиков В.П. Нейронные сети. STATISTICA Neural Networks: Методология и технологии современного анализа данных / В.П. Боровиков. – М.: Горячая линия–Телеком, 2008. – 392 с.
10. Теоретические основы анализа данных [Электронный ресурс]: Официальный сайт компании StatSoft Russia. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://www.statsoft.ru/home/portal/default.asp>
11. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2011618328. Программа для расчета теплоемкости углеводородов метанового ряда в газовой фазе при параметрах их нахождения в пласте / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев и др.; правообладатель М.А. Кузнецов. – № 2011615195; заявл. 12.07.2011; зарег. в Реестре 21.10.2011.

12. Загорученко В.А. Теплофизические свойства метана / В.А. Загорученко, А.М. Журавлев. – М.: Изд-во стандартов, 1969. – 213 с.
13. Din F. Thermodynamics Function of Gases / F. Din. – Butterworth, London, 1956. – Vol. 1, 2, 3. – 204 p.
14. Григорьев Б.А. Исследование теплофизических свойств нефтей, нефтепродуктов и углеводородов: автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.14.05 / Б.А. Григорьев. – Баку, 1979. – 39 с.
15. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов: справочник / под ред. В.М. Татевского. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 571 с.
16. Кессельман П.М. Теплофизические свойства газов и жидкостей / П.М. Кессельман и др. // Труды III Всесоюзной конференции по теплофизике. – М.: Наука, 1970. – 349 с.
17. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
18. Кузнецов М.А. Определение изобарной теплоемкости n-алканов  $C_7-C_{11}$  до температур критической точки / М.А. Кузнецов, А.С. Горбачев // Теоретические основы химической технологии. – 2005. – Т. 39. – № 4. – С. 476–480.
19. Кузнецов М.А. Научные основы прогнозирования и расчета термодинамических свойств неполярных углеводородов: дис. д-ра техн. наук: 01.04.14 / М.А. Кузнецов. – Тамбов, 2008. – 349 с.
20. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007. – 344 с.

УДК 550.885

А.Е. Рыжов

## Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) приурочено к структурно-литологической ловушке, осложненной тектоническими нарушениями. Продуктивность толщи терригенных отложений венда на месторождении связана с ботубинским, хамакинским и талахским горизонтами. Породы продуктивных горизонтов характеризуются сложным фаціальным строением, резкой изменчивостью коллекторских свойств, высокой степенью неоднородности по площади и разрезу. Условия распространения коллекторов контролируются тектоническими и седиментационными факторами, обуславливающими выклинивание, литологические замещения, размывы, перерывы в осадконакоплении.

Неоднородность вендских отложений проявляется в характере распространения зон различной продуктивности нефтегазоносных горизонтов. Сложную картину распределения дебитов газа по разведочным скважинам иллюстрируют схематические карты, построенные для каждого из продуктивных горизонтов (рис. 1–3). К высокопродуктивным отнесены скважины с дебитом по газу более 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут, к низкопродуктивным – с дебитом менее 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

*Ботубинский горизонт* наиболее продуктивен на Северном блоке месторождения, в зоне расположения нефтяной оторочки, и южнее – вплоть до границы Северного блока. В отдельных скважинах получены дебиты газа 500–900 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебиты нефти – до 55 м<sup>3</sup>/сут.

В южном и западном направлениях происходит постепенное выклинивание горизонта. Притоки нефти, кроме нефтяной оторочки, находящейся в северо-восточной части горизонта, получены также в отдельных скважинах (скв. 321-02 и 761), расположенных по контуру зоны высокой продуктивности пласта. Незначительные нефтепроявления отмечены также в скв. 321-67 (Южный I блок).

Породы ботубинского горизонта представлены песчаниками и алевролитами, преимущественно кварцевого состава. Песчаники различной зернистости (от средне-крупнозернистых до мелкозернистых и алевролитистых), алевролиты песчаные, алевролиты глинистые, с прослоями аргиллитов. В песчаниках преобладает хорошая сортировка. Цементы преимущественно кальцитовые и сульфатные, пятнистые, реже глинистые. Тип цементации – от пленочного, контактово-порового и пятнистого до базального (в неколлекторах). Развит регенерационный кварцевый цемент, а также конформные, сутурные и инкорпорационные контакты зерен, различные виды вторичных цементов. Наблюдается неравномерное засоление различной интенсивности пород горизонта.

Текстуры пород разнообразны – однородные, микрослоистые, слоистые, горизонтально- и косослоистые, неясно-слоистые, пятнистые, тонко-волнисто-слоистые, срезания слоек, интракластовые, линзовидные, рябь течения, смятия и проседания осадка.

В основании песчаных отложений ботубинского горизонта лежат глинистые осадки шельфа и переходной зоны, тонкие прослои аргиллитов и алевролитов, что может свидетельствовать об отсутствии размыва в основании горизонта. Выше разрез представлен прибрежно-морскими отложениями, включая осадки пляжей и приливно-отливных комплексов. Основная часть высокопродуктивных коллекторов представлена хорошо отсортированными среднезернистыми песчаниками барового происхождения.

**Ключевые слова:**  
терригенный коллектор, неоднородность продуктивных отложений, корреляционная схема, фильтрационно-емкостные свойства, постседиментационное засоление пород.

**Keywords:**  
sandstone reservoirs, the heterogeneity of productive deposits, the correlation diagram, reservoir properties, postsedimentary salinization rocks.

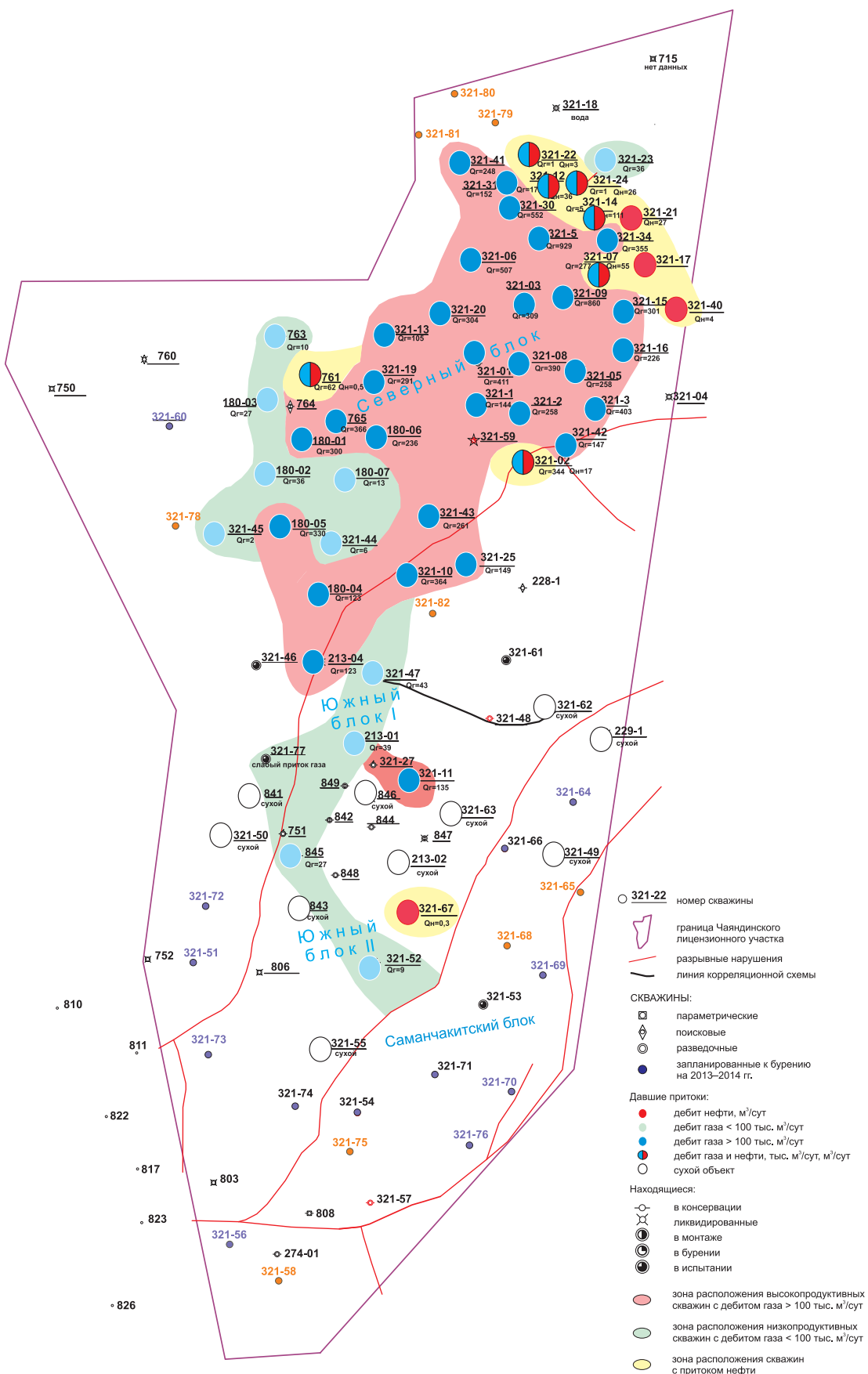


Рис. 1. Схематическая карта распределения дебитов газа и нефти по скважинам Чаундинского месторождения, вскрывающим продуктивный ботубинский горизонт

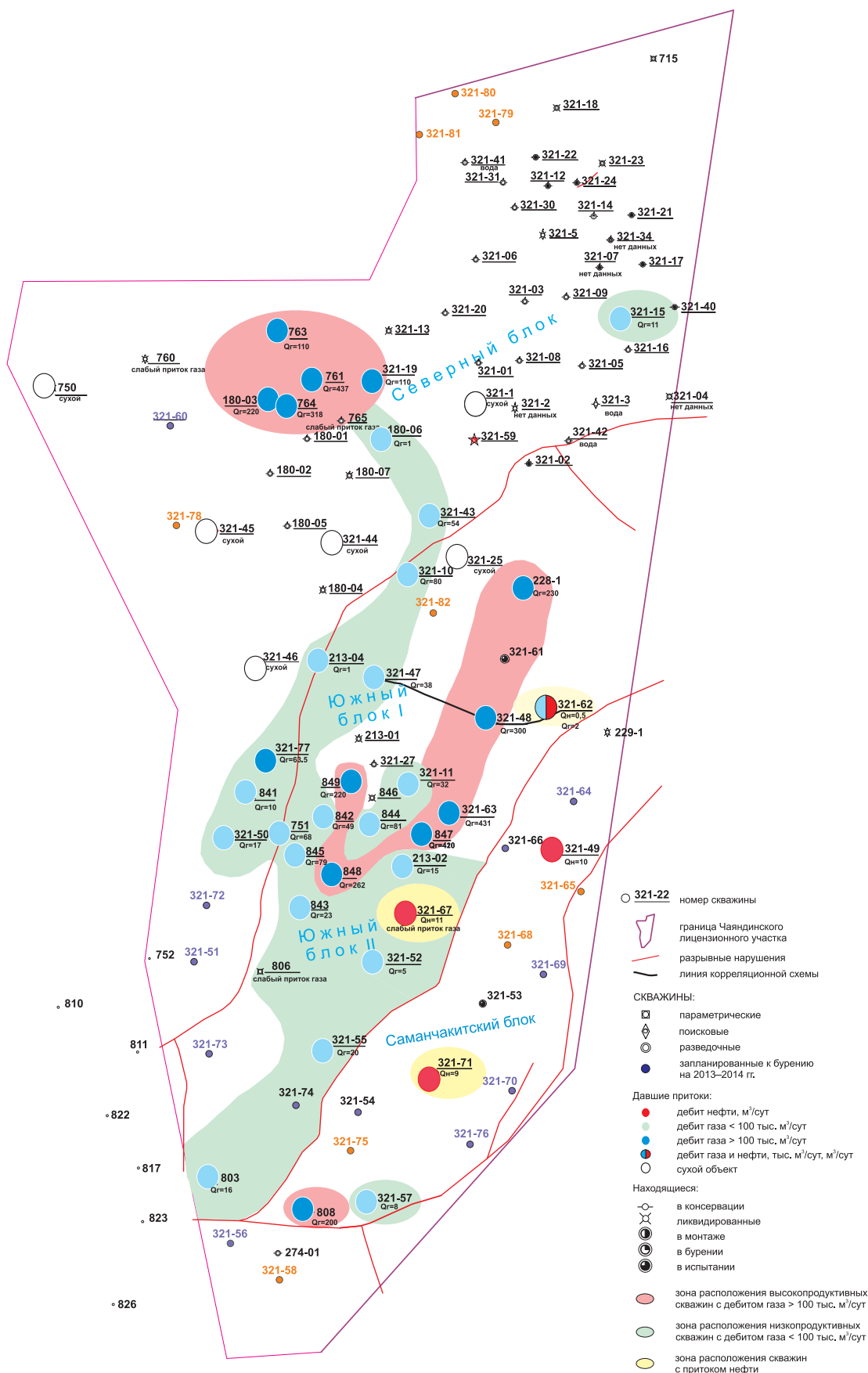


Рис. 2. Схематическая карта распределения дебитов газа и нефти по скважинам Чаyndинского месторождения, вскрывающим продуктивный хамакитский горизонт

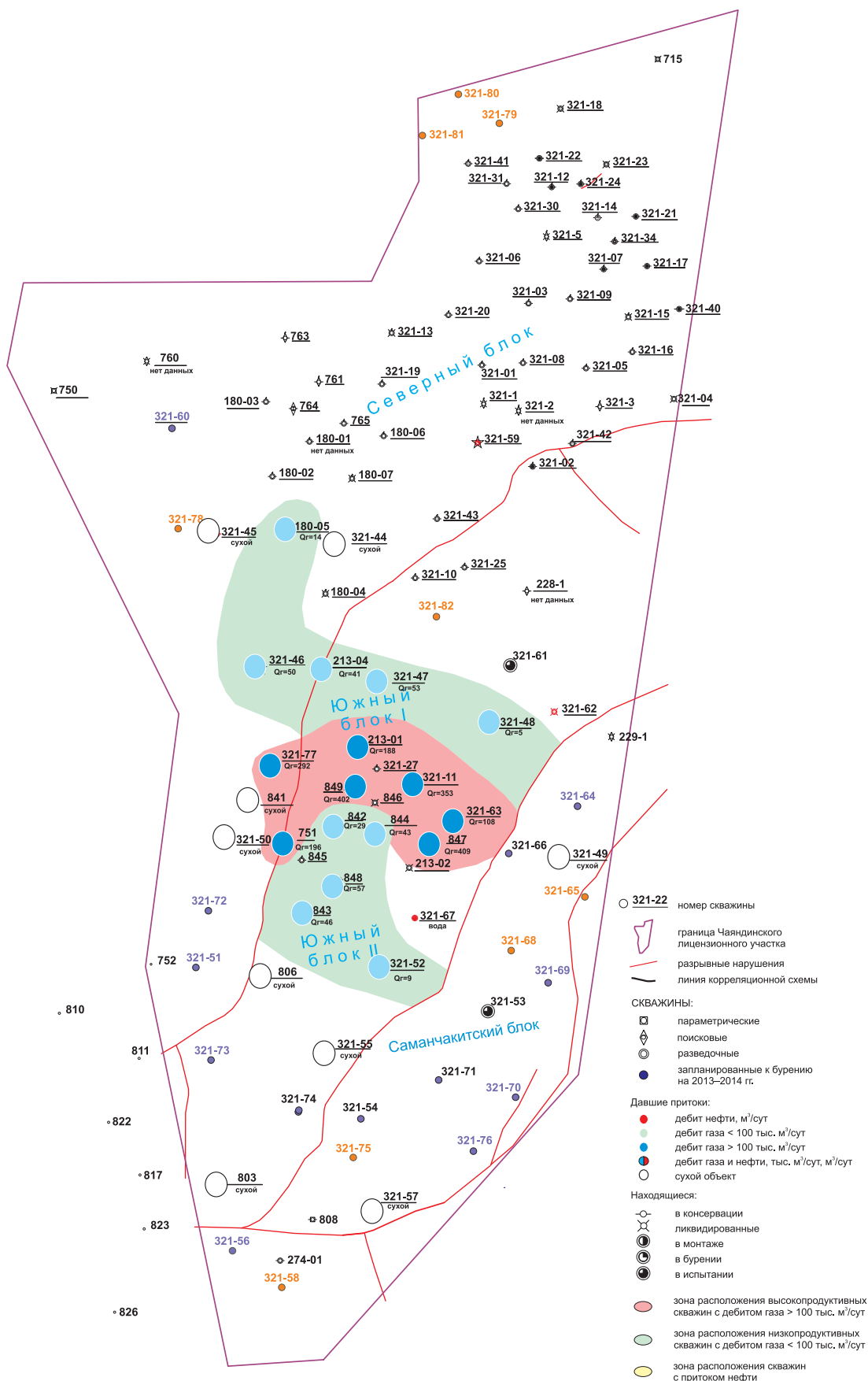


Рис. 3. Схематическая карта распределения дебитов газа и нефти по скважинам Чаяндинского месторождения, вскрывающим продуктивный талахский горизонт

Вверх по разрезу баровый комплекс пород перекрывается как тонким чередованием аргиллитов и тонкослоистых мелкозернистых песчаников и алевролитов, так и крупнозернистыми песчаниками и гравелитами (поверхность размыва).

*Хамакинский горизонт* характеризуется неравномерным, локальным распространением высокопродуктивных зон по площади месторождения. Одна из них расположена в западной части Северного блока, другая – в виде протяженной узкой полосы в центральной части Южного I блока. Максимальные дебиты газа составили около 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 321-67 (Южный II блок), 321-49 и 321-71 (Саманчакитский блок) в юго-восточной части месторождения получены небольшие притоки нефти.

Породы хамакинского горизонта представлены широким спектром литологических типов – от грубозернистых плохо отсортированных разностей (гравелиты, крупнозернистые песчаники) до песчаников среднезернистых и мелкозернистых, хорошо отсортированных, главным образом кварцевого и полевошпатово-кварцевого состава и алевролитов с прослоями аргиллитов. Цементы смешанные – кварцево-регенерационные, кальцитовые и сульфатные пятнистые и базальные, глинистые контактово-поровые и порово-базальные. Засолонение пород носит неравномерный характер.

Текстуры пород самые разнообразные – однородные, слоистые, микро- тонко- и волнисто-слоистые, косослоистые, пятнистые, линзовидные, смятия и внедрения осадка, рябь течений.

В центральной полосообразной зоне распространения высоко-продуктивных отложений (скв. 321-48) нижняя часть разреза сложена породами повышенных фильтрационно-емкостных свойств – песчаниками крупно- и среднезернистыми, хорошо отсортированными. Средняя часть горизонта в этой части месторождения представлена переслаиванием аргиллитов и глинистых алевролитов. Верхняя часть – переслаиванием песчаников различной зернистости: от крупно-среднезернистых до мелкозернистых, с аргиллитами. Встречаются прослои гравелитов, аргиллитов, с линзами алевролитов и мелкозернистых песчаников.

В целом к югу месторождения коллекторские свойства пород горизонта ухудшаются. Так, в скв. 321-55 (Южный II блок) нижняя

часть разреза хамакинского горизонта представлена чередованием аргиллитов с прослоями и линзами алевролитов с поровым и базально-поровым глинистым цементом и песчаников мелкозернистых, более однородными прослоями песчаников среднезернистых и мелкозернистых со смешанным цементом с прослоями, линзами алевролитов и аргиллитов.

По условиям формирования отложения хамакинского горизонта относятся к аллювиальным и прибрежно-морским.

*Талахский горизонт* наиболее продуктивен на незначительной площади в центральной части месторождения, от которой к югу и северу распространены зоны пласта с пониженной продуктивностью. Максимальный дебит газа составил 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В отложениях продуктивного горизонта выделяются следующие литотипы пород: гравелиты песчаные глинистые; песчаники гравелитистые плохо отсортированные, крупно-среднезернистые, среднезернистые; аргиллиты алевролитистые. Цементы смешанного состава, сульфатные, глинистые пленочные. Засолоненность пород в основном незначительна.

Текстуры пород слоистые, неясно-слоистые, косослоистые, взмучивания и срезания слойков, пятнистые (за счет неравномерной ангидритизации), линзовидные.

В основании талахского горизонта залегают отложения, представленные плохо отсортированными песчано-гравийными обломочными породами с многочисленными крупными обломками метаморфических и интрузивных пород. В матрице присутствует значительное количество пелитоморфных частиц, что характерно для ледниковых отложений. Встречается градиционная слоистость от гравелита к песчанику крупно- и среднезернистому.

Средняя часть разреза сложена чередованием гравелитов мелко- и крупнообломочных, кварцевых и полевошпатово-кварцевых песчаников, средне-крупнозернистых, со смешанным цементом, песчаников разномзернистых, плохо отсортированных, с глинистым поровым цементом, песчаников средне-мелкозернистых с глинистым базально-поровым цементом с прослоями алевролитов, интракластами и прослоями аргиллитов, тонким переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников мелкозернистых.

Верхняя часть разреза представлена песчаниками средне-мелкозернистыми и мелко-среднезернистыми со смешанным цементом

с редкими прослоями и линзами аргиллитов и алевролитов и переслаиванием аргиллитов с линзами песчаника мелкозернистого, алевролитов, песчаников мелко- и среднезернистых и средне-крупнозернистых с базальным сульфатным цементом, иногда с интракластами аргиллитов.

Отложения горизонта формировались в сложных меняющихся условиях осадконакопления – ледниковых, переходных и прибрежных морских.

Для отложений всех продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения характерна изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, обусловленная динамикой условий осадконакопления, что отражается на причудливости границ распространения зон различной продуктивности, имеющих извилистые, зачастую прихотливые формы.

Диапазон изменения коллекторских свойств пород ботуобинского горизонта широкий. Пористость составляет от 26 % (в хорошо отсортированных среднезернистых песчаниках) до единиц процентов (в глинистых алевролитах и засоленных разностях песчаников). Слабоцементированные, рыхлые разности крупно-среднезернистых и среднезернистых песчаников обладают чрезвычайно высокой проницаемостью – до  $6000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , для алевролитов с базальным сульфатным и глинистым поровым цементом характерны наиболее низкие значения проницаемости – не выше  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . В хамакинском горизонте пористость пород варьирует от 23 % до единиц процентов, проницаемость –

от 4500 до  $1,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Самыми высокими коллекторскими свойствами обладают песчаники крупно-среднезернистые и среднезернистые. Процессы ангидритизации и засоления снижают пористость и проницаемость пород.

Диапазон изменения пористости пород в талахском горизонте составляет от 22–23 % до единиц процента, проницаемости – от  $2000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (в отдельных образцах достигает  $3000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) до  $0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Наиболее пористые и проницаемые породы-коллекторы представлены мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и разноезернистыми песчаниками. Наихудшими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники алевроитовые с базально-поровым цементом.

Распределения пористости и проницаемости по керну из отложений наиболее продуктивных зон ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов иллюстрируют гистограммы, представленные на рис. 4.

Анализ распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в отложениях, вскрытых наиболее продуктивными скважинами, показал, что самыми хорошими фильтрационными свойствами характеризуется ботуобинский горизонт. Содержание высокопроницаемых коллекторов последовательно снижается от ботуобинского к хамакинскому и талахскому горизонтам, а доля низкопроницаемых коллекторов (V и VI классов) возрастает. Характер изменения фильтрационных характеристик по горизонтам (в наиболее продуктивных частях) отражают данные, приведенные в таблице.

### Распространение коллекторов различных классов проницаемости по продуктивным горизонтам Чаяндинского месторождения

Характеристика коллектора по проницаемости и класс коллектора (по А.А. Ханину)	Продуктивный горизонт	Доля в распределении
Очень высокая и высокая, I, II классы	Ботуобинский	0,47
	Хамакинский	0,24
	Талахский	0,16
Средняя, III класс	Ботуобинский	0,36
	Хамакинский	0,22
	Талахский	0,22
Пониженная, IV класс	Ботуобинский	0,16
	Хамакинский	0,4
	Талахский	0,36
Низкая и очень низкая, V, VI классы	Ботуобинский	0,03
	Хамакинский	0,14
	Талахский	0,26



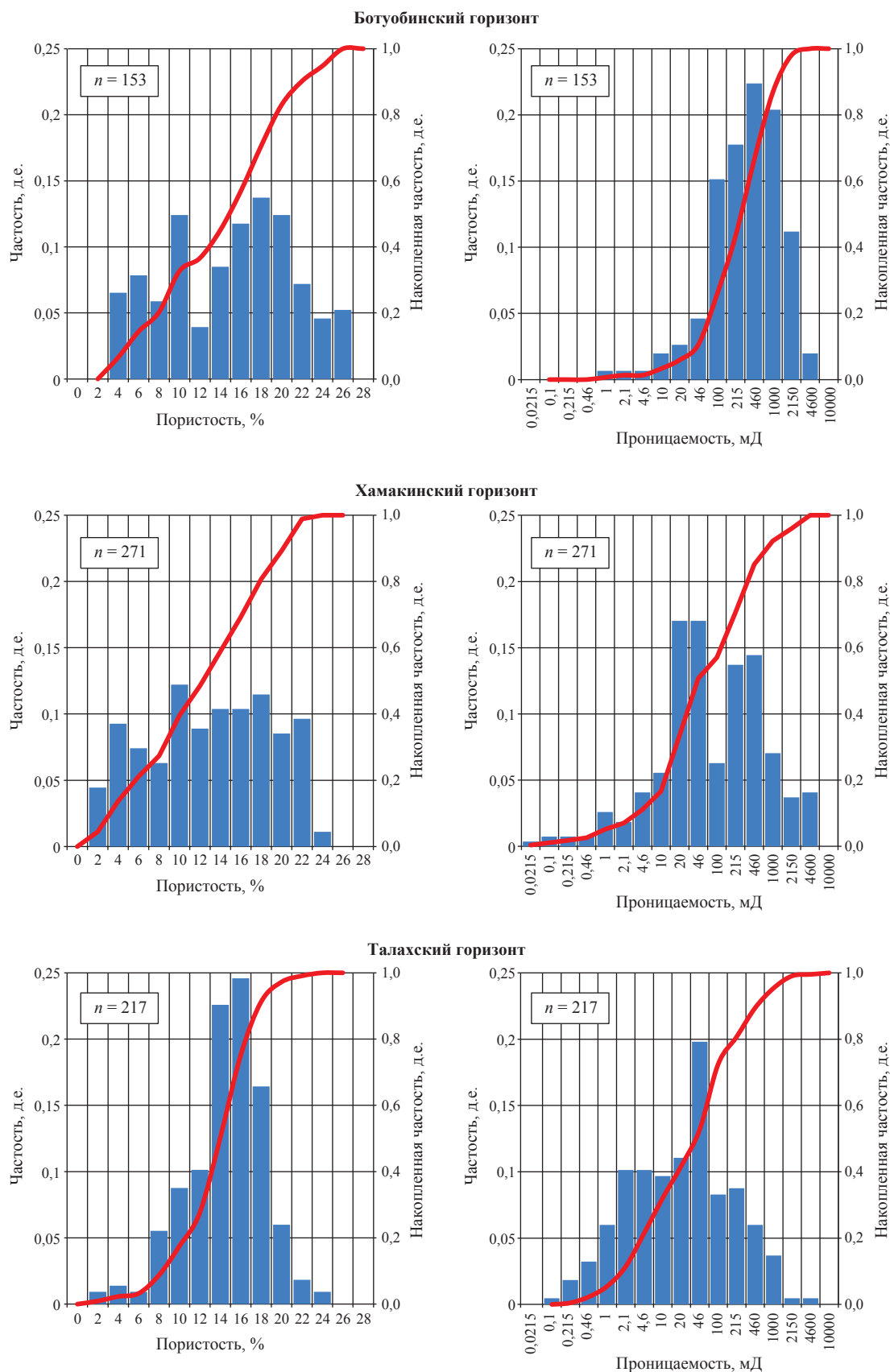


Рис. 4. Распределение пористости и проницаемости в наиболее продуктивных зонах горизонтов, где  $n$  – число определений

Сложность строения продуктивных отложений на Чайдинском месторождении иллюстрирует корреляционная схема вкрест структуры в центральной части месторождения по линии скв. 321-47–321-48–321-62, приведенная на рис. 5.

В нижнепаршинской подсвите в разрезах скважин прослеживаются пять выдержанных по мощности пластов заглинизированных пород. Строение залегающего выше хамакинско-продуктивного горизонта (пласты 6–8) резко различается в разрезах рассматриваемых скважин.

В скв. 321-47 отложения *хамакинского* горизонта отличаются существенной расчлененностью. Разрез сложен частым чередованием пачек коллекторов с плотными породами (переслаивание аргиллитов и глинистых алевролитов).

В разрезе присутствуют слои засоленных песчаников, разнозернистых, крупно-среднезернистых, толщиной 2,0–3,0 м, которые вследствие высокого содержания солей (до 20–35 %) имеют низкую пористость (2–6 %). Наиболее хорошими коллекторскими свойствами обладают мелкозернистые песчаники со смешан-

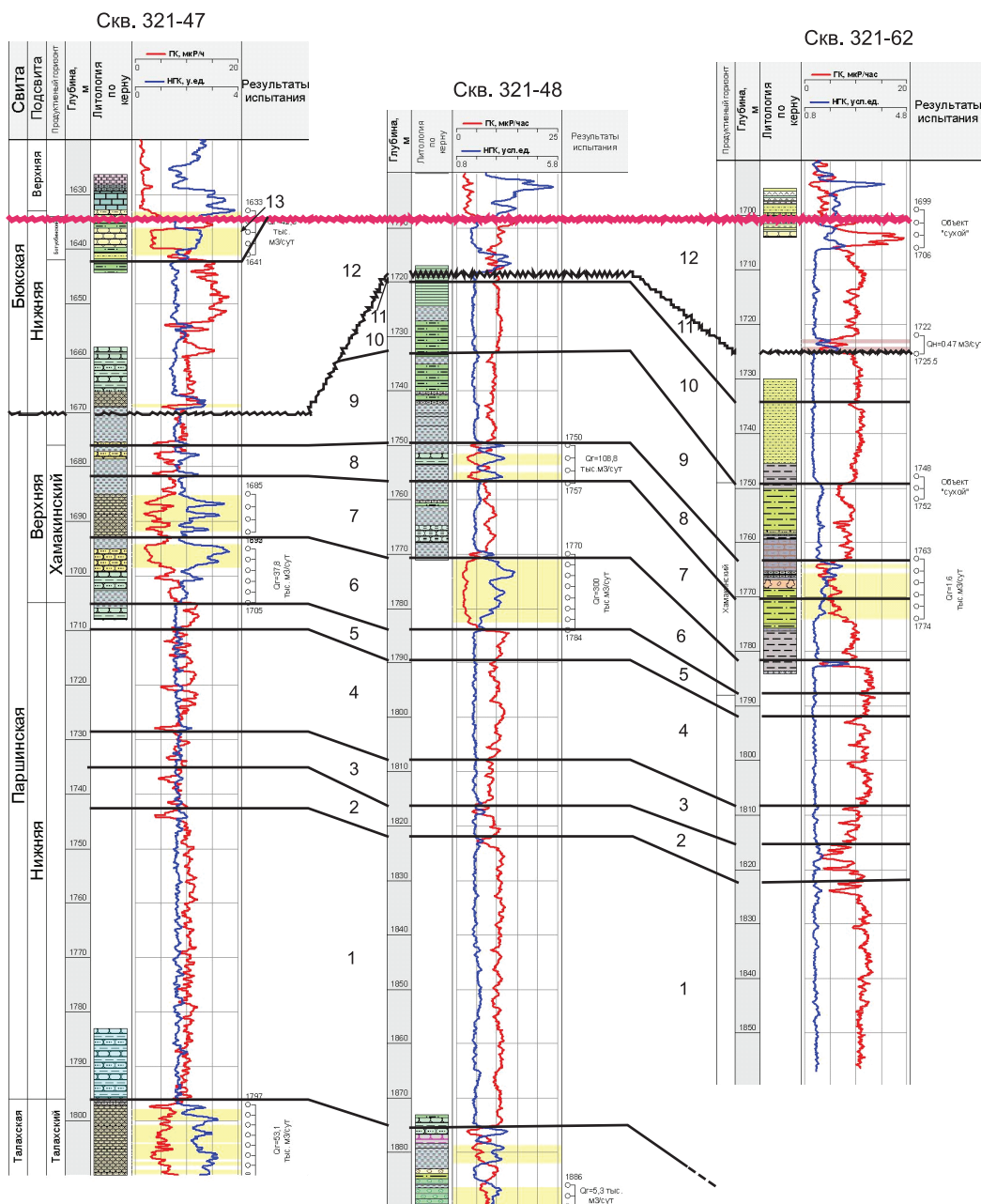


Рис. 5. Корреляционная схема по линии скв. 321-47 – 321-48 – 321-62 (условные обозначения – см. рис. 8)

ным типом цемента, пористость которых меняется в диапазоне 18–22 %, проницаемость –  $100\text{--}400\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Среднее значение пористости составляет 7,5 %, проницаемости –  $50\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. При опробовании горизонта получен дебит газа 37,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 321-48 разрез имеет более однородное строение, чем в скв. 321-47. В основании отложений залегает пачка коллекторов толщиной более 10 м, представленная высокопроницаемыми песчаниками, среднезернистыми, реже крупнозернистыми. Верхняя часть разреза состоит из чередования тонких слоев коллекторов, среднезернистых песчаников, часто ангидритизированных, с аргиллитами и алевролитами. Верхнюю и нижнюю части разреза разделяет значительная пачка плотных аргиллитов, глинистых и ангидритизированных песчаников. Основной коллектор – среднезернистые и крупно-среднезернистые песчаники, с высокими ФЕС, меняющимися в широких пределах, пористость – от 10 до 22 %, проницаемость – от  $400$  до  $4500\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Доломитизированные и ангидритизированные разности песчаников характеризуются худшими коллекторскими параметрами: пористость составляет от 3 до 10 %, проницаемость – от  $1$  до  $100\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. В целом отложения горизонта слабо засолены, содержание солей колеблется от 0,1 до 1,2 %. В разрезе присутствуют лишь три тонких прослоя низкопоровых среднезернистых песчаников с повышенным содержанием солей – 5–11 %. Среднее значение пористости составляет 12,1 %, проницаемости –  $920\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. При опробовании интервалов пачек коллекторов нижней и верхней частей разреза получены дебиты газа 300 и 108,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно.

В скв. 321-62 отложения *хамакинского горизонта* представлены заглинизированными мелкозернистыми песчаниками, тонким переслаиванием мелкозернистых песчаников и глин, песчаниками алевроитовыми и алевролитами ангидритизированными. Слабый приток газа (1,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут) получен из пачки мелкозернистых песчаников пористостью 12–16 %, проницаемостью от  $1$  до  $35\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Засоление отложений горизонта слабое – на фоновом уровне (менее 1 %), за исключением единичного прослоя среднезернистых песчаников, где отмечено повышение содержания солей до 3–6 %. Низкие коллекторские свойства пород горизонта (средняя пористость – 9,4 %, сред-

няя проницаемость –  $4,6\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>) обусловлены глинизацией и ангидритизацией.

Хамакинский горизонт в разрезах трех скважин перекрыт глинистыми отложениями, толщина которых резко возрастает в восточном направлении.

В скв. 321-62 в толще глинистых пород нижнебюкской подсвиты над размывом залегает тонкая песчаная линза, из которой получен незначительный приток нефти (0,5 м<sup>3</sup>/сут).

Отложения *ботубинского горизонта* присутствуют только в разрезе скв. 321-47 и представлены чередованием разностей: гравелитов, песчаников средне-мелкозернистых, мелкозернистых алевроитистых, алевролитов различного типа цементации – от контактово-порового глинисто-гидрослюдистого до базального сульфатного. Породы горизонта слабо засолены, на уровне фоновых значений (1–2 %). Среди коллекторов преобладают кварцевые песчаники средне-мелкозернистые с пятнистым кальцитовым и сульфатным цементом, пористостью 18–21 %, проницаемостью  $100\text{--}250\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, реже коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами песчанистыми, с пористостью 10–19 % и проницаемостью  $10\text{--}50\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Среднее значение пористости – 14,8, проницаемости –  $100\cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. При опробовании пласта получен дебит газа 42,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 321-48 и 321-62 отложения ботубинского горизонта размыты.

Геолого-геофизические характеристики разрезов, вскрытых скважинами, участвующими в корреляционной схеме, приведены на рис. 6–8.

Терригенные отложения продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения подверглись постседиментационному засолению (преимущественно галитами) под воздействием различных факторов. Наиболее существенное влияние на засоление пород оказало изменение пластовых термобарических условий при региональных подъемах и эрозийных разрушениях отложений, похолодании палеоклимата и оледенениях, сопровождавшихся понижением температуры и давления. По мнению А.С. Анциферова (2003), выпадению солей из хлоридных кальциевых рассолов способствовало охлаждение недр после неоген-четвертичного оледенения. Изучение регионального распространения засоленных терригенных отложений показало, что наличие солей отмечается в районах с пониженными

Скв. 321-47

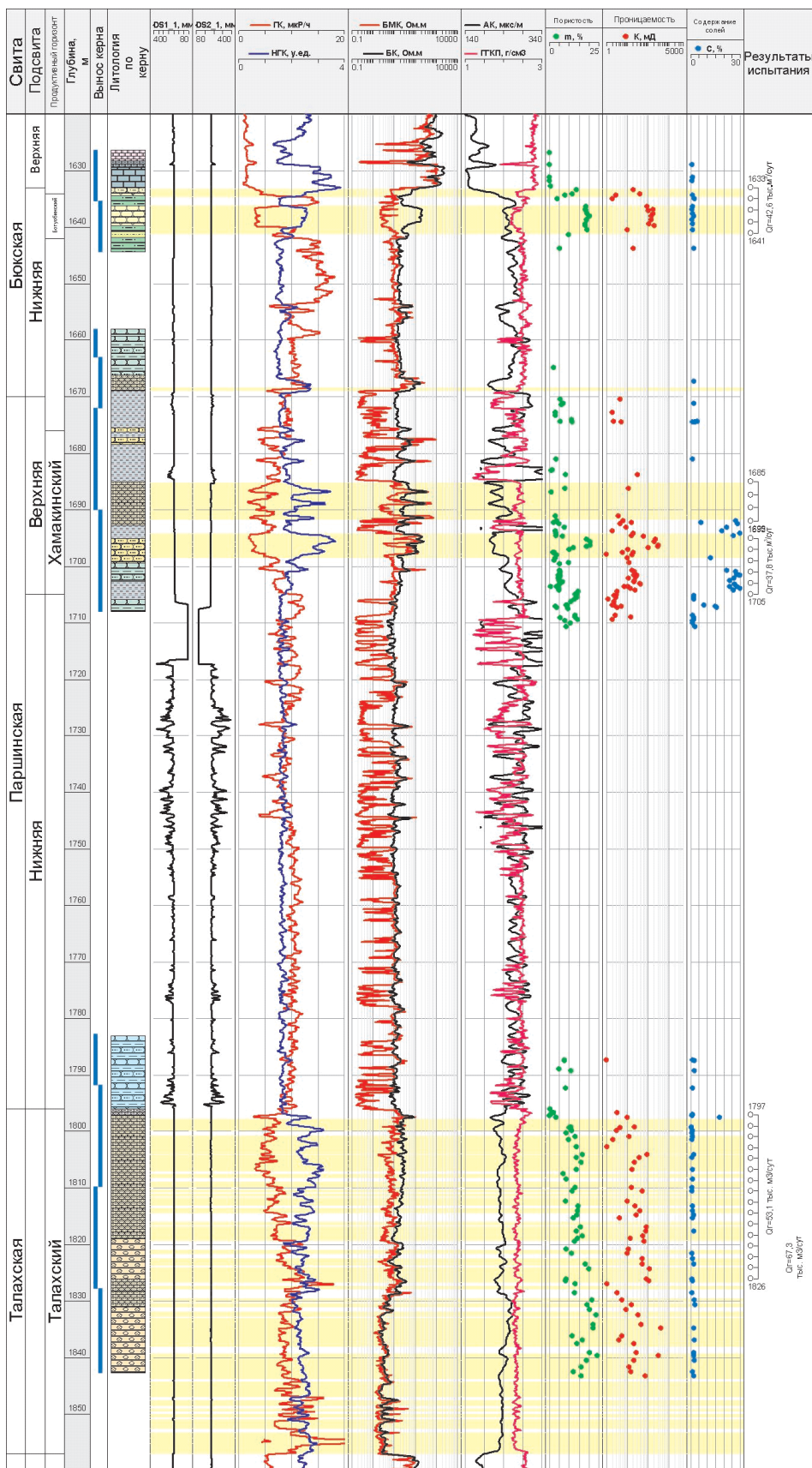


Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика разреза с результатами лабораторного изучения керна и испытаний скв. 321-47 (условные обозначения – см. рис. 8)

Скв. 321-48

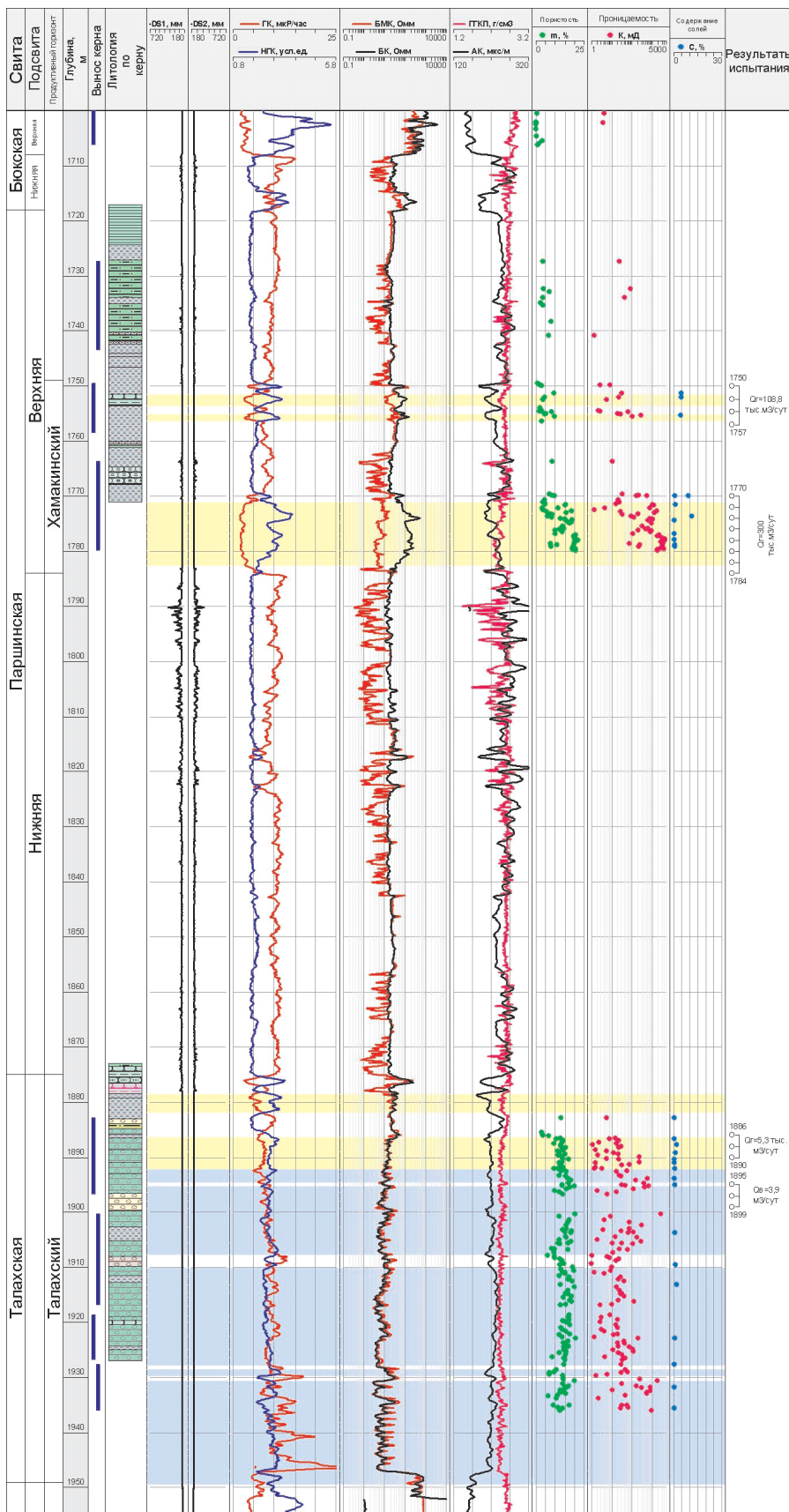
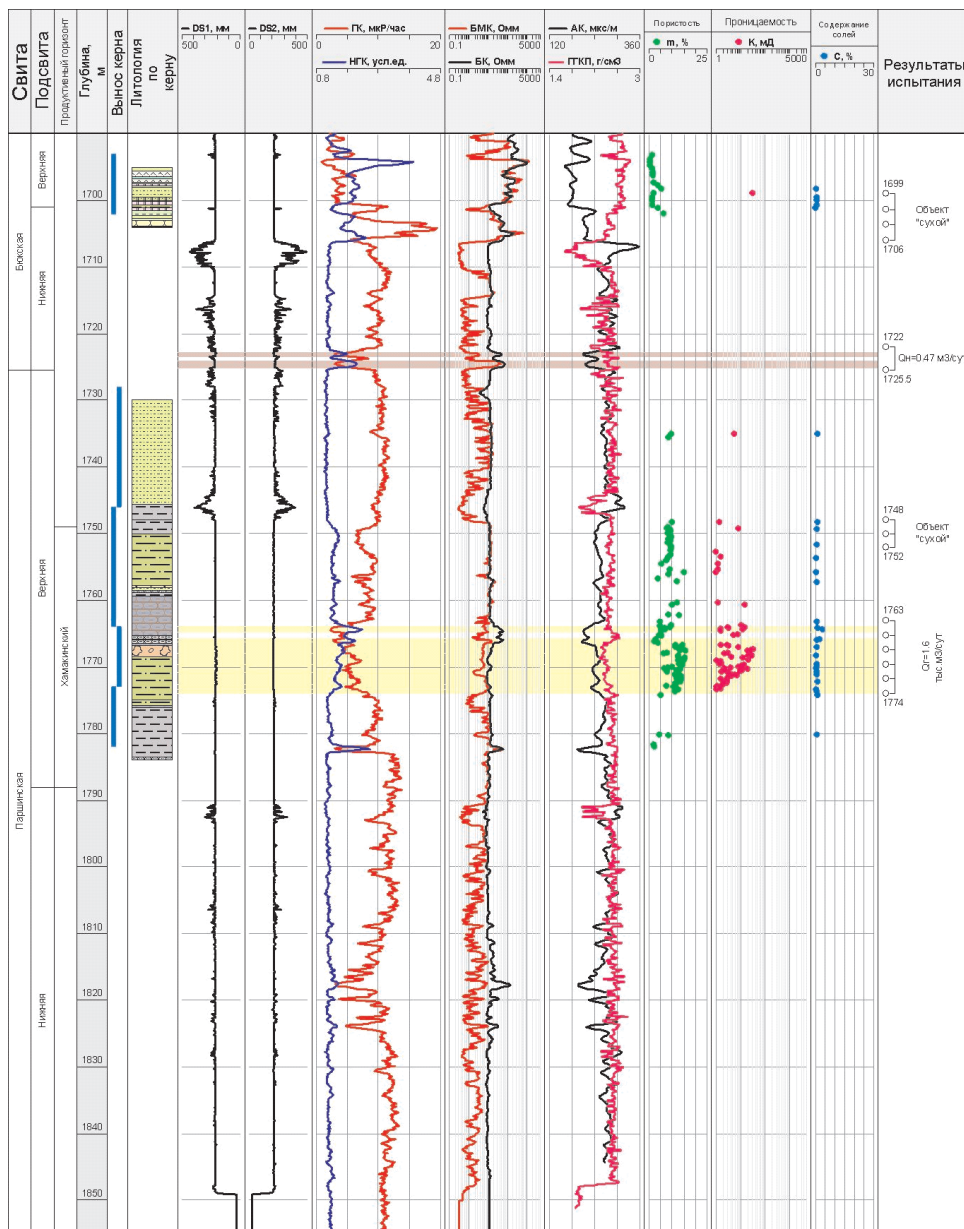


Рис. 7. Геолого-геофизическая характеристика разреза с результатами лабораторного изучения керна и испытаний скв. 321-48 (условные обозначения – см. рис. 8)

Скв. 321-62



- 1 – доломит; 2 – песчаник крупнозернистый; 3 – гравелит, песчаник разнозернистый гравийный;
- 4 – песчаник мелкозернистый; 5 – переслаивание аргиллитов и алевролитов; 6 – переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; 7 – переслаивание песчаников и аргиллитов; 8 – доломит глинистый; 9 – алевролит; 10 – песчаник среднезернистый; 11 – песчаник алевролитистый; 12 – известняк;
- 13 – песчаник разнозернистый; 14 – переслаивание алевролитов, песчаников и глинисто-карбонатных пород; 15 – аргиллит; 16 – переслаивание доломита и аргиллита; 17 – переслаивание песчаников, аргиллитов и ангидритов; 18 – переслаивание песчаников и алевролитов; 19 – переслаивание гравелита и песчаника; 20 – песчаник с включениями аргиллита; 21 – переслаивание доломита, аргиллита и гипса; 22 – переслаивание доломита и ангидрита; 23 – гравелит; 24 – переслаивание гравелита, песчаника и аргиллита; 25 – ангидрит; 26 – песчаник; 27 – глина; 28 – переслаивание ангидрита, доломита и алевролита; 29 – алевролит глинистый; 30 – брекчия; 31 – переслаивание песчаника и глины

Рис. 8. Геолого-геофизическая характеристика разреза с результатами лабораторного изучения керна и испытаний скв. 321-62

пластовыми температурами, не превышающими 15–20 °С [1].

Одной из причин засоления коллекторов древних вендских и кембрийских отложений Лено-Тунгусской НПП считают проявление траппового магматизма, так как фильтрация рассолов может происходить по разрывным нарушениям и сформировавшимся зонам трещиноватости.

Отложения продуктивных горизонтов существенно различаются по интенсивности засоления пород, площади и разрезу. Колебание содержания водорастворимых солей, преимущественно галитов, в поровом пространстве пород как между отдельными пластами, так и в пределах одного пласта составляют от долей процента до 20–35 %.

В отложениях ботубинского горизонта в северной части месторождения (скв. 321-24), под пачкой нефтенасыщенных коллекторов, среднезернистых песчаников с пористостью 25 % и проницаемостью более 2 дарси, из которой получен дебит нефти 26 м<sup>3</sup>/сут, залегает слой практически полностью засоленных низкопоровых среднезернистых песчаников. В скв. 321-44, расположенной в западной части месторождения на Северном блоке, получены непромышленные притоки газа. Большая часть разреза ботубинского горизонта, вскрытого скважиной, представлена среднезернистыми песчаниками, имеющими из-за существенного засоления (12–17 %) низкую пористость – менее 4 %, а находящаяся в нижней части горизонта пачка однородных алевролитов, высокопористых (17–21 %), слабо засоленна, содержание солей в породах не превышает 1 %. Такая же картина отмечается в отложениях хамакинского горизонта. Неравномерность распространения засоленных пород в ботубинском и хамакинском горизонтах характерна для разрезов всех исследованных скважин.

Для отложений талахского продуктивного горизонта в целом характерно незначительное содержание солей, в основном на фоновом уровне, от 0,2 до 1,5 %, изредка до 3 %. Лишь в единичных случаях встречаются тонкие слои с повышенным содержанием солей до 4–17 % (скв. 321-47, 321-48, 321-50).

Изучение пород разрезов трех продуктивных горизонтов (ботубинского, хамакинского и талахского) показало, что более интенсивному засолению преимущественно подверглись слои (пачки), сложенные грубозерни-

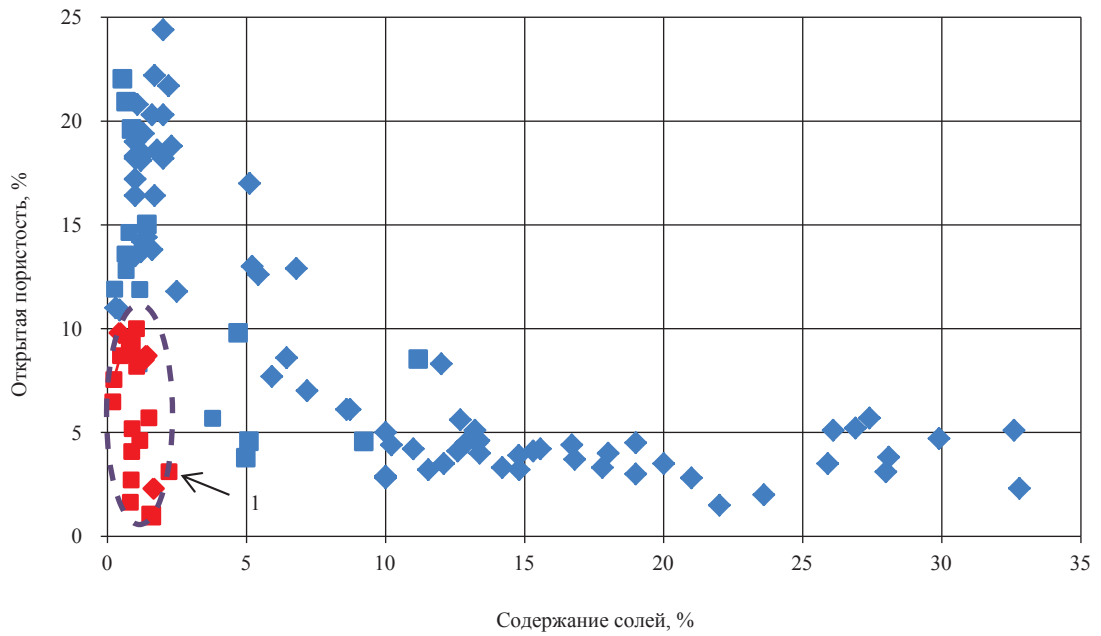
стыми плохо отсортированными разностями обломочных пород: разномерными, средне-крупнозернистыми, крупнозернистыми песчаниками с примесью гравелитовой фракции. Содержание водорастворимых солей в них колеблется от 5 до 20–35 %. Пористость засоленных пород составляет от первых единиц процентов (и даже долей процента) до 8 %, редко более 10 %.

Высокопористые разности, представленные алевролитами, мелкозернистыми песчаниками, алевропесчаниками, средне-мелкозернистыми песчаниками, засолены в меньшей степени – содержание солей в основном составляет от первых долей процента до 1,2 %. Изредка в некоторых скважинах встречаются прослои, представленные мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, степень засоления которых достаточно высока. Так, в ботубинском горизонте (скв. 321-42) наблюдается чередование прослоев мелкозернистых песчаников с высоким (6–12 %) и низким (1–3 %) содержанием солей.

Засоление снижает ФЕС пород. Как правило, породы при существенном засолении (более 5 %) имеют низкие значения открытой пористости – от первых единиц до 8–10 %. Соотношение пористости и содержания солей в породе по ряду скважин приведено на рис. 9. Отдельную группу составили практически не подвергшиеся засолению мелкозернистые песчаники и алевролиты, пористость которых снижена из-за высокого содержания цемента (до 20–30 %) смешанного состава (кальцитового, сульфатового, глинистого) преимущественно базально-порового и базального типов.

В процессе подготовки образцов к лабораторным исследованиям для удаления остаточной нефти порода экстрагируется осушенным растворителем. При этом было замечено, что некоторая часть соли выносится из порового пространства на поверхность. На фотографии образца, находящегося в растворителе после проведения экстракции, отчетливо видны выпоты кристалликов соли (галита), вынесенной из пор породы (рис. 10).

Определение потерь соли в процессе экстракции показало, что они составляют от долей процента до 1–5 %. С увеличением содержания солей в поровом пространстве породы потери при экстракции возрастают. Вынос солей в виде мелких кристаллов наблюдается и фиксируется при эксплуатации нефтяных скважин,



**Рис. 9. Соотношение между открытой пористостью и содержанием водорастворимых солей в поровом пространстве пород продуктивных отложений ЧНГКМ:  
1 – ангидритизированные и заглинизированные мелкозернистые песчаники и алевролиты**



**Рис. 10. Вымывание соли из порового пространства образца при экстракции толуолом**



дренирующих засоленные нефтенасыщенные терригенные отложения.

Таким образом, лабораторное изучение пород-коллекторов продуктивных горизонтов Чайнинского месторождения сталкивается с трудностями, обусловленными неравномерным засолением пустотного пространства.

В первую очередь это касается возможности достоверного определения истинного пластового содержания остаточной воды и коэффициента нефтегазонасыщенности в засоленных коллекторах. Методики полупроницаемой мембраны (водной порометрии) и центрифугирования связаны с насыщением образцов пластовой водой. При насыщении засоленной породы пластовой водой, даже при условии сохранения общей минерализации и компонентного состава раствора, не удастся избежать вымывания из порового пространства некоторой части солей. Кроме того, при определении капиллярных характеристик (как капилляриметрией, так и центрифугированием) сохранить равновесие между раствором и твердым солевым составом породы не удастся, так как при этом не воссоздаются термобарические условия пласта. Проведенные эксперименты показали, что эффективная проницаемость в значительной части образцов пород-коллекторов, содержащих остаточную воду после капилляриметрических исследований, становится существенно выше, чем абсолютная, а масса образца уменьшается, что свидетельствует о существенных изменениях в поровом пространстве породы [3].

Наиболее достоверные данные о содержании остаточной воды в засоленном коллекторе получают при экстракции керна, отобранного на безводном буровом растворе (прямой метод). На Чайнинском месторождении в скв. 321-24 в ботубинском горизонте небольшой интервал разреза, сложенный рыхлыми высокопроницаемыми песчаниками, был пройден на безводном буровом растворе. Из поднятого керна удалось исследовать несколько образцов с проницаемостью 4–6 дарси. Содержание остаточной воды в образцах оказалось очень низким и составило 2,2–4,9 %.

Относительно большой объем керна при бурении на безводной основе для определения количества остаточной воды прямым методом был отобран из ботубинского продуктивного горизонта Среднеботубинского месторождения. Лабораторные исследования показали, что изученные породы-коллекторы,

обладая широким диапазоном изменения проницаемости от I ( $1000\text{--}6000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) до III класса ( $100\text{--}500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ), характеризуются низким содержанием остаточной воды от 4 до 16 %. Причем более тонкозернистые разности пород-коллекторов (песчаники мелкозернистые, алевритистые и алевролиты) содержат больше остаточной воды, чем грубообломочные разности коллекторов. Для мелкозернистых песчаников и алевролитов проявляется тенденция увеличения содержания остаточной воды при снижении проницаемости. Соотношение между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью для пород ботубинского горизонта по данным прямых определений представлено на рис. 11.

Отложения ботубинского горизонта Чайнинского и Среднеботубинского месторождений являются аналогами, что позволяет прогнозировать низкое содержание остаточной воды в коллекторах этого продуктивного горизонта и на Чайнинском месторождении.

Пониженное содержание остаточной воды в породах ботубинских отложений обусловлено такими особенностями, как незначительное содержание ультратонких пор (размером менее 0,2 мкм) в коллекторах и высокая минерализация пластовых вод. Экспериментальными исследованиями М.М. Кусакова (1970) доказано, что с увеличением концентрации солей в пластовой воде, первоначально заполнявших породу, увеличивается степень гидрофобизации твердой фазы вследствие разрушения сольватных слоев ионами солей, поэтому остаточная вода не образует равновесной смачивающей пленки на поверхности обломочных зерен.

Продуктивные отложения Чайнинского месторождения характеризуются существенной фацальной изменчивостью. К особенностям коллекторов продуктивных горизонтов следует отнести: значительную неоднородность литологического состава, неравномерное постседиментационное засоление пород, невыдержанность ФЕС, их распространение по площади и разрезу. Наличие тектонических нарушений, блоковое строение всех продуктивных горизонтов увеличивают степень сложности геологического строения ЧНГКМ. Таким образом, по своим характеристикам оно относится к типу месторождений *очень сложного строения*, детальные корреляционные построения для которых возможны лишь при весьма плотном расположении скважин [4].



**Рис. 11. Зависимость содержания остаточной воды от проницаемости для пород-коллекторов ботубинского горизонта по данным прямых определений по керну**

Для создания достоверной модели внутреннего строения продуктивного разреза Чаяндинского месторождения необходимо продолжение геолого-разведочных работ и прове-

дение экспериментальных исследований, направленных на повышение точности подсчета запасов углеводородов и обоснованности вырабатываемых проектных решений.

### Список литературы

1. Анциферов А.С. Причины засоления коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.С. Анциферов // Докл. РАН. – 2000. – Т. 370. – № 1.
2. Букаты М.Б. Причины засоления нефтегазоносных коллекторов на юге Сибирской платформы / М.Б. Букаты, В.И. Вожов, Т.А. Горохова и др. // Геология и геофизика. – 1981. – № 9.
3. Рыжов А.Е. Особенности строения пустотного пространства пород-коллекторов ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4.
4. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1984.

УДК 550.8.056

**А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна**

## **Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев**

В последние годы производственные и научные интересы ОАО «Газпром» и его добывающих дочерних обществ все более переориентируются в сторону азиатского континента. Внедрение новых технологий по извлечению жидких и газообразных углеводородов из сланцевых пород и нефтеносных песков в Канаде, США и, возможно, Европе, рост экономики Китая и его ближайших «соседей» – все это делает восточную политику ОАО «Газпром» приоритетной и рассчитанной на долгосрочную перспективу. Открытие новых залежей газа и нефти, ввод в разработку месторождений с уже подсчитанными запасами углеводородов на востоке Российской Федерации становятся необходимыми условиями успешной деятельности газовой отрасли. В Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия), на шельфе о-ва Сахалин ускоренными темпами идет изучение и освоение новых нефтегазоносных объектов.

В Республике Саха (Якутия) на территории Ленского и частично Мирнинского районов расположено крупное Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1980 г. В тектоническом отношении оно приурочено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части склона Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Геологический разрез месторождения представлен протерозойскими породами кристаллического фундамента и вендскими, кембрийскими, юрскими, четвертичными отложениями осадочного чехла. Основную роль в его строении играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия. Залежи углеводородов приурочены в основном к терригенным отложениям венда, в котором снизу вверх выделяются нефтегазоносные свиты: хоронохская (вилючанский продуктивный горизонт), талахская (талахский продуктивный горизонт), паршинская (хамакинский продуктивный горизонт) и бюкская (ботуобинский продуктивный горизонт) (рис. 1). Первые три из них содержат залежи газа, а ботуобинский горизонт включает газовую шапку и нефтяную оторочку.

На Чаяндинском месторождении с момента его открытия пробурено около сотни поисковых и разведочных скважин. Собран большой объем геологической и геофизической информации. Тщательнейшим образом исследовались флюиды и керновый материал как в атмосферных, так и в пластовых термобарических условиях. Однако в последнее время по целому ряду вновь пробуренных скважин при опробовании продуктивных горизонтов получены отрицательные результаты, или же дебиты газообразных и жидких углеводородов оценивались как непромышленные. Более того, из отложений хамакинского горизонта, в котором, как считалось ранее, заключена лишь газовая залежь, получены притоки нефти. Это свидетельствует о том, что геологическая модель Чаяндинского месторождения в том виде, в котором она принимается сегодня, не может быть признана адекватной. В статьях [1, 2, 3, 4, 5] достаточно убедительно доказано, что под ботуобинским продуктивным горизонтом нижнебюкской подсвиты отсутствует поверхность размыва, а ботуобинские песчаники постепенно и последовательно замещаются вниз по разрезу скважин на алевролиты и аргиллиты. В этих работах было предложено границу бюкской свиты, нижнюю границу тирского стратиграфического горизонта,

**Ключевые слова:** месторождение, свита, циклит, размыв, граница стратиграфическая, порода, продуктивный горизонт, корреляционная схема, критерии, геологическая модель.

**Keywords:** deposit, formation, cycle, erosion, stratigraphic boundary, breed, production horizon, the correlation scheme, the criteria, the geological model.

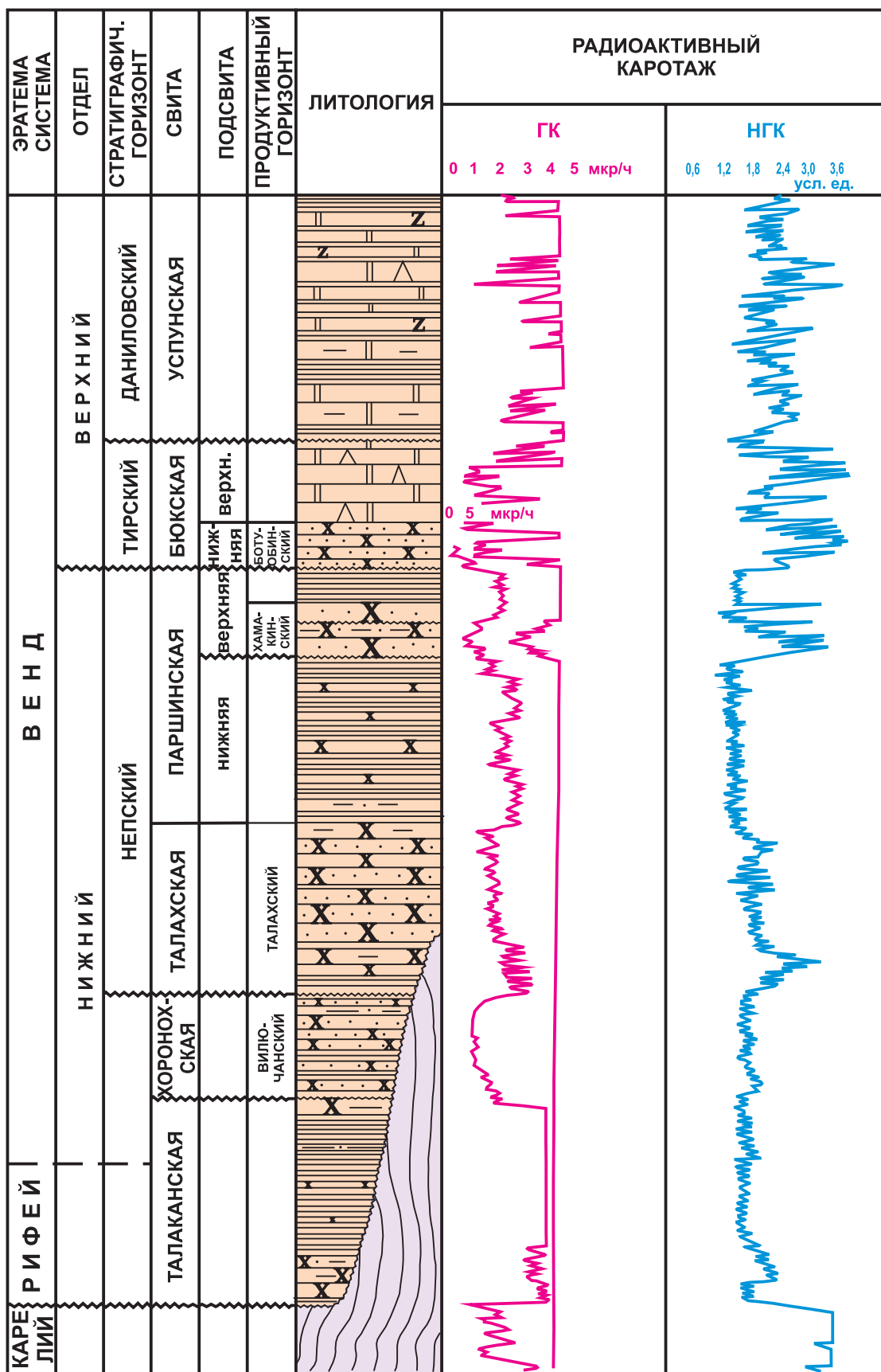


Рис. 1. Схематический сводный геолого-геофизический разрез  
Чаяндинского месторождения

а вместе с ней и границу верхнего венда опустить до уровня поверхности регионального размыва, который выделяется в прикровельной части хамакинского продуктивного горизонта верхнепаршинской подсвиты нижнего венда. По всей вероятности после подъема и вывода на поверхность отложений верхнепаршинской подсвиты рассматриваемая территория подверглась значительной денудации, а затем через какое-то время ее вновь охватила обширная трансгрессия. Вначале на выровненную поверхность осадочного бассейна стали откладываться брекчия и конгломераты, потом их сменили гравелиты и крупнозернистые песчаники, за ними последовали алевролиты, аргиллиты, снова алевролиты и, наконец, ботубинские песчаники. В этой классической последовательности пород, формирующих терригенный прорециклит, вызывало сомнение лишь то, что над средне- и крупнозернистыми кварцевыми песчаниками ботубинского продуктивного горизонта был выявлен не перерыв в осадконакоплении или новый проциклит, как того требует теория седиментационной цикличности, а, по принимаемой на сегодняшний день геологической модели, плавный переход от терригенных пород нижнебюкской подсвиты к карбонатным отложениям верхнебюкской подсвиты, представленной в основном доломитами и ангидритами. Как известно, физико-химические условия формирования карбонатных толщ довольно резко отличаются от условий, при которых происходит образование терригенных отложений. Внезапное и полное замещение вверх по разрезу скважин представителей одной основной группы осадочных пород представителями другой основной группы вряд ли может осуществляться без каких-либо произошедших глобальных седиментационных преобразований. В первую очередь речь может идти о перерыве в осадконакоплении на границе нижнебюкской и верхнебюкской подсвит, который мог возникнуть вследствие активизации тектонических движений и последовавших затем изменений климата и фациальной обстановки.

Проверить версию о наличии поверхности размыва над продуктивными ботубинскими песчаниками можно, используя литологические, промыслово-геофизические и сейсмические критерии (что, как правило, и делается в подобных случаях).

К литологическим поисковым признакам относятся:

- наличие грубообломочного материала (брекчия, конгломерат, гравий, гравелит, крупнозернистый песчаник) непосредственно над предполагаемой поверхностью размыва;
- выявление в керне, расположенном ниже поверхности размыва, зеркал скольжения, не имеющих продолжения в породах, которые залегают выше этой границы;
- существование самой литологической границы (четкой и ясно выраженной) между различными разностями пород, как правило, с элементами углового несогласия.

Основным промыслово-геофизическим критерием является неожиданное уменьшение толщины продуктивного горизонта, пласта или циклита за счет отсутствия их верхних частей, уверенно фиксируемое на каротажных диаграммах при составлении корреляционных схем.

Сейсмический поисковый признак является наиболее выразительным и демонстрационным, так как позволяет визуально наблюдать на временных разрезах сокращение мощности изучаемого геологического объекта в том или ином направлении и трансгрессивное наложение на него вышезалегающих пород.

В силу объективных причин каменный материал из большинства ранее пробуренных на Чаяндинском месторождении скважин утерян. Сохранились лишь описание шлифов по некоторым скважинам и макроописание керна, выполненные не во всех случаях профессионально. Упоминаний в них о наличии размыва в кровле ботубинских песчаников не встречается. Однако в описании шлифа № 14 из Дела скважины № 751 с глубины 1465,6–1471,1 м говорится о доломитовом гравелите с порово-базальным доломит-ангидритовым цементом. Форма обломков удлиненная, округлая, неправильная. Размер – от 1 до 4 мм, реже встречаются обломки размером до 45 мм. Цемент сложен мелкозернистым доломитом. Наблюдаются извилистые трещины, выполненные ангидритом, они секут гравийные обломки доломита. Чтобы объяснить, почему интересен именно этот шлиф, следует отметить, что граница между верхнебюкской и нижнебюкской подсвитами в этой скважине, согласно каротажному материалу, проходит на глубине 1472 м, а наличие гравелита вблизи этой границы довольно симптоматично. Ниже по разрезу, по данным

макроописания керна, залегает серый, мелкозернистый, кварцевый песчаник средней плотности с редкими прослоями серовато-зеленого аргиллита, относящийся к продуктивному ботуобинскому горизонту.

В 5 км к северо-западу от скв. 751 пробурена скв. 841, в которой граница между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами залегает на глубине 1485 м. В интервале 1482,7–1490,0 м был поднят керн, вынос которого составил 78,1 %. Сверху вниз первые 2,7 м представлены плотными, очень крепкими доломитами темно-серого, почти черного цвета. Текстура пород пятнистая, обусловленная неравномерным развитием ангидрита. Доломиты предположительно глинистые, на что указывает их цвет. Отложения, описание которых приводится в Деле скважины, безусловно, принадлежат верхнебюкской подсвите. Следующие 23 см представлены породой, имеющей характерную брекчиевидную текстуру. В качестве цемента здесь выступает песчаник белого цвета, кварцевый, крупнозернистый, очень крепкий, плотный. Зерна молочно-белого кварца хорошо окатанные, высокой степени сортировки, сцементированные кварцевым же цементом. Наблюдаются порфириовидные включения зерен кварца диаметром 2–4 мм. Брекчия представлена крепкими, плотными, массивными обломками глинистых пород черного цвета. Под брекчией ниже по разрезу залегают песчаники серого, светло-серого цвета, крупнозернистые, кварцевые, средне- и слабосцементированные, массивные. Обломочная часть представлена окатанными зернами кварца. Степень сортировки очень хорошая. Песчаники исключительно кварцевые, газонасыщенные, их мощность составляет 1,25 м. Они относятся непосредственно к продуктивному ботуобинскому горизонту.

Таким образом, только по литологическому описанию пород из скв. 751 и 841, пробуренных еще в 1979 и 1982 гг. соответственно, можно предположить, что ботуобинские песчаники подвергались денудационным процессам, а над ними должна находиться поверхность размыва.

Чаяндинское месторождение интенсивно разбуривается и изучается. На рис. 2 приводится схематическая карта его южной части, на которой выделены скважины, пробуренные в последнее время, где, согласно данным исследования керна под верхнебюкской подсвитой, наблюдается поверхность размыва.

В качестве примера рассмотрим скв. 321-44. По данным ГИС, граница между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами находится на глубине 1705,5 м. В интервале 1705,06–1705,45 м под серыми плотными доломитами верхнебюкской подсвиты с включениями аргиллита и ангидрита залегает преимущественно ангидритизированный песчаник. Порода светло-серая, с редкими желтовато-серыми прослоями доломита. В верхней части слоя на глубине 1705,06–1705,13 м в керне встречены конгломераты. Обломки серого алевролита хорошо окатанные, вытянутой и округлой формы. Ниже прослоя конгломератов следует тонкое переслаивание песчаника и алевролита, которые относятся к ботуобинскому продуктивному горизонту. Ботуобинский песчаник среднезернистый и крупнозернистый, однородный, массивный с редкими прослоями зеленовато-серых аргиллитов мощностью до 2,5 см.

В скв. 321-45 граница между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами отбивается по каротажу на глубине 1664 м. В керне на глубине 1663,0–1663,4 м под верхнебюкскими желтовато-серыми доломитами, однородными, массивными, крепкими, плотными, неясно-слоистыми, отмечаются глинистые окатыши. Текстура брекчиевидная со взламыванием слойков. Ниже по разрезу скважины залегает коричнево-серый, серый и темно-серый, плотный, крепкий, массивный мелкозернистый нижнебюкский песчаник.

В скв. 321-47 граница между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами отбивается по каротажу на глубине 1633 м. В керне под серовато-коричневыми верхнебюкскими доломитами с неясно-слоистой однородной текстурой в интервале глубин 1633,0–1633,2 м залегает прослой песчаника серовато-светло-коричневого цвета с интракластами аргиллитов. Здесь же наблюдается и поверхность размыва, ниже которой залегают серовато-светло-коричневые ботуобинские песчаники с однородной и неясно-слоистой текстурой.

В скв. 321-49 по каротажу подошва верхнебюкской подсвиты находится на глубине 1620 м. На глубине 1621,8 м, если судить по керну, залегает аргиллит алевролитистый с включениями пирита по линзам и прослоям. Порода темно-серая, почти черная. Текстура неясно-слоистая, линзовидная, массивная. Порода разбита трещинами по напластованию.

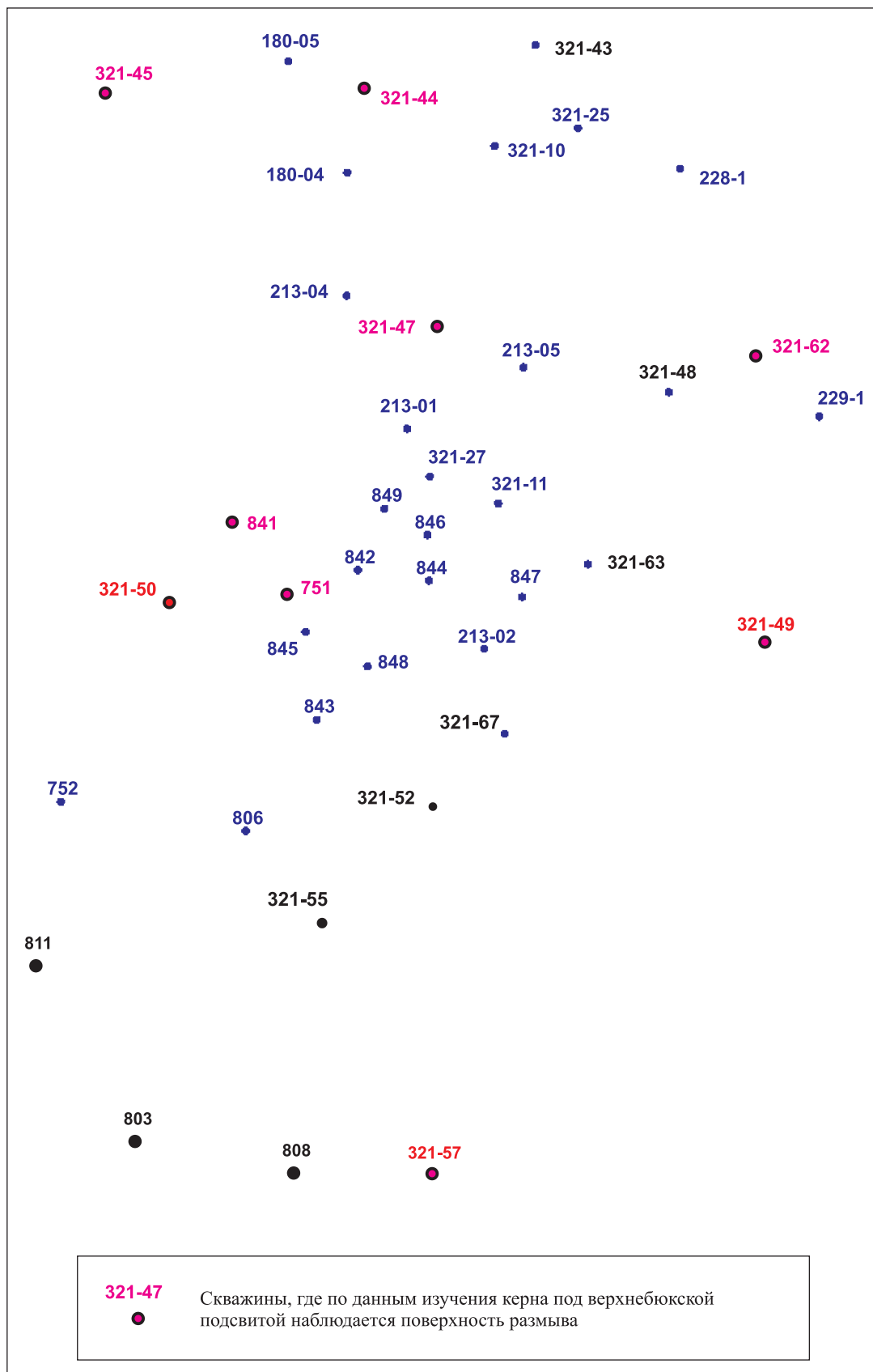


Рис. 2. Схематическая карта расположения пробуренных скважин в южной части Чаиндинского месторождения

Встречаются зеркала скольжения. Контакт с вышележащей породой четкий, ясный, эрозивный. Выше над аргиллитами и поверхностью размыва залегает 40 см брекчии, а над ней расположены серые и желтовато-серые ангидритизированные верхнебюкские доломиты.

В скв. 321-50, 321-57, 321-62 в подошве верхнебюкской подсвиты, как и в вышеописанных скважинах, в керне наблюдаются крупные обломки доломита, терригенных пород, интракласты глины и поверхности размыва.

Таким образом, рассмотренные литологические критерии однозначно свидетельствуют в пользу того, что перед тем, как на площади Чаюдинского месторождения началось карбонатное осадконакопление, вся рассматриваемая территория претерпела существенное воздымание и последующую довольно значительную денудацию. Ангидритизированные доломиты верхнебюкской подсвиты трансгрессивно залегают на эродированной поверхности пород, сформировавшихся ранее.

После проведенного анализа литологических критериев, которые используются для обнаружения поверхности предполагаемого размыва в разрезах скважин, проведем анализ промыслово-геофизический на примере как можно большего количества недавно пробуренных скважин (см. рис. 2). Даже беглого взгляда на карту достаточно, чтобы отметить – скважины, где в керне обнаружена поверхность размыва под верхнебюкской подсвитой, характеризуют не какой-то один небольшой участок месторождения, а равномерно расположены по всей изучаемой территории.

В скв. 321-48, тяготеющей к восточной периферии месторождения, керн из интервала, где проходит граница между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами, не поднимался. Однако в 8 км от нее в северо-восточном направлении расположена скв. 321-62, в которой этот интервал освещен каменным материалом. На рис. 3 приведена корреляционная схема по линии двух выше упомянутых скважин. Их разрезы выровнены по границе между нижне- и верхнебюкской подсвитами.

В скв. 321-62 эта граница находится на глубине 1700,7 м. Среди алевролитов, расположенных под карбонатными отложениями верхнебюкской подсвиты, встречены темно-серые овальной формы, хаотично ориентированные и размером 1–3 см интракласты аргиллитов. Поверхность регионального размыва, которую

сегодня принято относить к прикровельной части хамакинского продуктивного горизонта, находится в этой скважине на глубине 1725 м. Таким образом, толщина циклита I, отвечающего, по мнению авторов, нижней подсвите бюкской свиты, равна примерно 25 м. Поверхность этого же регионального размыва в скв. 321-48 выделяется на глубине 1718 м. Граница между нижней и верхней подсвитами бюкской свиты в скв. 321-48 расположена на глубине 1708 м. Толщина циклита I равна здесь лишь 10 м, и его мощность на 15 м меньше, чем в скв. 321-62. Согласно корреляционной схеме (см. рис. 3), в скв. 321-62 в циклите I можно выделить четыре пропластка (6, 7, 8 и 9). В скв. 321-48 пропластки 8 и 9 полностью размыты, а от пропластка 7 сохранилась только его приподшвенная часть. Следовательно, речь здесь может идти не о постепенном выклинивании пород в юго-западном направлении, а о размыве отложений (довольно значительном), так как в скв. 321-48 денудированы не только ботубинские песчаники, но и почти все породы, залегающие под ними, вплоть до поверхности регионального размыва в подошве циклита I.

В настоящее время принято считать, что поверхность этого размыва, а также грубозернистые отложения, формирующиеся непосредственно над ним и представляющие частую породы-коллекторы, составляют прикровельную часть хамакинского продуктивного горизонта, приуроченного к верхней подсвите паршинской свиты (см. рис. 1). Однако если это так, то как объяснить, что при опробовании, которое проводилось в скв. 321-62, в нижней части хамакинского горизонта при перфорации на глубине 1763–1774 м получен газ, а почти на 40 м выше – на глубине 1722–1725,5 м – приток нефти? В продуктивном горизонте, представляющем собой единое целое, где все пласты априорно считаются гидродинамически связанными между собой, такое произойти не может. Значит интервал пород 1722–1725,5 м, вмещающий нефтенасыщенные породы, представляет собой или изолированную линзу, или его следует относить к подошвенной части последующего и вышезалегающего циклита, но в любом случае с хамакинским продуктивным горизонтом он никак не связан. Линзой данный интервал пород быть не может, так как является прекрасным литологическим и промыслово-геофизическим репером, который прослеживается практически во



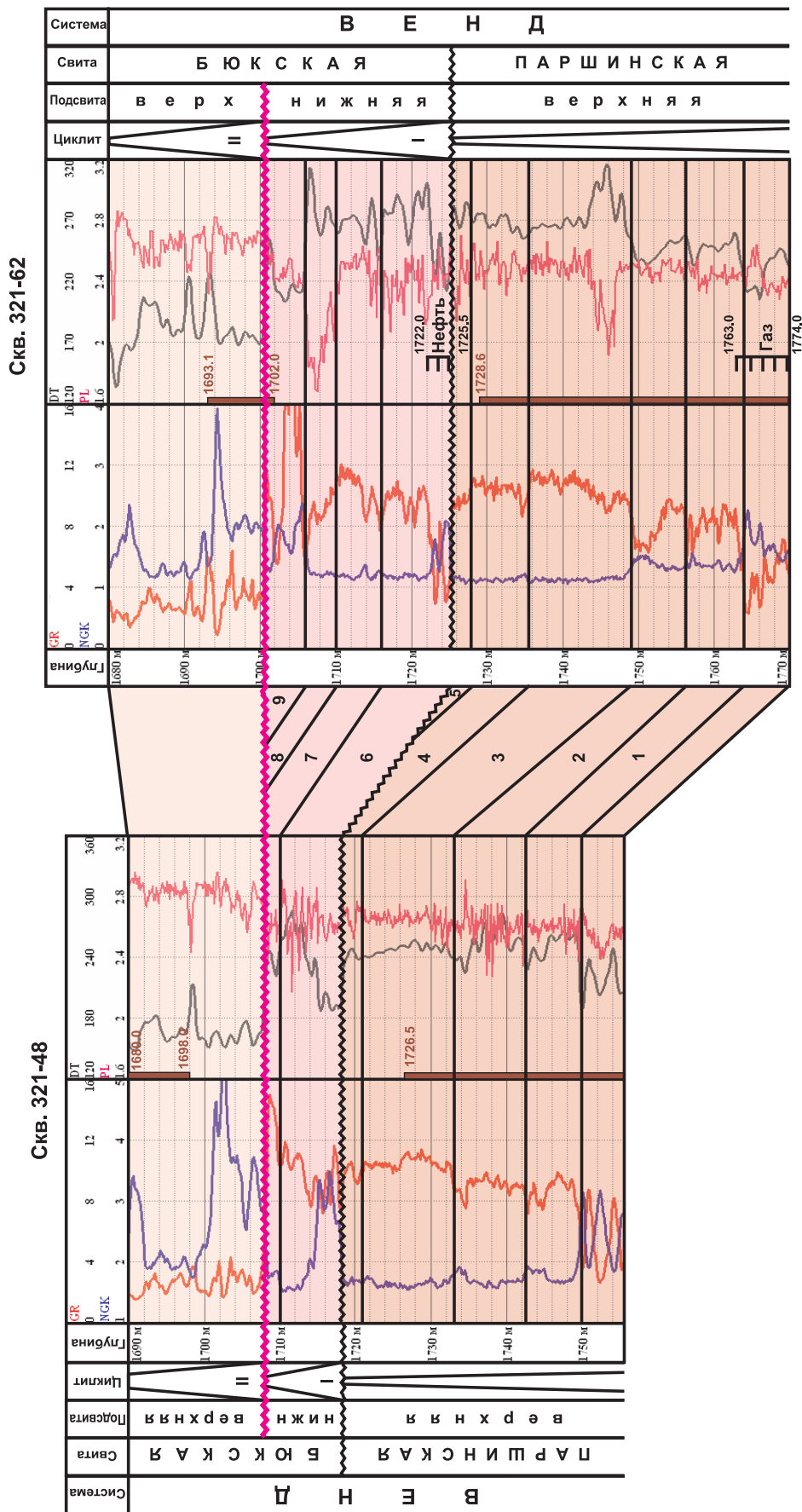


Рис. 3. Корреляционная схема по линии скв. 321-48 – 321-62

всех скважинах Чайндинского месторождения. Следовательно, его следует поместить в основание следующего седиментационного цикла. Этот цикл в данном случае отвечает нижней подсвите буюкской свиты, в кровле которого формировались продуктивные ботубобинские песчаники.

Следующая корреляционная схема составлена по линии скв. 321-57 и 321-49 (рис. 4). В скв. 321-57 граница между ниже- и выше-буюкскими подсвитами по каротажу отбивается на глубине 1429,5 м. Здесь в подошве выше-буюкских доломитов встречены тонкие прослои аргиллитов с обломками как доломитов, так и терригенных пород. Сразу под доломитами находится мощная толща аргиллитов, в верхней части которой отмечаются терригенные обломки величиной до 1 мм, а ниже по разрезу встречены многочисленные зеркала скольжения. В этой скважине подошва циклита I расположена на глубине 1476 м, его толщина превышает 46 м, а в кровле циклита кварцевые ботубобинские песчаники полностью отсутствуют.

В скв. 321-49 под выше-буюкскими карбонатными отложениями на глубине 1620 м на темно-сером алевроитистом аргиллите с зеркалами скольжения залегает 40 см брекчии. В этой скважине, как и в скв. 321-57, размыты не только ниже-буюкские ботубобинские песчаники, но и аргиллиты из верхней части циклита I. Именно из-за отсутствия ниже-буюкских пород-коллекторов при проведении опробования в интервале 1617–1622 м приток пластового флюида получен не был. Поверхность регионального размыва в скв. 321-49 расположена на глубине 1647 м. Толщина циклита I составляет 27 м и почти на 20 м меньше, чем в скв. 321-57. В нем полностью отсутствует пропласток 5, и почти до основания эродирован пропласток 4. Более глубокий размыв отложений в скв. 321-49 свидетельствует о том, что ко времени начала денудационных процессов, вызванных тектонической активизацией, южная часть Саманчакинского блока Чайндинского месторождения была более погружена, чем его северные территории, т.е. картина в тот период была обратной той, что наблюдается сегодня. После существенных структурных преобразований Непско-Пеледуйский свод приобрел современный вид в значительно более позднее время.

Таким образом, использование промыслово-геофизических методов показывает, что

на границе между терригенными и карбонатными отложениями буюкской свиты вполне возможно существование поверхности размыва. Для большей уверенности в правоте данного утверждения привлечем последнее доказательство – визуализацию сейсмических исследований. Показанный на рис. 5 интерпретированный временной разрез пересекает Чайндинское месторождение в общем направлении с запада на восток в его северной части. Этот сейсмический разрез уже приводился в качестве примера, но только совершенно с другой целью. Поэтому продемонстрируем его еще раз. Отражающий горизонт КВ (ОГ КВ) представляет собой подошву выше-буюкской карбонатной подсвиты (темно-желтая граница). Красная граница является подошвой ботубобинских песчаников, а зеленая показывает местоположение поверхности регионального размыва, который расположен в основании циклита I. Нетрудно убедиться в том, что ангидриты и доломиты выше-буюкской подсвиты на более древних породах залегают трансгрессивно. В направлении с востока на запад уменьшаются в мощности, а затем последовательно исчезают полностью эродированные и ботубобинские песчаники и весь циклит I, и даже те отложения, которые находились под поверхностью регионального размыва.

Комплексное использование литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев позволяет с большой долей уверенности опровергать господствующее сегодня мнение о том, что продуктивные ботубобинские песчаники выше-буюкской подсвиты без какого-либо перерыва в осадконакоплении постепенно и последовательно трансформируются в карбонатные отложения выше-буюкской подсвиты. Следствием данного вывода, наряду с доказательствами отсутствия поверхности размыва под ботубобинским продуктивным горизонтом, будет существенное изменение стратиграфических границ на сводном геолого-геофизическом разрезе (рис. 6).

Для наглядности и удобства восприятия предлагаемых изменений наряду со стратиграфическими колонками на рисунке приводятся границы циклостратиграфических подразделений. Самые мелкие из них – циклиты – отвечают подсвитами, мезоциклиты сравнимы по объему со свитами, а самые крупные – макроциклиты – сопоставимы со стратиграфическими горизонтами. Объем буюкской свиты (мезоциклит 5)

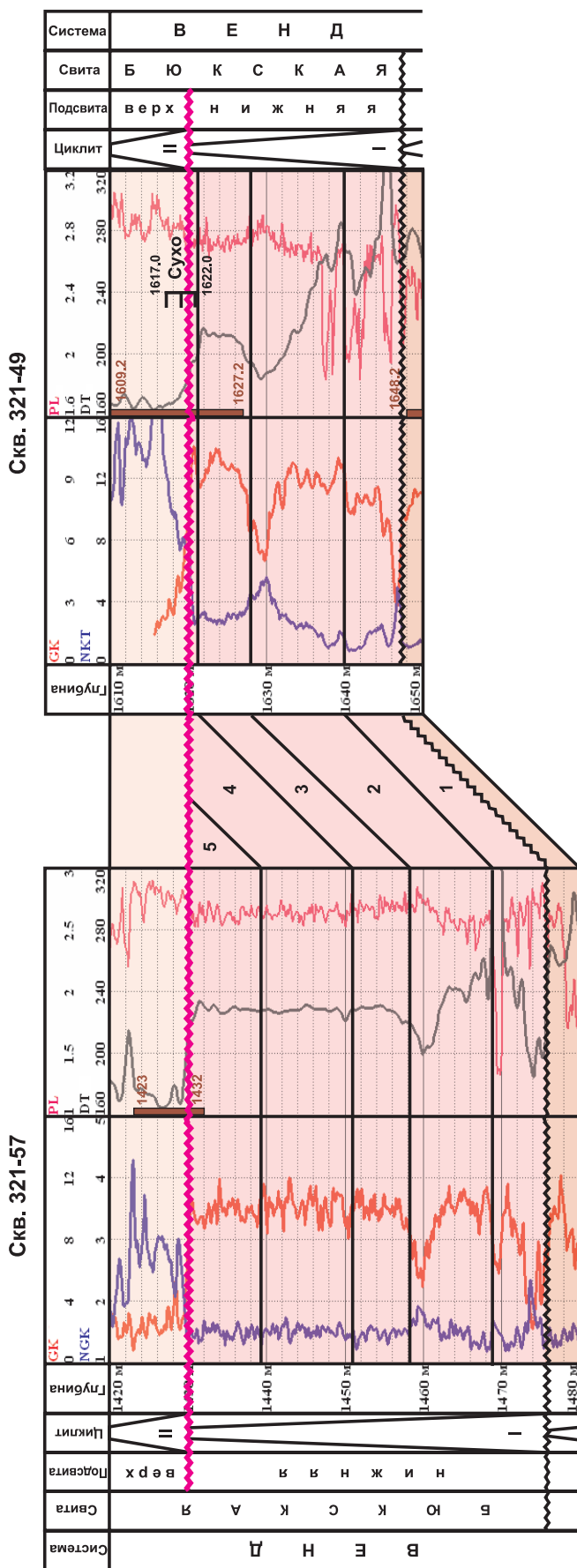


Рис. 4. Корреляционная схема по линии скв. 321-57 – 321-49

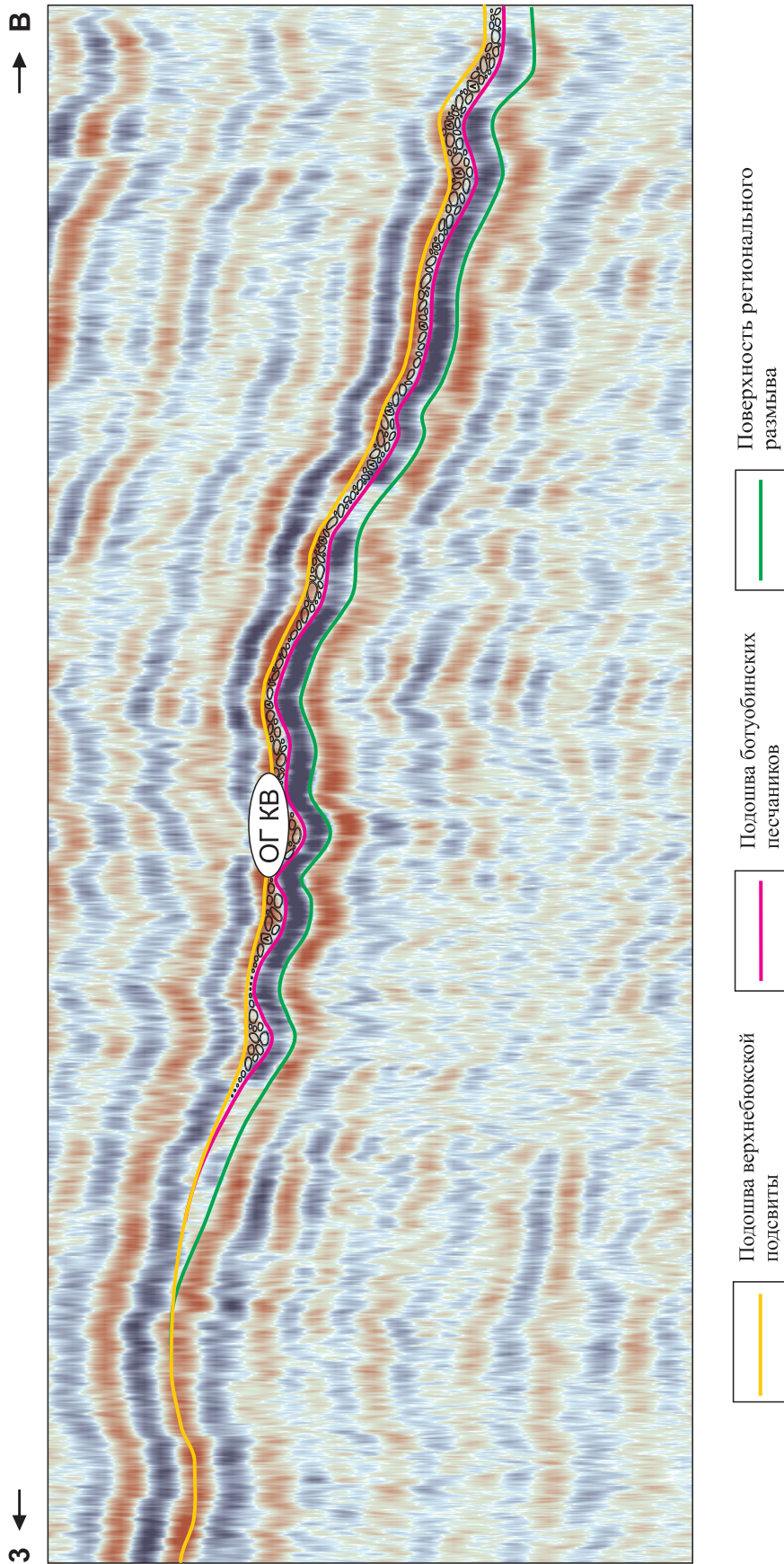
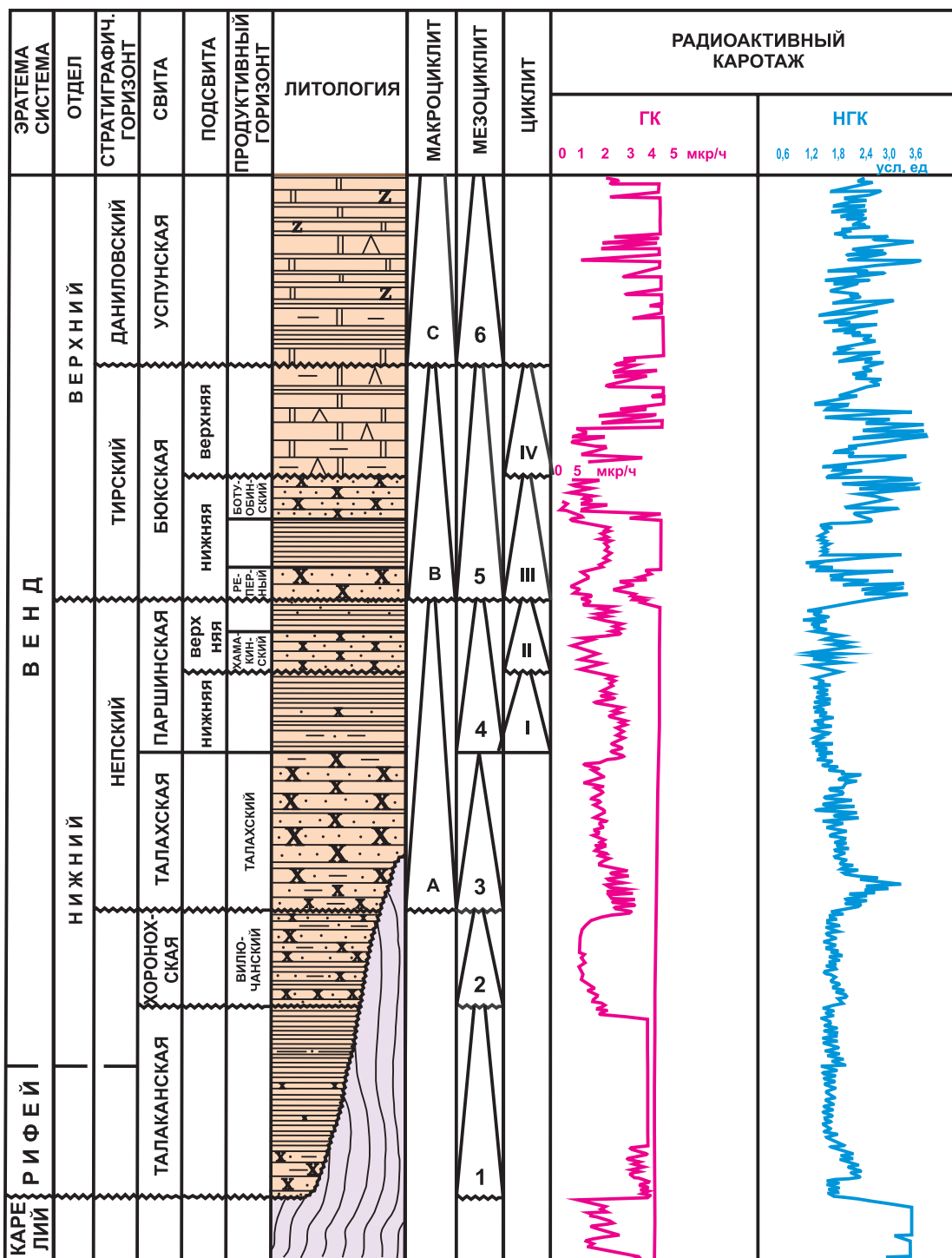


Рис. 5. Трансгрессивное залегание пород верхнебыюкской подсевиты на более древних отложениях



**Рис. 6. Предлагаемый сводный геолого-геофизический разрез Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения**

тождествен тирскому стратиграфическому горизонту (макроциклит В). Мезоциклит 5 подразделяется сверху вниз на два циклита – IV и III. Циклит IV – это верхнебюкская подсвита, снизу и сверху ограниченная поверхностями размывов. Местоположение поверхно-

сти верхнего размыва на границе с успунской свитой остается неизменным, как это принималось и ранее, а поверхность нижнего размыва помещается в основание верхнебюкских карбонатов, согласно проведенному анализу литологических, промыслово-геофизических и

сейсмических критериев. В этом случае ниже-расположенный циклит III, тоже ограниченный с обеих сторон размывами, начинается от поверхности регионального перерыва в осадконакоплении, которая до сегодняшнего времени помещается в верхнепаршинскую подсвиту, захватывает грубозернистые терригенные отложения, залегающие непосредственно над этой поверхностью, включает последовательно алевролиты, аргиллиты и продуктивные ботубинские песчаники. Этот циклит соответствует нижнебюкской подсвите и должен иметь вид прорециклита, так как мелководные отложения занимают в нем подошвенную и кровельную части. Однако на рис. 6 он показан как проциклит по той причине, что его верхняя регрессивная составляющая, т.е. ботубинские песчаники, во многих скважинах отсутствует в силу имевших место денудационных процессов. Нижний регрессивный интервал, представляющий собой почти всегда пласт-коллектор, вычленяется из хамакинского продуктивного горизонта, к верхней части которого его сегодня приурочивают, и обособляется в самостоятельный и независимый объект. Выделяется он практически во всех скважинах и является прекрасным литологическим и промыслово-геофизическим репером, поэтому авторы и дали этому объекту предварительное название «реперный» продуктивный горизонт.

Так как перед началом формирования ботубинских песчаников никакого перерыва в осадконакоплении не обнаружено, то нижняя граница бюкской свиты, согласно рекомендациям МСК, которые заключаются в том, чтобы стратиграфические границы в древних немых толщах (рифей, венд) совмещать с перерывами в седиментации, должна проводиться по поверхности ближайшего и генетически связанного с ней размыва [6]. В данном случае это поверхность регионального размыва, которая находится в основании «реперного» продуктивного горизонта и до сегодняшнего времени помещается в верхнепаршинскую подсвиту паршинской свиты. Одновременно с изменением положения границы бюкской свиты меняется расположение границ между тирским и непским стратиграфическими горизонтами, а следовательно, и между нижним и верхним отделами венда.

Циклит II имеет в своем основании хамакинский продуктивный горизонт и протягивается вверх до подошвы «реперного» горизонта, захватывая целиком верхнепаршинскую подсвиту. Далеко не во всех скважинах в подошве данного циклита имеется поверхность размыва, но перерыв в осадконакоплении, и, возможно, не один, тем не менее, за время формирования этих продуктивных отложений отмечается. Именно этим обстоятельством объясняется то, что на рис. 6 в основании циклита II поверхность размыва показана.

Циклит I отличается от всех предыдущих циклостратиграфических подразделений тем, что его основание, как и подошва всей паршинской свиты, которой оно соответствует (мезоциклит 4), не опирается на поверхность размыва. Перерыв в седиментации между формированием отложений паршинской и талахской свит в скважинах Чаяндинского месторождения не отмечается. Следовательно, нарушается определенная закономерность в расположении границ литологических свит и циклостратиграфических подразделений. Этого недоразумения можно избежать, если предположить, что ледниковые континентальные породы талахской свиты и сначала мелководные, а затем все более глубоководные отложения нижней подсвиты паршинской свиты, которые в конечном счете все-таки выводятся на поверхность и подвергаются размыву, являются двумя частями одного и того же прорециклита. Данное предположение еще нуждается в уточнении, поэтому на рис. 6 границы внутри непского стратиграфического горизонта оставлены в неприкосновенности.

На основании изложенного можно сделать вывод, что история формирования и внутреннее строение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения изучены еще далеко недостаточно. Геологическая модель месторождения, принимаемая сегодня, нуждается в дальнейшем уточнении и существенном изменении. Необходимы системный анализ и комплексный подход к оценке промысловых возможностей этого интересного и перспективного месторождения, являющегося одним из крупнейших, расположенных на восточных территориях Российской Федерации.

## Список литературы

1. Семенов Е.О. Определение местоположения нижней границы ботуобинского горизонта на Чайядинском месторождении / Е.О. Семенов, А.И. Крикунов, Н.Ю. Канунникова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 59–70.
2. Рыжов А.Е. Уточнение геологической модели Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: науч.-техн. сб. – Ч. 1. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 132–145.
3. Крикунов А.И. Результаты литологических и промыслово-геофизических исследований пород хамакинского продуктивного горизонта на Чайядинском месторождении / А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: науч.-техн. сб. – Ч. 1. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 146–161.
4. Рыжова Л.А. Решение проблемы местоположения границ ботуобинского продуктивного горизонта на Чайядинском НГКМ / Л.А. Рыжова, А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов и др. // IX Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»: сб. докл. – Ч. 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – С. 39.
5. Рыжов А.Е. Уточнение пространственного положения нижней границы ботуобинского продуктивного горизонта на Чайядинском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Каротажник: науч.-техн. вестник. – Тверь, 2012. – Вып. 2 (212). – С. 27–41.
6. Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований / постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2008. – Вып. 38. – 129 с.

УДК

**А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна**

## Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта

**Ключевые слова:**

месторождение,  
свита,  
корреляционная  
схема,  
геологический  
профиль,  
циклит,  
горизонт.

**Keywords:**

field,  
suite,  
the correlation  
scheme,  
the geological profile,  
cycle,  
horizon.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на территории Республики Саха (Якутия), на северо-восточном склоне Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботубинской антеклизы. В стратиграфическом отношении разрез месторождения сложен протерозойскими породами фундамента и вендскими, кембрийскими, юрскими, четвертичными отложениями осадочного чехла. Скопления жидких и газообразных углеводородов на месторождении приурочены к терригенным и терригенно-сульфатно-карбонатным породам венда и кембрия.

На месторождении выделено три основных продуктивных горизонта: ботубинский – в нижнебюкской подсвите верхнего венда; хамакинский и талахский – в непском стратиграфическом горизонте нижнего венда.

На сегодняшний день официально считается, что ботубинский продуктивный горизонт содержит газовую шапку и нефтяную оторочку, а хамакинский и талахский характеризуются наличием лишь газовых залежей.

Однако некоторые скважины, пробуренные на Чаяндинском месторождении в последнее время, нарушают эту стройную закономерность. Так, в скв. 321-49 из продуктивного хамакинского горизонта при опробовании была получена нефть дебитом 10,05 м<sup>3</sup>/сут; в скв. 321-62 из пород того же продуктивного горизонта получена нефть дебитом 0,5 м<sup>3</sup>/сут; в скв. 321-67 приток нефти при опробовании составил 10,6 м<sup>3</sup>/сут. Скважина 321-49 находится на восточной окраине месторождения в пределах Саманчакитского блока. Две остальные скважины (321-62 и 321-67) территориально расположены ближе к центру месторождения на Южном блоке.

Приведенные выше факты свидетельствуют в первую очередь о том, что геологическая модель месторождения, официально принятая на сегодняшний день, не является достаточно корректной и нуждается в доработке и уточнении. Последний подсчет запасов углеводородов на Чаяндинском месторождении (а следовательно, и создание официально принятой модели) происходил в 2000 г. После этого геологическая модель не изменялась и существенных преобразований не претерпела. Согласно этой модели, хамакинский продуктивный горизонт начинается отложениями, которые с размывом залегают на породах нижнепаршинской подсвиты, и заканчивается в кровле грубообломочных пород мощностью в несколько метров, залегающих над региональным размывом, расположенным в прикровельной части верхнепаршинской подсвиты. Подтвердить или опровергнуть правильность выделения границ продуктивного хамакинского горизонта до самого последнего времени было довольно сложно из-за утраченного по объективным причинам кернового материала, поднятого из скважин, пробуренных до проведения последнего подсчета запасов нефти и газа.

В последние годы на Чаяндинском месторождении пробурен целый ряд новых разведочных скважин. Керн, отобранный в них, хранится и изучается в Корпоративном кернохранилище ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Следовательно, появилась возможность уточнить пространственное расположение стратиграфических подразделений в этих скважинах, в том числе границ продуктивного хамакинского горизонта, и проследить их площадное распространение [1, 2, 3, 4].

В качестве примера рассмотрим скв. 321-55, пробуренную в южной части месторождения (рис. 1). Через нее проходят в общем направлении с юга на север корре-



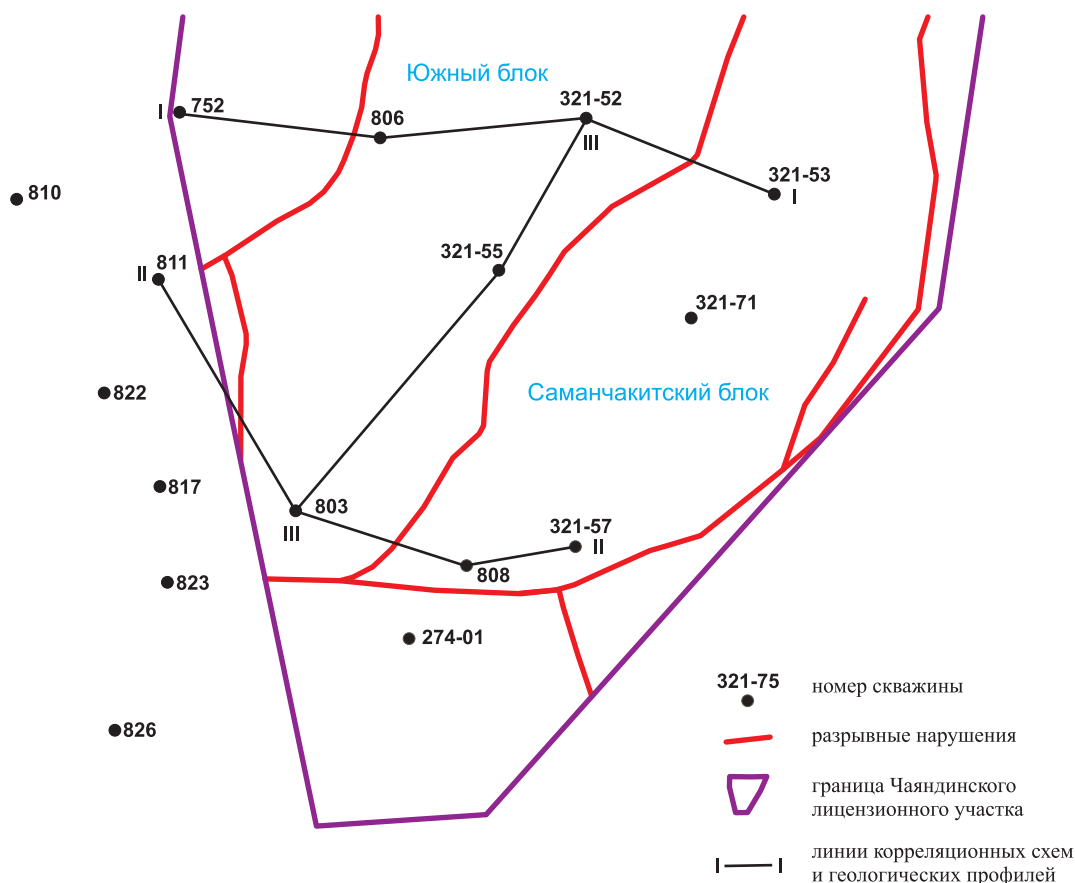


Рис. 1. Чаяндинское НГКМ. Схематическая карта района работ

ляционная схема (рис. 2) и геологический профиль (рис. 3). На корреляционной схеме показаны 20 литологических границ, которые удалось не только выделить в разрезе скважин, но и проследить их от одной скважины к другой. И корреляционная схема, и геологический профиль наглядно демонстрируют, как продуктивные ботубобинские песчаники (границы 19–20), давшие приток газа в скв. 321-52 дебитом 9,1 т м<sup>3</sup>/сут, в южном направлении исчезают под плоскостью более позднего размыва (граница 20), который, по мнению авторов, имел место на границе верхнебюкской и нижнебюкской подсуит.

В скв. 321-52 кровля хамакинского горизонта официально принимается на глубине 1505 м, или на три метра выше границы 18, где находится поверхность регионального размыва. В скв. 321-55 кровля хамакинского горизонта принимается сегодня на глубине 1517,5 м, или на три метра выше границы 16, согласно корреляционной схеме. В скв. 803 из-за предверхнебюкского размыва нет ни ботубобинских песчаников, ни отложений тирского стратиграфиче-

ского горизонта, к которому они приурочены, ни поверхности регионального размыва и лежащей над ней пачки грубообломочных пород, с кровлей которых связывают в настоящее время верхнюю границу хамакинского продуктивного горизонта. Именно поэтому в интервале пород 1440–1450 м, который сегодня еще понимается как ботубобинский продуктивный горизонт, породы-коллекторы не встречены, а представлен этот интервал, согласно макроописанию керна из Дела скважины, низко поровыми глинистыми песчаниками. Кровлю хамакинского продуктивного горизонта в скв. 803 помещают на глубине 1489 м, где на корреляционной схеме выделяется литологическая граница 13, а на каротажных диаграммах довольно затруднительно наметить поверхность регионального размыва.

Таким образом, на корреляционной схеме, составленной из трех последовательно расположенных с юга на север скважин, отчетливо продемонстрировано, что кровля хамакинского продуктивного горизонта в каждой из этих скважин находится на разных уровнях.

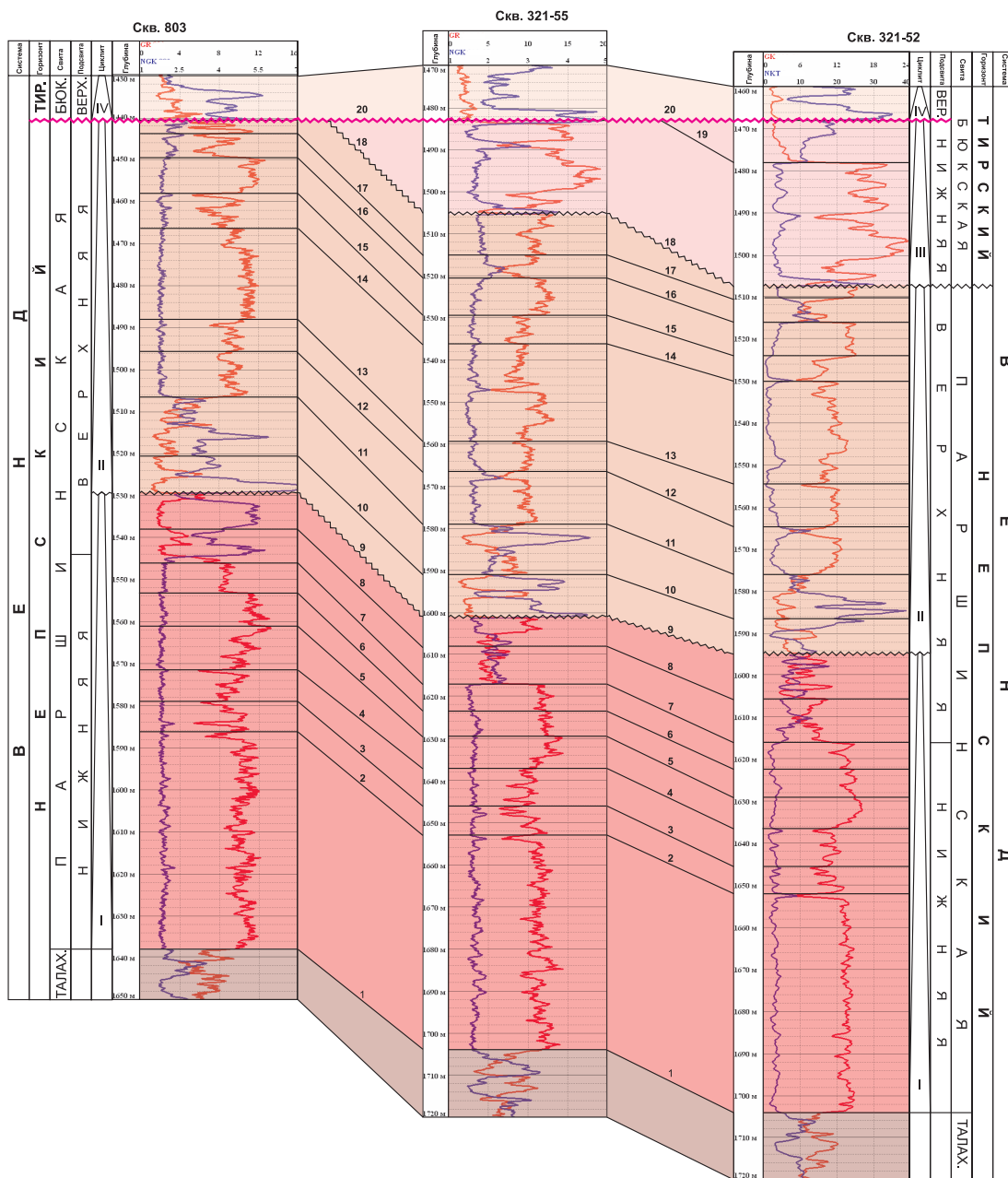


Рис. 2. Корреляционная схема по линии скв. 803 – 321-52

Еще более явно данное утверждение проявляется себя на корреляционной схеме и геологическом профиле, которые имеют общее направление с запада на восток и построены по линии скв. 752 – 321-53 (рис. 4 и 5). В скв. 321-52 хамакинский продуктивный горизонт выделяется в интервале пород 1505,5–1616,2 м (границы 7–18) и имеет толщину, равную 110,7 м. В скв. 321-53 хамакинский горизонт имеет мощность всего лишь 48,5 м и простирается от глубины 1666 м до отметки 1714,5 м (границы 7–10). Создается впечатление, что для опре-

деления местоположения кровли хамакинского продуктивного горизонта не разработаны четкие и общепринятые критерии. В одном случае верхняя граница этого горизонта связывается с перерывом в осадконакоплении перед началом формирования отложений тирского времени, в другом – она приурочена к появлению в разрезе скважин пород-коллекторов, в третьем – кровля продуктивного хамакинского горизонта проводится практически произвольно.

В настоящее время принято считать, что рассматриваемый авторами хамакинский гори-

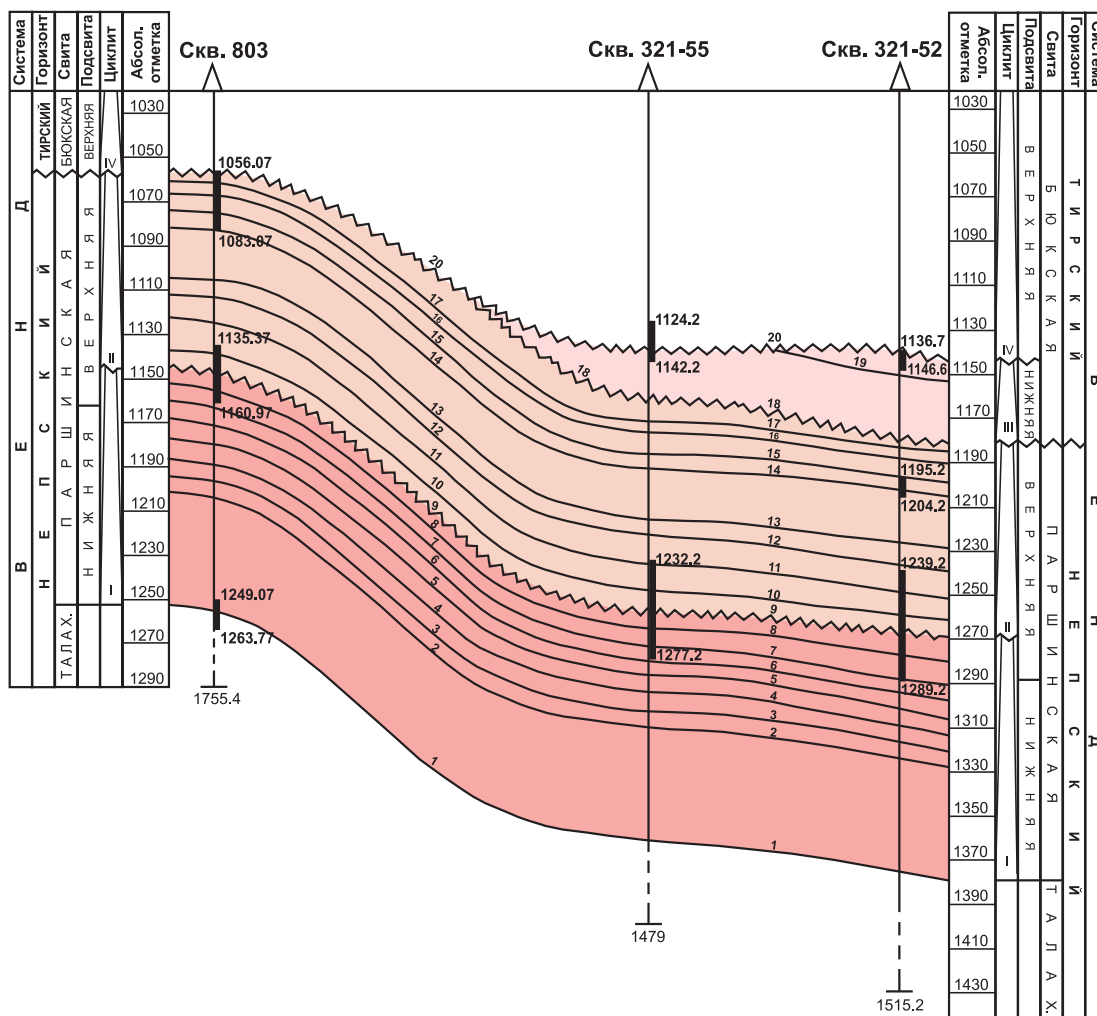


Рис. 3. Геологический профиль по линии скв. 803 – 321-55 – 321-52

зонт залегает на аргиллитах нижнепаршинской подсвиты с размывом. Действительно, в единичных скважинах наблюдается именно такая картина. В частности, на рис. 4 и 5 в скв. 752 видно, что породы нижнепаршинской подсвиты были подвергнуты глубокому размыву, и на них со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения верхнепаршинской подсвиты, которая соответствует седиментационному циклу II. Но обнаружится ли наличие поверхности размыва между нижнепаршинской и верхнепаршинской подсвитами и в других скважинах? На корреляционную схему (см. рис. 4) помещен геолого-геофизический разрез скв. 321-52 (в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» имеется керн этой скважины, поднятый из нижней части хамакинского продуктивного горизонта и освещающий границу между нижне- и верхнепаршинскими подсвитами). Эта граница проходит на глубине 1616,2 м. Выше данного уровня вместо грубообломочного материала,

присущего поверхностям размыва, встречаются первоначально прослой серо-зеленоватых глин и алевролитов, постепенно сменяющихся выше по разрезу скважины мелкозернистыми песчаниками. Согласно этим литологическим признакам, в подошве хамакинского горизонта проводить эрозионную поверхность нельзя. В керне скв. 321-53 на границе нижне- и верхнепаршинских подсвит (граница 7) обнаружена десятиметровая пачка переслаивания коричнево-серых среднезернистых и мелкозернистых песчаников с тонкими прослоями темно-серого аргиллита и ангидрита. Брекчии, конгломератов, гравелитов или крупнозернистых песчаников в этом интервале пород нет. Следовательно, намечать здесь присутствие поверхности размыва довольно проблематично. В скв. 321-57 (рис. 6 и 7) над верхней границей нижнепаршинской подсвиты залегает пачка пород мощностью до 3,5 м, включающая отдельные глинистые интракласты

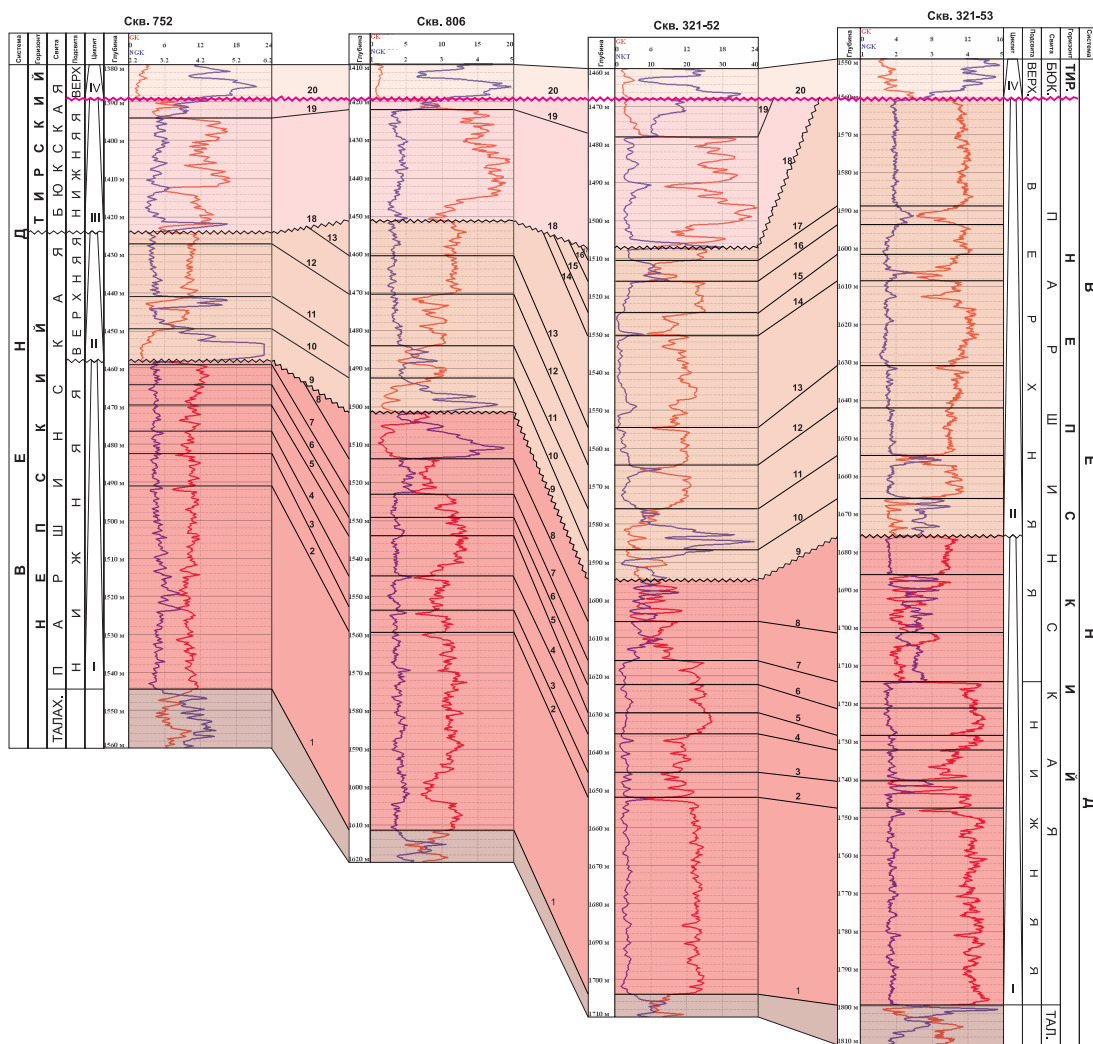


Рис. 4. Корреляционная схема по линии скв. 752 – 321-53

и переслаивающиеся с крупнозернистыми песчаниками среднезернистые песчаники и аргиллиты. В скв. 803 и 808 (см. рис. 6), из которых отбирался не сохранившийся на сегодняшний день керн, по описанию, взятому из Дел скважин, над кровлей нижнепаршинской подсвиты (границы 6 и 5, соответственно) встречены мелкозернистые глинистые песчаники.

Более детально можно рассмотреть, какими породами представлено основание хамакинского продуктивного горизонта на примере скв. 321-55 (в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» имеется достаточный керновый материал) (см. рис. 2 и 3).

В интервале 1580,0–1616,5 м (границы 7–11) выделяется ряд литотипов пород: гравелиты; песчаники средне-крупнозернистые со смешанным цементом; песчаники мелко-среднезернистые с регенерационным кварцем

и пятнистым кальцитовым цементом; песчаники мелкозернистые со смешанным цементом; песчаники мелкозернистые алевритистые с базальным глинистым цементом; алевролиты мелкозернистые с поровым и базально-поровым глинистым цементом; аргиллиты алевритистые.

Двенадцатиметровая пачка пород, залегающая на кровле нижнепаршинской подсвиты (границы 7–9), представлена аргиллитами зеленого цвета (с прослоями и линзами мелкозернистых алевролитов с поровым и базально-поровым глинистым цементом). Аргиллиты переслаиваются с мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками (от темно-коричневого до черного цвета со смешанным цементом), а также с прослоями и линзами алевролитов и аргиллитов. Слоистость преимущественно горизонтальная, подчеркнутая чередованием

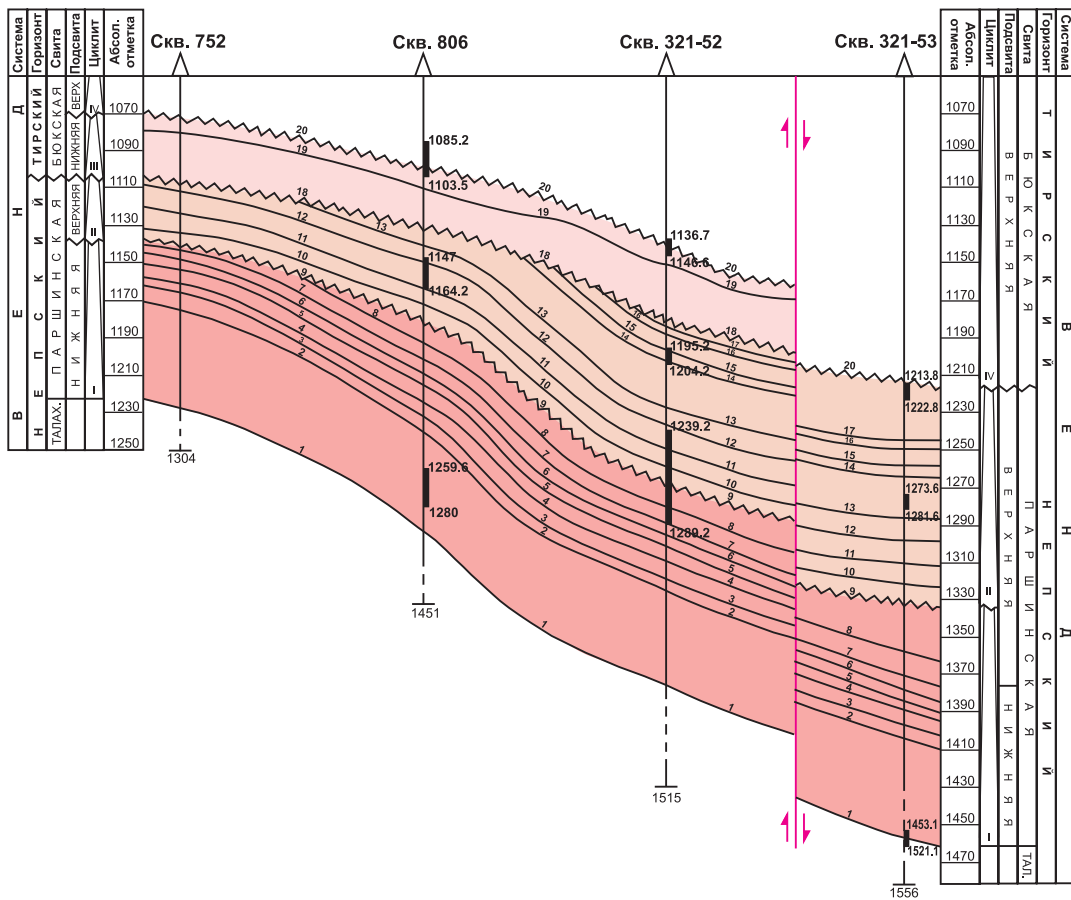


Рис. 5. Геологический профиль по линии скв. 752 – 806 – 321-52 – 321-53

цветов. Встречаются включения ангидрита белого цвета.

Средняя часть разреза (границы 9–10) сложена песчаниками средне-крупнозернистыми со смешанным цементом и обломками гравийной размерности, иногда образующими прослой гравелита, с тонкими прослоями и линзами аргиллита, переслаиванием аргиллитов и песчаников среднезернистых и крупнозернистых (рис. 8). Здесь, согласно литологическим критериям, в интервалах глубин 1593–1594 м и 1600–1601 м, возможно, находятся поверхности размывов.

Верхняя часть разреза (границы 10–11) представлена песчаниками мелкозернистыми (со смешанным цементом), песчаниками мелко-среднезернистыми (с регенерационным кварцем и пятнистым кальцитовым цементом), с частыми прослоями аргиллитов, песчаников средне-крупнозернистых и крупно-среднезернистых (со смешанным цементом), с прослоями гравелита, единичными тонкими прослоями аргиллитов, аргиллитами с просло-

ями и линзами алевролитов и песчаников мелкозернистых. В интервале пород 1582–1584 м имеет место еще одна эрозионная поверхность.

На нижнепаршинские аргиллиты с ясно выраженным контактом залегают мелкозернистые и среднезернистые песчаники. В последовательно чередующихся прослоях наблюдается увеличение размера частиц в сторону оснований. На промыслово-геофизических диаграммах нижняя часть разреза имеет вид, характерный для русел рек или каналов. Встреченные многочисленные обломки аргиллитов типичны для такого типа осадков. Вероятно, это аллювиальные фации, сформированные в период падения уровня моря. Последующий подъем уровня моря, трансгрессивный тракт и тракт высокого стояния нашли свое отражение между границами 8 и 9, где осадки побережья снизу вверх последовательно сменяются осадками переходной зоны и шельфа.

Вновь наблюдаемый в керне резкий контакт на границе 9, определенный набор литологических разностей пород и блоковое строение

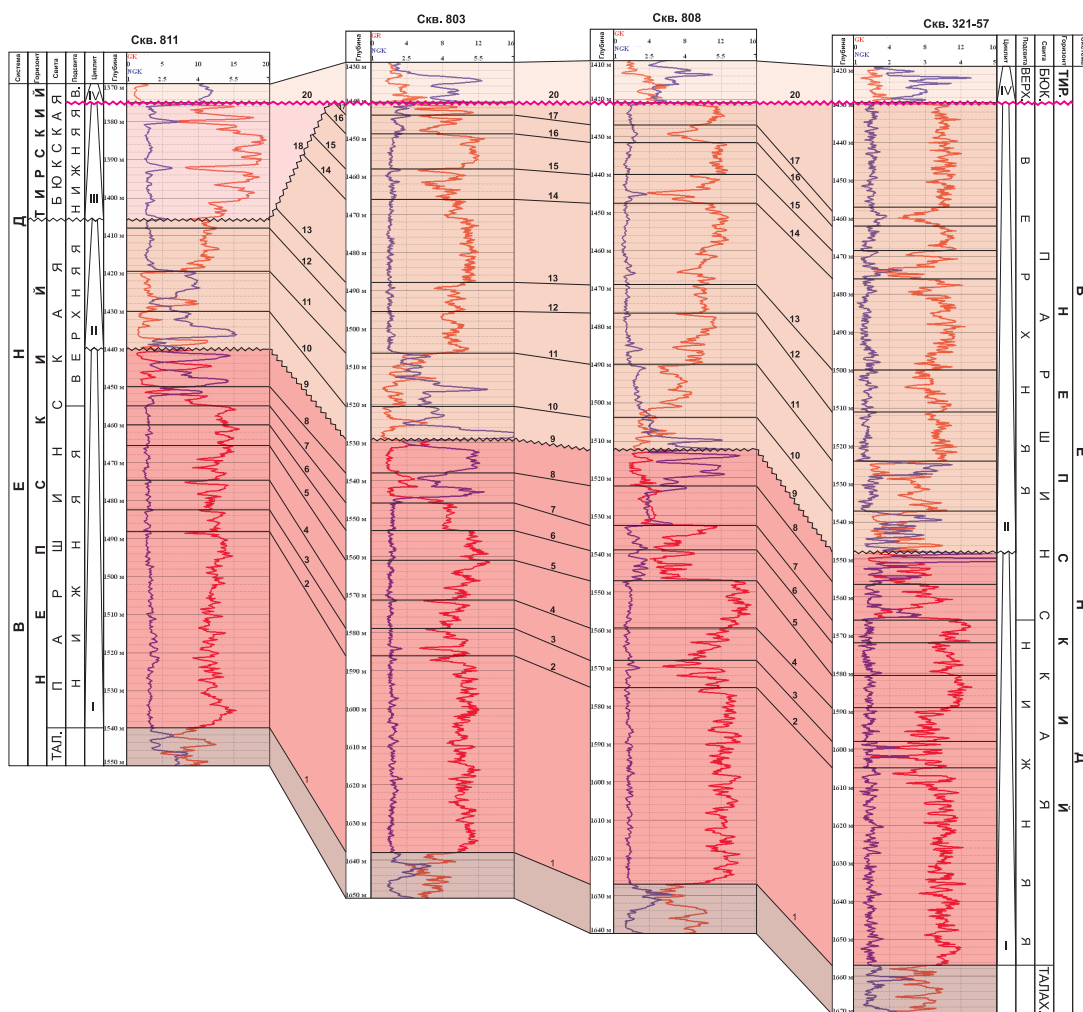


Рис. 6. Корреляционная схема по линии скв. 811 – 321-57

кривой гамма-каротажа (ГК) могут свидетельствовать о появлении (снова) в разрезе скважины аллювиальных фаций, что означает падение уровня моря и образование в последующем эрозионной поверхности.

Осадки, залегающие выше по разрезу вплоть до границы 10, накапливались, видимо, в обстановке ветвящейся или меандрирующей реки.

Аллювиальные отложения трансгрессивно перекрываются осадками переходной зоны и шельфа. Достигнув максимума, уровень моря на некоторое время стабилизируется, а затем вновь происходит подъем дна морского бассейна (границы 10–11). Относительно глубоководные осадки накапливались выше границы 11 вплоть до того момента, когда вся рассматриваемая территория в предтирское время была выведена на поверхность и подверглась значительному региональному размыву (граница 18).

Согласно описанию пород верхнепаршинской подсвиты, ее нижняя часть, представленная преимущественно породами-коллекторами, не всегда залегает на нижнепаршинских аргиллитах с размывом. Поверхности размывов в хамакинском продуктивном горизонте, конечно, наблюдаются, но, как правило, располагаются не в его основании, а выше по разрезу – где в силу активизации тектонических и седиментационных процессов один цикл осадконакопления сменяется другим. Так как породы в основании верхнепаршинской подсвиты формировались в мелководных, а иногда и в континентальных условиях, то смена циклитов, вызванная перерывами в осадконакоплении, происходила довольно часто. Определить, какой из размывов является внутриформационным, а какой имеет региональное значение, и проследить его в разрезах других скважин при составлении корреляционных схем довольно сложно.

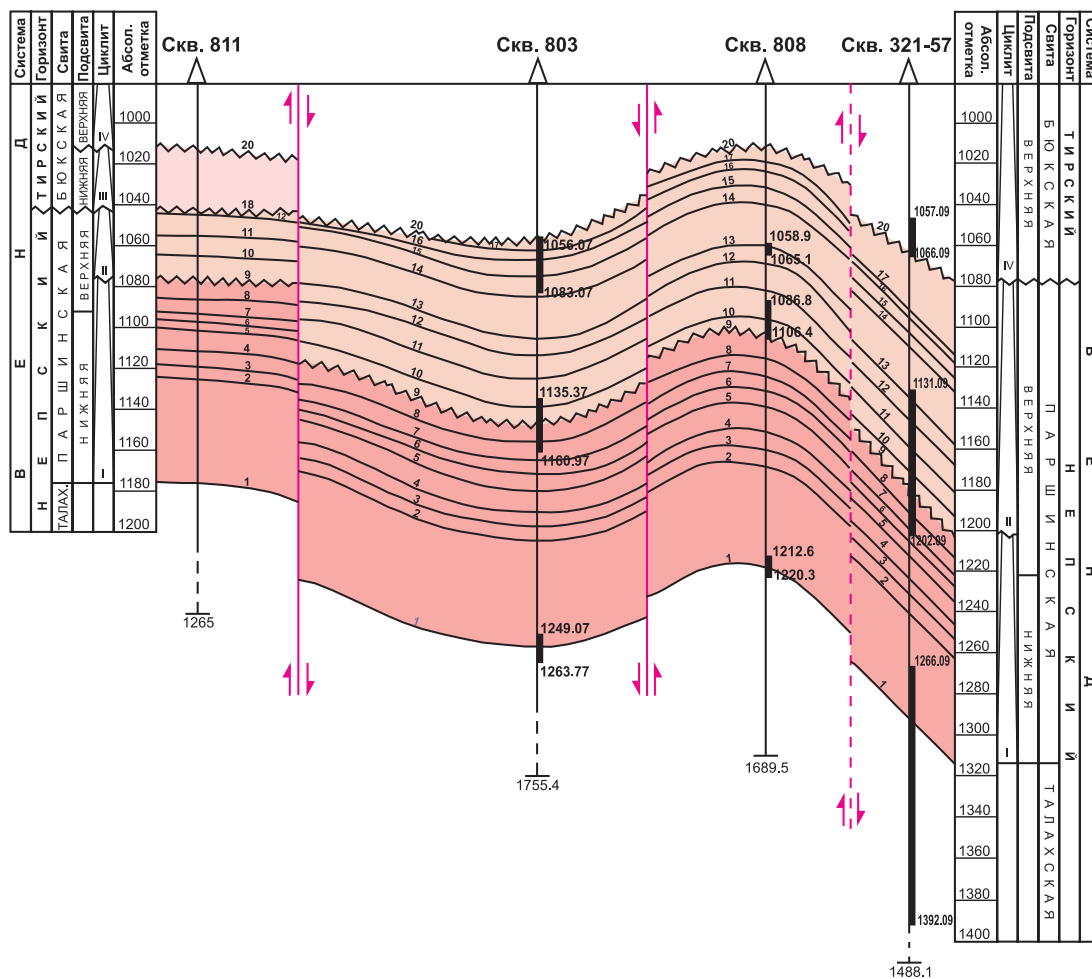


Рис. 7. Геологический профиль по линии скв. 811 – 803 – 808 – 321-57



Рис. 8. Скв. 321-55. Верхнепаршинская подсвита. Хамакинский продуктивный горизонт. Глубина отбора образца – 1599,73 м. Интракласты аргиллитов в песчаниках средне-крупнозернистых со смешанным цементом. Без анализатора

Однако сделать это необходимо, так как именно поверхность регионального размыва может указать на глубину расположения кровли циклита I. Все циклиты, отраженные на рис. 2–7, соответствуют выделяемым в разрезах скважин подсветам, отвечающим определенным стратиграфическим подразделениям, и имеют в своей кровле и подошве поверхности размывов с соответствующим набором литологических разностей грубообломочных пород. Циклит IV соответствует верхнебюкской подсвете, циклит III – нижнебюкской, и в его основании авторы проводят стратиграфическую границу между тирским и непским горизонтами, а следовательно, и между нижним и верхним вендом. Циклит II тождествен верхнепаршинской подсвете и в своем основании тоже имеет поверхность регионального размыва. Только циклит I не похож на все остальные. Его подошву авторы помещают на границу талахской и паршинской свит, где начинаются отложения нижнепаршинской подсветы. Однако здесь до сегодняшнего дня не выявлено наличие перерыва в осадконакоплении. Следовательно, нарушается общая закономерность выделения седиментационных циклов? По мнению авторов, это не совсем так. Если в подошве нижнепаршинской подсветы поверхности размыва нет, то, вероятнее всего, основание циклита I следует помещать много ниже, а именно на границу талахской свиты с залегающими ниже породами, где выявлен крупный и отмечаемый практически во всех скважинах перерыв в осадконакоплении. Скорее всего, осадки циклита I начинали формироваться при континентальных условиях и представляют собой ледниковые отложения (основание талахской свиты). Затем (при наступлении моря) постепенно условия седиментации стали меняться сначала на мелководные, а затем на более глубоководные с формированием пород, которые выделяются сегодня как нижнепаршинская подсвета. Последующий подъем дна седиментационного бассейна привел к фациальному замещению относительно глубоководных отложений на более грубообломочные осадки, которые, видимо, неоднократно выводились на поверхность и подвергались периодической и достаточно кратковременной денудации. Именно здесь нужно помещать кровлю циклита I, знаменующую окончание одного цикла осадконакопления и начало последующего.

Затем наступает время образования циклита II, характеризующего верхнепаршинскую подсвету.

Столь пристальное внимание границам седиментационных циклов уделяется вследствие того, что именно такой подход позволяет уверенно выделять и проследить по разрезу и латерали продуктивные горизонты и их породы-коллекторы, относящиеся к разным стратиграфическим подразделениям и формирующим разные залежи нефти и газа. Это наглядно отражено на примере корреляционной схемы, составленной в общем направлении с запада на восток по южной оконечности Чаяндинского месторождения (см. рис. 6). Подошва хамакинского продуктивного горизонта в скв. 803 помещается на сегодняшний день на глубину 1553 м, что на корреляционной схеме соответствует литологической границе 6. В скв. 808 основание этого же горизонта находится на глубине 1547 м (тождественно границе 5). В скв. 321-57 подошва хамакинского горизонта залегает на глубине 1566 м (идентично границе 7). Это происходит в силу того, что при постоянно изменяющихся фациальных условиях, в обстановке чрезвычайного мелководья, ко времени завершения формирования нижнепаршинской подсветы в одних районах еще продолжали накапливаться глинистые осадки, а на соседних участках в это же время уже откладывались алевролиты и песчаники. Так, в скв. 808 в интервале глубин 1535–1547 м, который относится к хамакинскому продуктивному горизонту, расположена ограниченная со всех сторон песчаная линза, которая в скв. 803 и 321-57 на каротажных диаграммах практически никак не выражена и, вероятно, не имеет гидродинамической связи с вышележащими породами-коллекторами.

Таким образом, можно с высокой долей уверенности утверждать, что породы хамакинского продуктивного горизонта в большинстве скважин, пробуренных на Чаяндинском месторождении, залегают на нижнепаршинских аргиллитах без какого-либо перерыва в осадконакоплении. Породы-коллекторы, представленные, как правило, алевролитами и песчаниками вниз по разрезу скважин постепенно замещаются на более глинистые, а следовательно, и более глубоководные отложения морского происхождения. Нижняя граница хамакинского продуктивного горизонта, как и его кровля, не имеет определенного и ясно выраженного на каро-



тажных диаграммах положения. Она не опирается на поверхность размыва, которая находится (предположительно) между нижне- и верхнепаршинскими подсвитами. Проводить эту границу следует в подошве гидродинамически связанных между собой пород-коллекторов, какой бы стратиграфический уровень эти породы не занимали. Относительно верхней границы хамакинского продуктивного горизонта следует отметить, то помещать ее в кровлю грубообломочных пород, залегающих в основании тирского стратиграфического горизонта верхнего венда, не совсем корректно, так как между этими отложениями и основной толщей пород-коллекторов, находящихся в основании верхнепаршинской подсвиты, расположен мощный комплекс пород-флюидоупоров. В этом комплексе, вероятно, находятся маломощные пропластки отложений с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Однако с основной массой пород-коллекторов они вряд ли каким-либо образом гидродинамически связаны. Хамакинский продуктивный горизонт имеет распространение от подошвы пород-коллекторов, залегающих в основании верхнепаршинской подсвиты, до появления в разрезе скважин мощного комплекса заглинизированных отложений, которые на корреляционных схемах и геологических профилях отмечены границей 11.

В заключение следует отметить, что хамакинский продуктивный горизонт Чаяндинского месторождения на сегодняшний день изучен далеко недостаточно и требует дальнейшего детального исследования. В первую очередь это касается уточнения расположения его границ в разрезах скважин, площадного распространения, литологического состава пород и их фильтрационно-емкостных свойств.

### Список литературы

1. Рыжов А.Е. Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – Ч. 1. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 132–145.
2. Крикунов А.И. Результаты литологических и промыслово-геофизических исследований пород хамакинского продуктивного горизонта на Чаяндинском месторождении / А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – Ч. 1. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 146–161.
3. Рыжова Л.А. Решение проблемы местоположения границ ботубинского продуктивного горизонта на Чаяндинском НГКМ / Л.А. Рыжова, А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов и др. // IX Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – Ч. 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – С. 39.
4. Рыжов А.Е. Уточнение пространственного положения нижней границы ботубинского продуктивного горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Каротажник. – Тверь, 2012. – Вып. 2 (212). – С. 27–41.

УДК 622.279

Д.М. Орлов, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова

## Экспериментальное определение прочностных характеристик слабосцементированных песчаников и алевролитов в пластовых условиях

### Ключевые слова:

разрушение горных пород, когезия, круги Мора, фильтрация.

### Keywords:

rock destruction, cohesion, Mohr's circles, filtration.

Исследования прочностных характеристик слабосцементированных песчаников газоконденсатных месторождений Северо-Каменномысское и Каменномысское-море в пластовых условиях были выполнены на экспериментальной установке исследования фильтрационных и прочностных характеристик горных пород (ЗК-8). Конструктивно установка выполнена в виде гидравлической системы, состоящей из двух масляных прессов, системы труб, манометров давления и кернодержателя специальной конструкции. Установка позволяла проводить эксперименты по одноосному и трехосному нагружению стандартных образцов керна (диаметром и длиной 30 мм). Разрушенные после проведения указанных типов нагружения образцы представлены на рис. 1.

При одноосном сжатии цилиндрический образец породы нагружался только осевым усилием при помощи гидравлического пресса до тех пор, пока не происходило разрушение. В этом случае образец разрушался вне кернодержателя, и момент разрушения регистрировался визуально. При трехосном сжатии образец помещался в кернодержатель, где к его боковой поверхности через резиновую манжету прикладывалось всестороннее радиальное давление. Затем выполнялось ступенчатое осевое нагружение до разрушения образца. На установке можно было независимо задавать радиальную ( $\sigma_{rad}$ ) и осевую ( $\sigma_{oc}$ ) нагрузки, варьируя таким образом значения девиатора напряжений (разницы между радиальной и осевой нагрузками:  $\Delta\sigma = \sigma_{oc} - \sigma_{rad}$ ). Система прессов позволяла получать стабильные значения напряжений на образцах в диапазоне  $\sigma_{oc} = \sigma_{rad} = 1 \div 80$  МПа и моделировать разрушение в пластовых условиях. В качестве критерия разрушения использовалось условие прочности Кулона–Мора.



Рис. 1. Разрушенные образцы керна: а – после одноосного нагружения; б – после трехосного нагружения

Целью работы являлось определение условий разрушения образцов горной породы при различных осевых и радиальных напряжениях. Для этого на экспериментальной установке создавалось осесимметричное трехосное нагружение ( $\sigma_1 = \sigma_{oc}$ ;  $\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_{rad}$ , где  $\sigma_1, \sigma_2$  и  $\sigma_3$  – главные напряжения). Для определения параметров прочности (угла внутреннего трения и когезии) необходимо в координатах нормального и тангенциального напряжений построить как минимум два круга Мора, соответствующих различным соотношениям главных напряжений в момент разрушения образца (одно главное напряжение соответствовало радиальному, другое – осевому). Таким образом, для формирования прямой разрушения Кулона–Мора необходимо провести испытания двух образцов одной породы (со схожей литологией и структурой порового пространства).

Для серии из 12 образцов (соотношение диаметра к высоте  $D/H = 1$ ) реализовывались два значения радиального напряжения:  $\sigma_{rad} = 0,1$  МПа (одноосное сжатие) и  $\sigma_{rad} = 10$  МПа (пластовые условия). В этом случае первый круг Мора характеризовал разрушение образца при одноосном нагружении с атмосферным радиальным давлением:  $\sigma_1 = \sigma_{oc} = \sigma_0$ ;  $\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_{rad} = 0,1$  МПа. Второй круг Мора характеризовал разрушение при трехосном нагружении при фиксированном

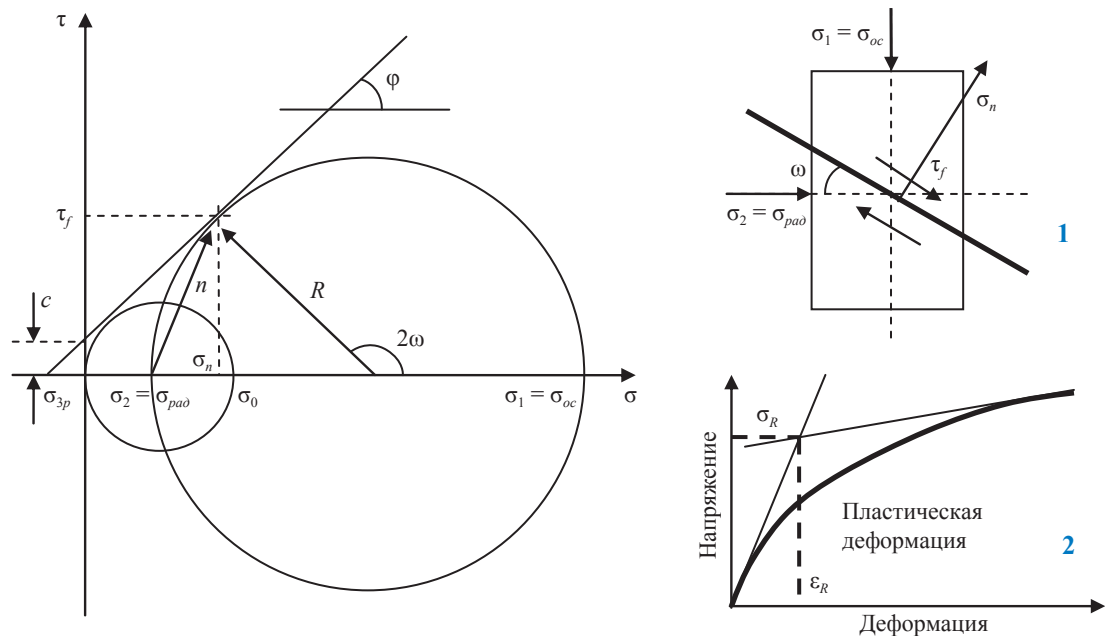
значении радиального напряжения, соответствовавшего пластовому горному давлению  $\sigma_{rad} = 10$  МПа:  $\sigma_1 = \sigma_{oc}$ ;  $\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_{rad} = 10$  МПа. Касательная к этим кругам, построенным в одних координатах, является прямой разрушения Кулона–Мора и имеет вид:

$$\tau_f = \sigma_n \cdot \operatorname{tg} \varphi + c, \tag{1}$$

где  $\tau_f$  – тангенциальная компонента напряжения в плоскости скола, расположенной под углом  $\omega$  к горизонтали (рис. 2);  $\sigma_n$  – нормальная компонента напряжения к плоскости скола, расположенной под углом  $\omega$  к горизонтали;  $\varphi$  – угол внутреннего трения;  $c$  – внутренняя прочность на сдвиг (когезия).

Угол внутреннего трения и угол плоскости скола связаны друг с другом, как  $\omega = \pi/4 + \varphi/2$ . По анализу кругов Мора оценивались значения угла внутреннего трения ( $\varphi$ ) и коэффициента когезии ( $c$ ).

Основная трудность исследований заключалась в определении момента разрушения образца относительно величины осевого напряжения: образец находился в закрытой камере, а об изменении структуры породы можно было судить лишь косвенно, по анализе зависимостей проницаемости от осевого напряжения и поведения давления в системе. Прежде



**Рис. 2. Круги Мора. Критерий разрушения Кулона–Мора:**  
**1 – схема разрушения образца в соответствии с кругами Мора;**  
**2 – графический метод определения предела прочности при пластической деформации**

всего при трехосных испытаниях на прочность исследовалась зависимость проницаемости ( $K$ ) образцов по азоту от девиатора напряжений ( $\Delta\sigma = \sigma_{oc} - \sigma_{rad}$ ). Ожидалось, что формирование системы трещин в момент разрушения образца приведет к резкому росту проницаемости. Но в большинстве случаев такого увеличения проницаемости не было обнаружено (рис. 3): она либо продолжала монотонно снижаться за счет роста эффективного давления (кривая 1), либо возникало более резкое снижение проницаемости (кривая 4), либо имело место несколько экстремумов (кривые 3, 4). Таким образом, использовать зависимость проницаемости от осевого напряжения в качестве однозначного критерия разрушения не представлялось возможным.

Следующим этапом являлась разработка методики определения поперечной деформации по мере увеличения радиального давления при усилении осевой нагрузки. На каждом шаге осевого нагружения регистрировался рост радиального напряжения с последующим его снижением до фиксированного значения  $\sigma_{rad} = 10$  МПа. В изотермическом приближении ( $PV = const$ ) по скачку радиального напряжения можно было определить уменьшение объема гидравлического агента (сжатие масла в замкнутой системе), вызванного деформацией образца, и оценить величину поперечной деформации (рис. 4).

Наиболее доступным способом определения прочностных характеристик горных пород, находящихся в тяжелых пластовых термобари-

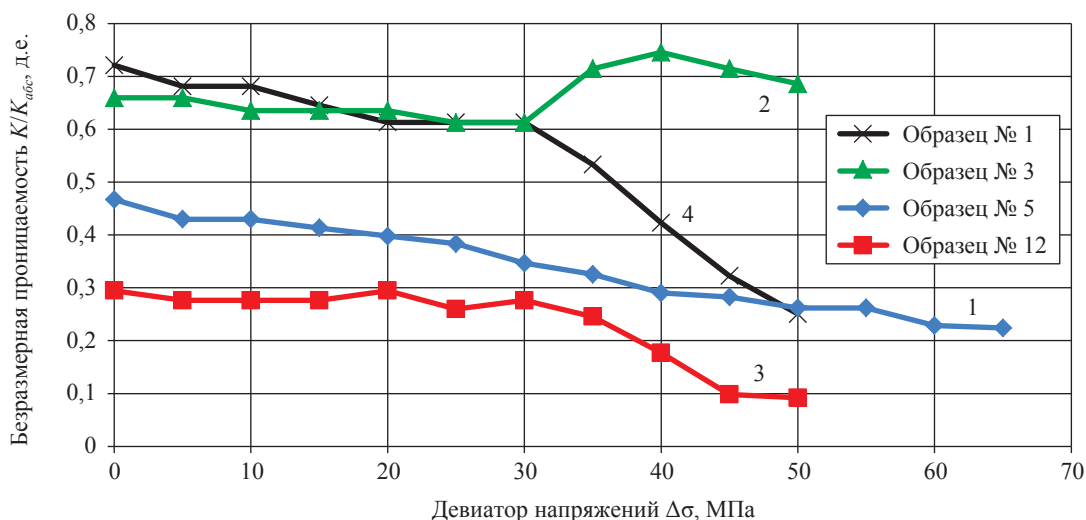


Рис. 3. Зависимость проницаемости по газу от осевого напряжения  $\sigma_{oc}$ . Нормировка на абсолютную проницаемость  $K_{abs}$

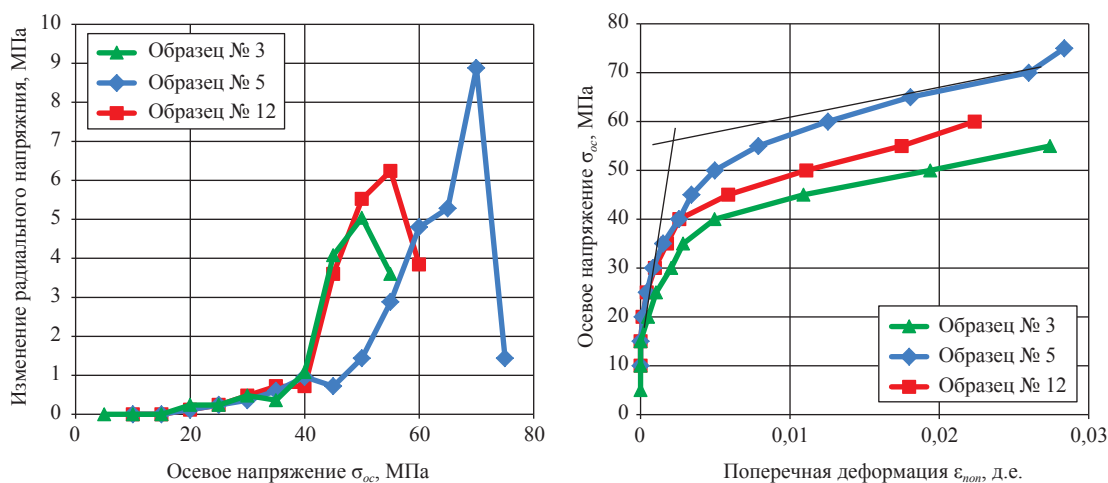


Рис. 4. Оценка поперечной деформации по скачку радиального напряжения

ческих условиях, является анализ зависимостей напряжения от деформации. По сути, если испытание проводится на образце керна в специальной установке при пластовых условиях, анализ графиков «напряжение – деформация» является единственным (за исключением томографического исследования структуры) возможным способом определения условий разрушения породы, так как перманентное визуальное обследование образца исключено. При хрупкой или хрупко-пластической деформации на графике зависимости напряжения от деформации можно видеть максимум напряжений, характеризующий состояние разрушения. При пластической деформации такого максимума не наблюдается, и необходимо руководствоваться другими признаками. Как видно из графиков на рис. 4, вид зависимостей «напряжение – деформация» при вышеописанном способе оценки поперечной деформации соответствует пластическому типу деформирования (см. рис. 2). Между тем, это вовсе не свидетельствует о том, что образец деформируется как пластическое тело. Такой вид кривой является результатом неточности оценки поперечной деформации в моменты после разрушения образца.

Разрушение породы при достижении осевым напряжением определенного значения сопровождается ростом радиального напряжения

по отношению к заданному (в большинстве опытов  $\sigma_{рао} = 10$  МПа). Для более точной оценки значения осевого напряжения, при котором происходило разрушение породы, использовался графический метод [1]. В работе [1] рассмотрены три вида деформации: хрупкая, хрупко-пластическая и пластическая. Для пластической деформации предел прочности  $\sigma_R$  соответствует точке пересечения касательных, проведенных к начальному и конечному участкам зависимости осевого напряжения от поперечной деформации (см. рис. 2). Таким образом, определялись координаты точки пересечения касательных. Ордината точки пересечения касательных являлась искомой величиной предела прочности породы на сжатие. К тому же в большинстве случаев на зависимости проницаемости от осевого напряжения наблюдался некоторый экстремум в точке осевого напряжения разрушения. В связи со всем вышесказанным, не имея возможности визуальной регистрации момента разрушения керна, использовался комплексный анализ косвенных данных – зависимостей поперечной деформации (относительного роста радиального напряжения) и проницаемости от осевого напряжения.

В таблице представлены параметры разрушения, рассчитанные по описанной выше методике анализа зависимостей поперечной

Сводная таблица данных исследованных образцов

№ пары	№ образца	Проницаемость $K, 10^{-15} \text{ м}^2$	Пористость $m, \%$	Литология	Радиальное напряжение $\sigma_{рао}$ , МПа	Осевое напряжение $\sigma_{ос}$ , МПа	Девiator напряжения $\Delta\sigma$ , МПа	Среднее нормальное напряжение $\sigma_n$ , МПа	$\sigma_{зр}^*$ , МПа	Котезия $c$ , МПа	Угол внутреннего трения $\varphi$ , °
1	2	855	33,7	песч.	0,1	4	3,9	1,4	1,57	1,1	35
	1	611	32,8	алевр.	10	40	30	20	1,57	1,1	35
2	11	1420	31,1	песч.	0,1	8	7,9	2,7	3,54	2,3	33
	12	1695	31	песч.	10	41	31	20,3	3,54	2,3	33
3	11	1420	31,1	песч.	0,1	8	7,9	2,7	4	2,5	32
	7	915	29,8	песч.	10	40	30	20	4	2,5	32
4	2	855	33,7	песч.	0,1	4	3,9	1,4	1,79	1,3	36
	9	665	31,1	песч.	10	42	32	20,7	1,79	1,3	36
5	8	2173	33,9	песч.	0,1	4	3,9	1,4	2	1,3	33
	10	2246	33,3	песч.	10	37	27	19	2	1,3	33
6	4	105	27,4	алевр.	0,1	8	7,9	2,7	2,19	1,9	41
	5	62	26	алевр.	10	54	44	24,7	2,19	1,9	41
7	6	31,6	25	алевр.	0,1	12	11,9	4,1	2,8	2,7	44
	3	35,7	26,6	алевр.	5	40	35	16,7	2,8	2,7	44

\* $\sigma_{зр}$  – предел прочности при равномерном трехосном растяжении.

деформации и проницаемости от осевого напряжения, а также в результате построения кругов Мора и формирования прямой Кулона–Мора. Для семи пар образцов получены зависимости вида (1), значения когезии ( $c$ ) и угла внутреннего трения ( $\varphi$ ). На рис. 5а представлены все семь прямых разрушения Кулона–Мора в координатах  $\sigma_{oc}$  и  $\sigma_{рад}$ , пересчитанные из условия:

$$\begin{cases} R = \frac{\sigma_{oc} - \sigma_{рад}}{2}; \\ \sin \varphi = \frac{R}{c \cdot \cot \varphi + \sigma_{рад} + R}. \end{cases} \quad (2)$$

Согласно (2), прямые разрушения имеют вид:

$$\sigma_{oc} = \frac{(1 + \sin \varphi)}{(1 - \sin \varphi)} \sigma_{рад} + \frac{2c \cdot \cos \varphi}{(1 - \sin \varphi)}. \quad (3)$$

График, отображенный на рис. 5а, удобно представить в координатах, независимых от ориентировки площадки, вдоль которой происходит сдвиговое разрушение:

- девиатор напряжений:

$$\Delta\sigma = \sqrt{\frac{1}{2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2]} = \sigma_{oc} - \sigma_{рад}; \quad (4)$$

- среднее нормальное напряжение:

$$\sigma_e = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} = \frac{\sigma_{oc} + 2\sigma_{рад}}{3}. \quad (5)$$

Для обобщения данных, полученных в ходе испытаний на разрушение кернов с разными параметрами (проницаемостью, пористостью и т.д.), произведем нормировку новых координат соответствующими для каждой пары образцов значениями предела прочности при равномерном трехосном растяжении ( $\sigma_{3p}$ ), полученными из анализа прямых Кулона–Мора (в точке их касания с осью ординат). На рис. 5б представлены как экспериментальные точки, так и прямые разрушения Кулона–Мора в новых координатах. На графиках видно, что практически все данные лежат вдоль одной прямой. Выделяются из общей линейки лишь несколько точек, которые сильнее всего от-

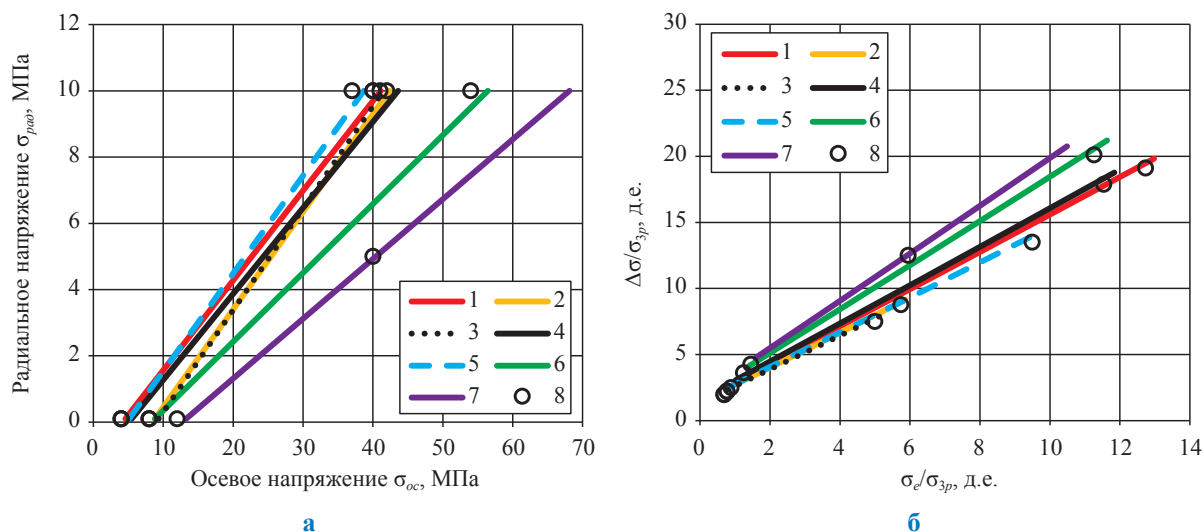


Рис. 5. Прямые разрушения Кулона–Мора для семи пар образцов:

1 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 35^\circ + 1,1$ ; 2 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 33^\circ + 2,3$ ; 3 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 32^\circ + 2,5$ ; 4 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 36^\circ + 1,3$ ;  
5 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 33^\circ + 1,3$ ; 6 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 41^\circ + 1,9$ ; 7 –  $\tau_f = \sigma_n \tan 44^\circ + 2,7$ ; 8 – экспериментальные точки;  
а – в координатах главных напряжений; б – в нормированных координатах

личаются от других образцов, так как обладают существенно более низкой абсолютной проницаемостью (на порядок ниже).

В работе [2] проводились трехосные исследования прочности образцов керн в широком диапазоне напряжений, вплоть до величин, соответствующих разрушению при равномерном трехосном сжатии. Значения напряжений в последнем случае назывались критическими. Авторами в независимых координатах  $\Delta\sigma - \sigma_e$ , аналогичных используемым в данном исследовании, были получены кривые прочности для группы образцов одной породы. Кривые имеют форму полуэллипсов, что объясняется сменой режима разрушения образца. Рост кривой соответствует режиму хрупкого разрушения при сдвиге, а падение – эластичному разрушению по всему объему. Пример кривой для пород, наиболее близких по свойствам к исследуемым в данной работе, представлен на рис. 6. Вид кривой соответствует прямой разрушения Кулона–Мора только при небольших значениях независимых координат  $\Delta\sigma$ ,  $\sigma_e$  и, следовательно, при небольших значениях осевых и радиальных напряжений. На график рис. 6 также нанесены результаты данного экспериментального исследования, в котором, строго говоря, испытанные образцы не обладали одинаковыми свойствами и структурой: имели место отличия в литологии, пористости и проницаемости. Можно видеть, что результаты, полученные авторами этой работы, лежат в линей-

ной части кривой разрушения и охватывают небольшой (по сравнению с работой [2]) диапазон напряжений. Таким образом, подтвердить возникновение двух режимов разрушения одной породы в зависимости от условий нагружения не представляется возможным.

В работе [2] для обобщения данных о разрушении образцов различной структуры и свойств, представляющих в координатах  $\Delta\sigma - \sigma_e$  довольно расплывчатое «облако», предложено произвести нормировку данных независимых координат на величины критического напряжения для каждого типа образцов. Данное преобразование аналогично выполненному в текущем исследовании для пучка прямых Кулона–Мора (рис. 7). Единственным отличием является то, что параметром нормировки в работе [2] вместо напряжения разрушения при равномерном трехосном растяжении ( $\sigma_{3p}$ ) выступало критическое напряжение.

С целью выявления закономерностей разрушения образцов различных свойств и структуры проводились исследования параметров разрушения (когезии и угла внутреннего трения) от пористости и проницаемости (см. рис. 7). Видно, что угол внутреннего трения существенно убывает с увеличением как пористости, так и проницаемости. В пределах погрешности можно считать, что когезия во всех экспериментах оставалась величиной постоянной и не зависела от структуры порового пространства.

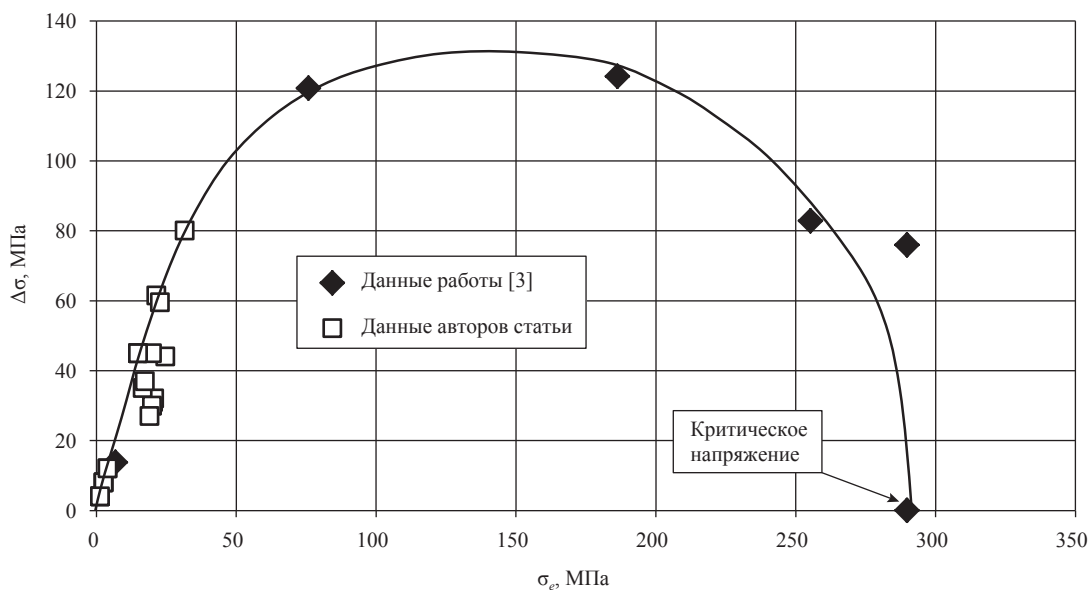


Рис. 6. Кривая разрушения в независимых координатах

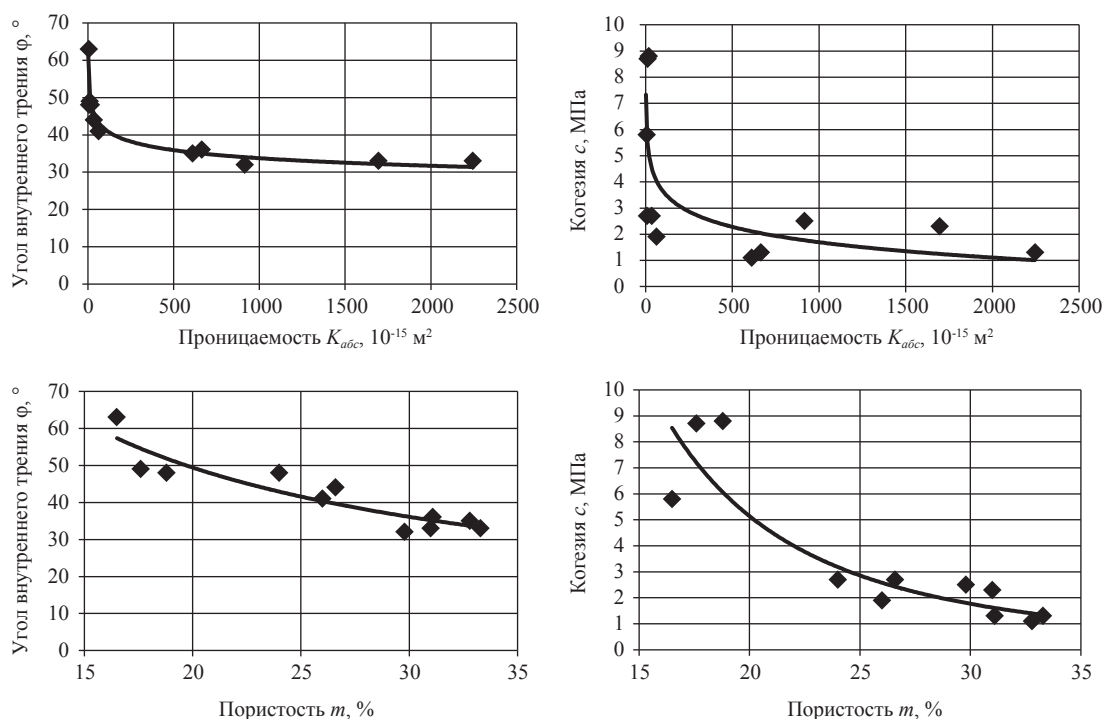


Рис. 7. Влияние структуры порового пространства на прочностные характеристики слабцементированных песчаников и алевролитов

В работе [3], как и в данном исследовании, объектом исследования являлись образцы слабцементированных песчаников сеноманского горизонта Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения. Таким образом, справедливо было сопоставить определенные двумя разными способами прочностные характеристики (угол внутреннего трения и когезию) породы. В работе [3] реализовывался «бразильский» метод разрушения образца зерна двумя интендорами, а прямая разрушения Кулона–Мора строилась на основе данных только одного испытания. С точки зрения экономии исследуемого материала данный метод определения прочности образцов уникален. Среди недостатков исследований следует выделить то, что всестороннее давление во всех экспериментах соответствует барометрическому и определяемые параметры прочности (угол внутреннего трения и когезия) с допустимой точностью справедливы только вблизи экспериментальных точек (в области небольших средних нормальных напряжений). Для определения условий разрушения образцов зерна в пластовых условиях необходимы дополнительные экспериментальные данные. К тому же такой метод построения кругов Мора подразумевает субъективный анализ

сложной геометрии разрушений: велики погрешности определения размеров областей воздействия интендоров на поверхность образца и площади плоскости разрушения образца при сдвиге. Таким образом, предложенный в работе [3] способ построения прямой разрушения Кулона–Мора хоть и является более экономичным и быстрым, но менее надежен, чем метод, реализованный на данной установке.

В работе [3] представлены зависимости угла внутреннего трения и когезии от предела прочности на одноосное растяжение  $\sigma_p$ , который сам по себе был связан с пределом прочности на одноосное сжатие  $\sigma_0$  как  $\sigma_0 = 17,7 \sigma_p$ . Соответствующее соотношение между пределами прочности на одноосное сжатие и растяжение также согласуется с ГОСТ 24941-81 [4] для глинистых песчаников, где  $\sigma_0 = 18 \sigma_p$ . Авторами настоящей статьи при помощи данного соотношения были вычислены пределы прочности на одноосное растяжение  $\sigma_p$  и на их основе построены аналогичные [3] зависимости параметров разрушения (рис. 8). Как видно из рисунка, получено хорошее совпадение результатов, что подтверждает адекватность используемых методов изучения прочностных характеристик пород.



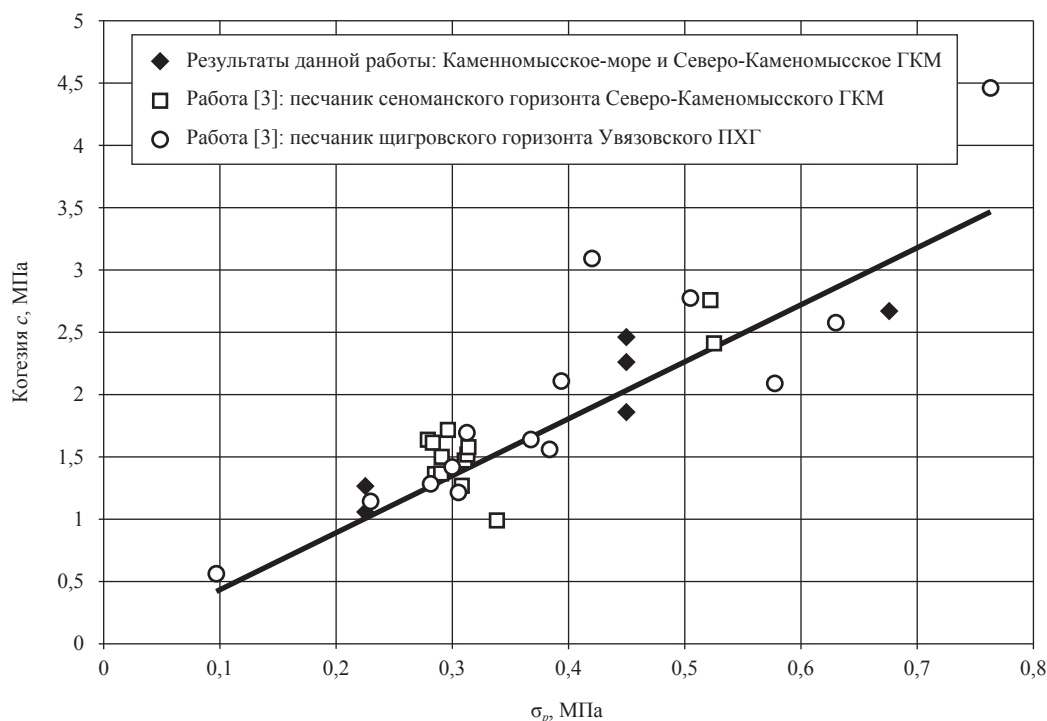


Рис. 8. Зависимость когезии от предела прочности на одноосное растяжение

В результате исследований, во-первых, разработан метод определения предела прочности в условиях горного давления (при повышенном радиальном напряжении) путем совместного анализа косвенных данных – зависимостей осевого напряжения от поперечной деформации и проницаемости от девиатора напряжений. Достоверность предложенного метода подтверждена хорошим соответствием прочностных характеристик, определенных двумя разными способами. Анализировались пределы прочности при классическом (представленном в данной работе) и «бразильском» методах разрушения образцов горной породы. Во-вторых, для группы образцов схожей литологии методом кругов Мора были получены данные о когезии и угле внутреннего трения, построены прямые разрушения Кулона–Мора. Показано, что с ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пород схожей литологии происходят

упрочнение породы, рост когезии и угла внутреннего трения. Обнаружено, что разрушение породы может как не повлиять на фильтрацию, так и привести к скачку проницаемости в ту или иную сторону. В-третьих, обобщение результатов определения прочностных характеристик и сопоставление с данными других исследований удобно выполнять в нормированных независимых координатах. В этом случае можно обойти технические ограничения конкретной экспериментальной установки и оценить прочностные характеристики в более широком диапазоне напряжений, когда имеет место смена типа деформирования (т.е. прямая Кулона-Мора не способна адекватно предсказывать условия разрушения).

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 13-08-00340 а.*

### Список литературы

- ГОСТ 26447-85. Породы горные. Метод определения механических свойств глинистых пород при одноосном сжатии.
- Zhang J.J. Mechanical Strength of Reservoir Materials: Key Information for Sand Prediction / J.J. Zhang, C.S. Rai, C.H. Sondergeld // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2000. – Vol. 3. – No. 2. – P. 127–131.
- Пятахин М.В. Определение сцепления слабосцементированных песчаников / М.В. Пятахин, С.А. Хан, С.О. Оводов // Газовая промышленность. – 2008. – № 3. – С. 82–84.
- ГОСТ 24941-81. Породы горные. Методы определения механических свойств нагружением сферическими инденторами.

УДК 622.279:532

А.Л. Ковалев

## Интерпретация газодинамических исследований скважин Мыльджинского ГКМ на нестационарных режимах фильтрации с использованием функции влияния

**Ключевые слова:** газодинамические исследования, функция влияния, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициенты фильтрационного сопротивления.

**Keywords:** well test, influence function, reservoir properties, filtration resistance factors.

В настоящей статье предлагаются некоторые результаты интерпретации 20 газодинамических исследований (ГДИ) 17 скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), проведенных с 27.12.2007 г. по 11.09.2008 г. При интерпретации исследований использован аппарат так называемой функции влияния, применение которого для обработки результатов гидродинамических исследований скважин и пластов подробно изложено в монографии [1].

### Методика обработки ГДИ с использованием функции влияния

При обработке результатов ГДИ газовых скважин с использованием функции влияния может быть использовано следующее выражение для текущего давления на забое скважины:

$$p^2(t) - p^2(0) = \int_0^t \Delta q^1(\tau) f(t - \tau) d\tau + b[q^2(0) - q^2(t)] - c, \quad (1)$$

где  $p(t)$  – текущее давление на забое скважины;  $p(0)$  – давление на забое скважины в момент времени  $t = 0$ , принятый за начало отсчета;  $\Delta q(t)$  – снижение текущего расхода газа в скважине по сравнению с начальным, определяемое выражением:

$$\Delta q(t) = q(0) - q(t), \quad (2)$$

$q(0)$  – расход газа в скважине в начальный момент времени;  $q(t)$  – текущий расход газа в скважине;  $f(t)$  – функция влияния, доказанные свойства которой [2]:

$$f(t) \geq 0, f^I(t) \geq 0, f^{II}(t) \leq 0, f^{III}(t) \geq 0, f^{IV}(t) \leq 0, \dots; \quad (3)$$

$b$  – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления в призабойной зоне пласта (ПЗП);  $c$  – некий постоянный коэффициент, учитывающий погрешность, возникающую в случаях, когда  $q(0) \neq 0$  или когда на момент времени  $t = 0$  пласт уже находился в возмущенном состоянии (очевидно, чтобы эта погрешность была сведена к минимуму в первом из указанных случаев необходимо, чтобы на момент времени  $t = 0$  скважина достаточно продолжительное время работала с дебитом  $q(0) = \text{const}$ ).

Выражение (1) можно рассматривать как обобщение известной двухчленной формулы притока газа к скважине на случай нестационарной фильтрации. В момент времени  $t = 0$  функция влияния равна нулю. Затем с течением времени она монотонно нарастает. В ряде случаев после определенного момента времени рост функции влияния прекращается, и она выходит на постоянное значение, соответствующее коэффициенту линейного сопротивления  $a$  в двухчленной формуле притока при стационарном режиме фильтрации (с поддержанием постоянного давления на границе области дренирования скважины).

Выражения (1) и (3) дискретизируются по времени и решаются совместно методом линейного программирования. В качестве входных используются данные, известные из исследования динамики забойного давления и дебита скважины. На выходе полу-

чают функцию влияния (значения функции в заданных точках на временном интервале, равном периоду исследования) и коэффициенты  $b$  и  $c$ .

Если построить зависимость функции влияния от логарифма времени и на данном графике выделить какой-либо прямолинейный участок (непараллельный оси логарифма времени), то тангенс угла наклона этого участка ( $\operatorname{tg}\alpha$ ) к оси логарифма времени будет характеризовать параметр проводимости ПЗП (всей зоны в целом или какой-либо ее части, если прямолинейных участков можно выделить несколько):

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{p_{AT} \cdot z \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot \operatorname{tg}\alpha \cdot T_{CT}}, \quad (4)$$

где  $kh/\mu$  – параметр проводимости ПЗП;  $p_{AT}$  – атмосферное давление;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа для условий ПЗП;  $T_{пл}$  – температура в ПЗП;  $T_{CT}$  – стандартная температура.

Обработка исследований скважин Мыльдинского ГКМ осуществлялась с использованием программного комплекса Influx [3], применяемого в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для этих целей.

### Использование билогарифмической кривой для диагностики состояния ПЗП исследованных скважин

В настоящее время для диагностики состояния ПЗП повсеместно используют кривую производной падения давления на забое скважины по логарифму времени, построенную в двух логарифмических осях (производной и времени). Широкое признание этот метод получил после опубликования работы [4].

Для построения этой диагностической кривой используют данные трех видов ГДИ:

- 1) кривой восстановления давления (КВД);
- 2) кривой стабилизации давления при постоянном дебите скважины;
- 3) ГДИ с произвольным изменением дебита и забойного давления.

В последнем случае перед построением диагностической кривой необходимо выполнить деконволюцию (обратное преобразование свертки), в ходе которой перейти от произвольного изменения давления и дебита к изменению давления при постоянном дебите. К настоящему времени предложено несколько алгоритмов деконволюции, один из них описан в работе [5].

В то же время описанная выше методика обработки ГДИ с использованием функции влияния, по сути, также является алгоритмом

деконволюции. Саму функцию влияния можно рассматривать как динамику падения давления на забое (квадрата давления – для газовых скважин) при единичном (а следовательно, постоянном) дебите скважины. Таким образом, можно построить описанную выше диагностическую кривую, используя вместо динамики давления функцию влияния. Программный комплекс Influx весьма удобен для этой цели, поскольку позволяет получать пользователю значения функции по интервалам времени, меняющимся согласно логарифмическому закону.

В настоящее время при помощи кривой производной падения давления по логарифму времени диагностируется весьма широкий спектр возможного строения ПЗП – формы границ области дренирования, наличие разломов, трещин, каналов, двойной среды и т.п. Автор настоящей статьи в своей диагностике ограничился лишь самыми общими соображениями. На это есть две причины. Во-первых, как будет показано далее, при обработке результатов ГДИ используются весьма приблизительные данные по динамике дебитов скважин, что, безусловно, оказывает непосредственное влияние на точность получаемой функции влияния. Во-вторых, результаты самого алгоритма получения функции влияния, как показывает опыт применения его к численным моделям, испытывают некоторую зависимость от конкретного режима исследования скважины, что также вносит определенную погрешность. Поскольку диагностическая кривая весьма чувствительна, то любая погрешность в определении функции влияния может привести к искажениям, которые будут затруднять диагностику малоразличимых строений ПЗП.

Наиболее общие соображения относительно вида диагностической кривой состоят в следующем.

Горизонтальные участки кривой соответствуют областям ПЗП, в которых реализуется радиальная фильтрация. При этом значение кривой на горизонтальном участке связано с параметром проводимости  $kh/\mu$  обратно пропорциональной зависимостью: чем выше горизонтальный участок, тем ниже проводимость, и наоборот. Очень удобно использовать выявленные при помощи диагностической кривой границы горизонтальных участков (найденные из обработки ГДИ точки функции влияния) для оценки параметров проводимости соответствующих областей ПЗП по формуле (4).

Соответственно рост диагностической кривой может быть обусловлен распространением фильтрации на область ПЗП с более низкой проводимостью, падение – на область ПЗП с более высокой проводимостью. Однако такое поведение диагностической кривой может свидетельствовать и о влиянии границ зоны дренирования скважины. В первом случае речь идет о непроницаемой границе, во втором – о границе с поддержанием давления. Тогда функция влияния, как указано выше, выходит на постоянное значение, а диагностическая кривая убывает по вертикальной асимптоте.

Следует отметить, что стационарный режим (с поддержанием давления на границе области дренирования) может быть фактически реализован лишь на объектах, где одновременно с добычей осуществляется и закачка флюида, и добывающая скважина окружена нагнетательными. При разработке залежи в режиме истощения, как на Мыльджинском ГКМ, получение по результатам ГДИ функции влияния и диагностической кривой, указывающих на наличие границы с поддержанием давления, является, безусловно, лишь следствием погрешности в определении конечного участка функции влияния. Для высокопроницаемой и обширной области дренирования такая погрешность свидетельствует о том, что работа скважины может быть достаточно точно описана стационарной формулой. В противном случае – это следствие недостаточного времени исследования скважины: влияние истинной границы еще не успело отразиться на динамике забойного давления, а псевдостационарное поведение функции влияния и диагностической кривой является следствием достижения области улучшенной проводимости.

### Данные ГДИ

В качестве данных ГДИ для обработки использовались массивы значений динамики забойного давления, регистрируемого при помощи глубинного электронного манометра. К сожалению, одновременной (синхронной с давлением) регистрации дебита скважин не производилось. Поэтому динамику дебита приходилось задавать, опираясь на другие источники.

В наиболее простом случае, когда удавалось найти соответствие по датам исследования и забойным давлениям на режимах, дебиты на режимах брали из карточек ГДИС.

В ряде случаев был известен дебит скважины только на одном режиме – перед снятием

КВД. Тогда для остальных режимов исследования дебиты принимались в соответствии с продуктивностью скважины на режиме с известным дебитом. Таким же образом поступали и на переходных участках от режима к режиму, когда по характеру пластового давления было очевидно, что дебит отличен от нуля.

После обработки данных ГДИ и нахождения функции влияния и коэффициентов  $b$  и  $c$  производилось сопоставление динамики забойного давления, рассчитанной с использованием этих параметров, с динамикой фактического забойного давления. Степень соответствия расчетного давления фактическому помимо прочего свидетельствовала о качестве использованной входной информации и, прежде всего, заданной динамики дебита скважины. Поэтому в одном случае, когда указанное соответствие после задания динамики дебита описанными выше способами было особенно плохим, динамика дебита была скорректирована методом подбора до получения существенно лучшего соответствия расчетного давления фактическому (скв. 145).

Следует отметить, что в семи исследованиях (скв. 122, 133, 137, 141, 145, 208 и 216), для которых был известен изначально только дебит на режиме перед снятием КВД, этот дебит оказался одинаковым – 93,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Очевидно, это обстоятельство трудно объяснить чем-то иным кроме какой-либо ошибки.

С другой стороны, в ходе обработки данных ГДИ было замечено, что если подобрана динамика дебита, обеспечивающая хорошее соответствие расчетного забойного давления фактическому, то задаваемый массив дебитов может быть умножен на произвольный коэффициент  $d$ , значение которого варьируется в достаточно широком диапазоне. Таким образом, при обработке ГДИ с измененным дебитом качество воспроизведения забойного давления не изменится, функция влияния увеличится во всех точках в  $d$  раз, коэффициент  $b$  – в  $d^2$  раз, коэффициент  $c$  останется неизменным. Это свидетельствует о том, что нелинейности фильтрации флюида в ПЗП исследованных скважин несущественны.

### Результаты интерпретации ГДИ

Результаты интерпретации ГДИ скважин Мыльджинского ГКМ сведены в таблицу. При этом в качестве коэффициента линейного сопротивления  $a$  принималось стабилизированное значение функции влияния или ее значение

## Результаты интерпретации ГДИ скважин Мылдзжинского ГКМ

Номер скважины	Дата проведения исследования	Линейный коэффициент сопротивления в ПЗП, $a$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> / (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	Квадратичный коэффициент сопротивления в ПЗП, $b$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> / (тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>	Свободный член сопротивления в ПЗП, $c$ (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	Сумма квадратов отклонений расчетного забойного давления от фактического, (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	Стабилизация функции влияния, ч	Оценка коэффициента гидропроводности, $kh/\mu$ , Дарси · см / сП
107	02.01 – 07.01.2008	49,91	0,050994	12,3	301,5	1,53	—/—
107	24.08 – 03.09.2008	36,31	0,010291	198,6	181,5	—/—	3315,5
122	16.08 – 25.08.2008	161,19	0,046034	-142,4	16488,5	—/—	1172,9
125	09.07 – 22.07.2008	499,39	0	-302,3	222,1	—/—	196,6
127	09.07 – 24.07.2008	304,13	0	1107,2	971,0	74,63	32,5
133	25.08 – 06.09.2008	186,67	0,558666	60,0	4001,5	—/—	165,7
137	14.08 – 19.08.2008	181,16	0,224775	280,4	4908,9	—/—	174,0
141	14.06 – 17.06.2008	23,11	0,025841	73,4	39,2	—/—	1830,1
141	06.09 – 11.09.2008	41,88	0,042555	-3,1	22,5	—/—	998,5
145	29.08 – 09.09.2008	221,06	0,243803	-57,9	6235,6	—/—	238,4
202	27.12.2007 – 01.01.2008	39,23	0,011319	-17,7	120,5	—/—	1081,3
203	25.05 – 31.05.2008	15,14	0,000187	5,5	102,4	—/—	3033,7
204	18.06 – 22.06.2008	43,24	0	-3,2	237,1	—/—	429,3
205	31.05 – 05.06.2008	6,54	0,005782	16,0	4,8	—/—	4972,4
208	05.09 – 09.09.2008	25,93	0,109989	-5,5	154,5	—/—	1231,8
210	16.06 – 20.06.2008	25,51	0	-1,8	235,3	—/—	2017,1
211	03.06 – 07.06.2008	385,78	0,093692	964,5	782,3	—/—	94,0
216	28.05 – 04.06.2008	24,33	0	10,1	67,0	—/—	1205,0
216	01.09 – 08.09.2008	29,20	0,165094	14,1	648,2	—/—	634,1
217	12.06 – 16.06.2008	48,52	0,070648	3,2	437,7	31,57	783,8

в конечной точке, если стабилизация функции влияния не была достигнута.

Для участков, выбираемых при помощи диагностической кривой, параметр проводимости  $kh/\mu$  оценивался по формуле (4). Если таких участков было больше одного, то в таблицу заносилось наибольшее значение параметра. В ряде случаев, когда на диагностической кривой в силу ее флуктуаций было трудно четко выделить горизонтальный участок, параметр

проводимости определялся по «средним» точкам условно горизонтального интервала, находящимся примерно на одинаковой высоте от оси логарифма времени.

На рис. 1–3 показана обработка результатов исследований на примере скв. 205 (приведены, соответственно, сопоставление фактического давления на забое скважины с расчетным, функция влияния и диагностическая кривая).

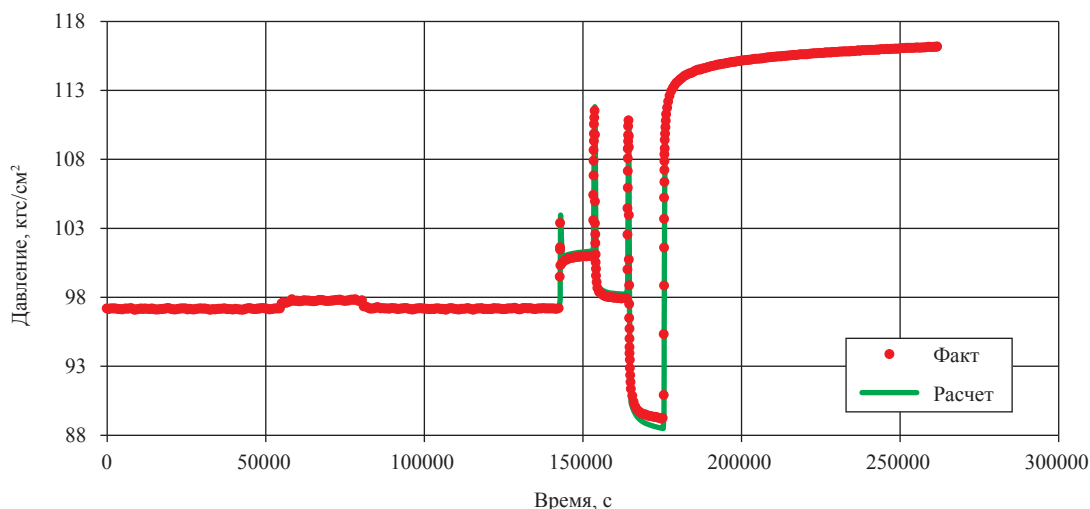


Рис. 1. Сопоставление динамики расчетного забойного давления с фактическим в процессе ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.

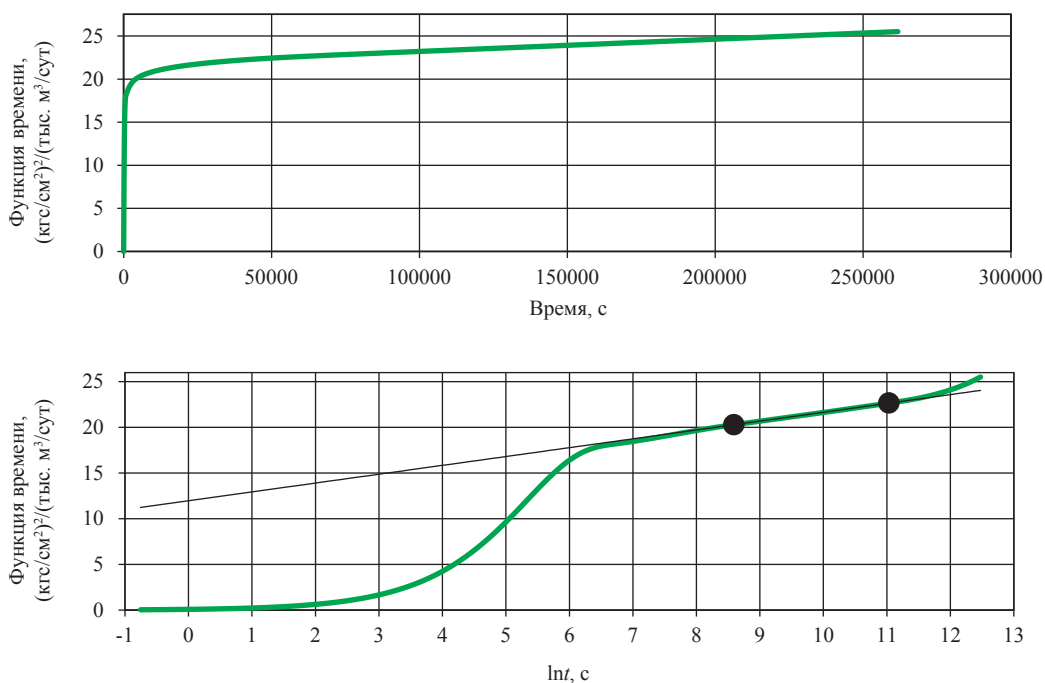
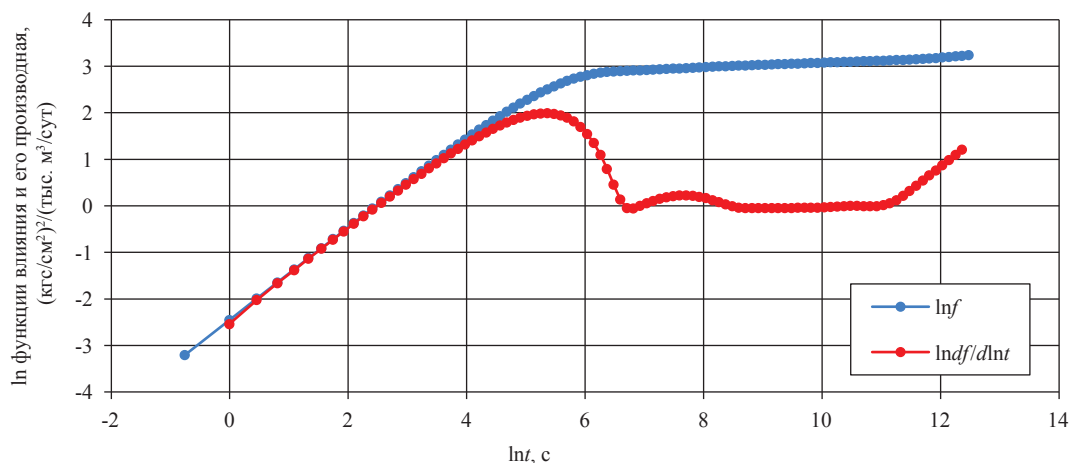


Рис. 2. Функция влияния по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.



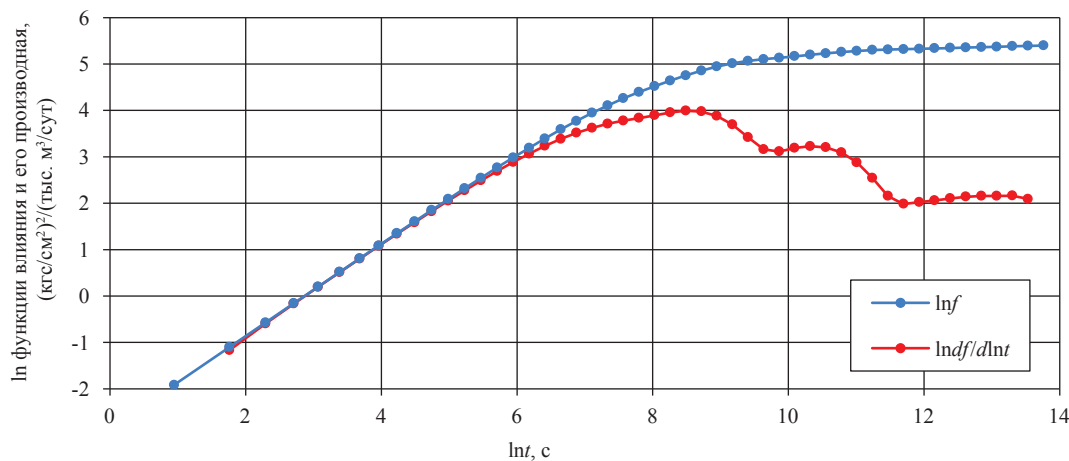
**Рис. 3. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.**

Диагностическая кривая данного исследования (рис. 3) имеет «классический» вид с ярко выраженным идеально горизонтальным участком, по которому было определено значение проводимости, представленное в таблице. Перед ним можно выделить менее выраженный участок, соответствующий меньшей проводимости – 1567,1 Дарси · см / сП. Конечный участок диагностической кривой свидетельствует о проявлении непроницаемой границы области дренирования или о существенном снижении проводимости на ее периферии.

Результаты исследований ряда других скважин можно также интерпретировать как свидетельствующие о наличии в окрестности забоя зон с различной проницаемостью (скв. 122, 141, 145, 205, 216). Наиболее наглядно это вы-

ражено в результатах исследования скв. 145, так как оно было единственным, для которого, как уже указывалось, была тщательно подобрана динамика дебита, чтобы улучшить воспроизведение забойного давления, поскольку более простые способы задания дебита не давали в этом плане хорошего результата. В процессе подбора дебита сумма квадратов отклонений расчетного забойного давления от фактического была снижена в 9 раз.

Также после подбора дебита изменились и параметры скважины, в наибольшей степени коэффициент  $b$  – он увеличился 2,35 раза. Но вид диагностической кривой, представленной на рис. 4, при этом поменялся мало. Это, с одной стороны, свидетельствует о важности точного и непрерывного измерения дебита



**Рис. 4. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 145 в период 29.08 – 09.09.2008 г.**

в процессе исследований, а с другой – о возможности делать некоторые диагностические выводы даже при отсутствии такой точности.

На диагностической кривой рис. 4 можно выделить два практически горизонтальных участка. Это свидетельствует о том, что вблизи скважины находится зона ухудшенной проводимости (77,5 Дарси · см / сП), а дальше – зона более высокой проводимости (ее значение приведено в таблице). Проводимость даже этой улучшенной зоны весьма низкая, но, вероятно, такой результат обусловлен ошибкой в задании дебита перед снятием КВД.

Конечный участок указанной диагностической кривой показывает, что возмущение пласта в ходе исследования не достигло границы области дренирования скважины.

Соответствующие выводы по структуре призабойной зоны на основании вида диагностической кривой были сделаны и в отношении остальных исследованных скважин. Таким образом, проведенные работы по интерпретации результатов ГДИ скважин Мыльджинского ГКМ с использованием функции влияния позволяют утверждать следующее:

1) полученное в ряде случаев высокое качество воспроизведения динамики забойно-

го давления свидетельствует о возможности применения этой методики для получения параметров скважин, которые в дальнейшем могут быть использованы для прогноза добычи на месторождении. Те случаи, когда качество воспроизведения забойного давления не высоко, вероятнее всего обусловлены погрешностями в задании динамики дебита скважин;

2) перестройка получаемой в результате интерпретации функции влияния в билогарифмическую диагностическую кривую позволяет получить представление о структуре призабойной зоны исследованной скважины. Поскольку диагностическая кривая очень чувствительна к погрешности исходных данных, это представление следует рассматривать как предполагаемое и, желательно, подтвердить другими средствами, например имеющимися данными о геологическом строении залежи и численным гидродинамическим моделированием;

3) для повышения качества обработки данных ГДИ и более тонкой их интерпретации при исследовании скважин наряду с замером забойного давления необходимо обеспечивать синхронный замер дебита скважин.

### Список литературы

1. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 270 с.
2. Coats K.H. Determination of Aquifer Influence Function from Field Data / K.H. Coats, L.A. Rapoport, J.R. McCord et al. // JPT / – Dec. 1964.
3. Программный комплекс Influx: руководство пользователя / отдел ПХГ ООО «ВНИИГАЗ». – М.: ВНИИГАЗ, 2002. – 69 с.
4. Bourdet D.P. A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis / D.P. Bourdet, T.M. Whittle, A.A. Douglas et al. // World Oil. – May 1983. – P. 95–106.
5. Von Schroeter T. Deconvolution of Well Test Data a Nonlinear Total Least Square Problem / T. Von Schroeter, F. Hollaender, A. Gringarten // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, LA, Sept. 30 – Oct. 3 2001.



УДК 536.42

**И.С. Александров, А.А. Герасимов, Е.Б. Григорьев**

## **База экспериментальных данных о термодинамических свойствах галогенозамещенных бензола**

Бензол и его галогенопроизводные широко используются в промышленности при производстве полимеров, органических растворителей, защитных покрытий и т.д. Таким образом, они относятся к технически важным веществам, для которых необходимо иметь надежные справочные данные о термодинамических свойствах в широком диапазоне температур и давлений. В настоящее время термодинамические свойства технически важных веществ получают на основе фундаментальных уравнений состояния. Так, для бензола разработано достаточно надежное уравнение состояния [1], однако для его производных – фтор-, хлор-, бром- и йодбензола – насколько известно, надежные уравнения состояния отсутствуют.

Следует отметить, что разработка фундаментального уравнения состояния какого-либо вещества невозможна без надежной базы экспериментальных данных для него. Настоящая работа посвящена обзору и анализу экспериментальных данных о галогенозамещенных бензола, на основе которого в последующем будут разрабатываться надежные и широкодиапазонные уравнения состояния указанных веществ.

### **Термические свойства**

Наиболее широко PVT-зависимость фтор- и хлорбензола исследована в 1980-е гг. в Институте нефти и химии им. М. Азизбекова [2–4]. Измерения проводились методом пьезометра постоянного объема. В работе [2] – в диапазоне температур 473–648 К и при давлениях до 9 МПа, а в [3] – в диапазоне температур 298–548 К и при давлениях до 50 МПа. Для хлорбензола [4] температурный диапазон измерений составил 298–623 К при давлениях до 50 МПа. Максимальная относительная погрешность опытных данных по плотности, по оценке авторов, не превышает 0,1 %. Чистота исследуемого образца для фторбензола составляла 99,95 %. Для хлорбензола следует также отметить работу [5], в которой рассмотрена PVT-зависимость жидкого хлорбензола в диапазоне температур 293–579 К и при давлениях до 50 МПа. Имеются также расчетные данные о плотности указанных веществ [6] на основе экспериментальных данных о скорости звука.

Среди зарубежных авторов по фторбензолу следует отметить работы [7, 8]. В [7] диапазон исследований по температуре при атмосферном давлении составлял 548–623 К, погрешность измерения – 0,03 %. В работе [8] плотность исследована при атмосферном давлении в диапазоне температур 373–623 К. Для хлорбензола среди относительно новых работ следует отметить [9], в которой диапазон исследования составил 278–338 К и 0,1–300 МПа, чистота исследуемого образца – 99,5 %. Погрешность опытных данных при давлениях до 50 МПа составила 0,1 %, а при давлениях 50 МПа и выше – 0,05 %. В работе [10] представлены результаты измерения сжимаемости (и соответственно плотности) 18 веществ, в том числе жидкого хлорбензола. Все измерения выполнены на трех изотермах – 273,15; 323,15 и 368,15 К в широком диапазоне давлений – от 0,1 до 1080 МПа. Погрешность измерения плотности составляла 1,5–2,0 %.

Термические свойства бром- и йодбензола исследованы менее подробно. Для бромбензола имеется уже упоминавшееся исследование [10], а также работа [11], в которой плотность бромбензола исследована в диапазоне температур 248–473 К

### **Ключевые слова:**

бензол,  
термические  
свойства,  
температура,  
давление,  
калорические  
свойства.

### **Keywords:**

benzene,  
thermal properties,  
temperature,  
pressure,  
caloric properties.

и при давлениях до 30 МПа. Измерения проводились вибрационным денсиметром при чистоте образца свыше 0,99 %. Погрешность измерения составила 0,02 % при температурах ниже 413,15 К и 0,03 % для более высоких температур. Для йодбензола имеются только расчетные данные из [6].

### Термические свойства на линии насыщения

Давление насыщенных паров и плотности на линии насыщения для всех четырех веществ рассматриваются в [12, 13]. Упругость паров фторбензола также исследовалась в работах [7] и [14]. В последней исследовании проводились в диапазоне температур 313–394 К методом сравнительной эбуллиометрии. Для хлор- и бромбензола, помимо [12, 13], имеются также достаточно устаревшие (1885 г.) данные [15]. Измерения выполнены в диапазоне температур 300–423 К, погрешность измерения авторами не заявлялась. Среди более поздних работ следует отметить [16], в которой определялось давление паров хлорбензола методом сравнительной эбуллиометрии в диапазоне температур 335–405 К. К более современным относится работа [17], в которой исследовалось парожидкостное равновесие бинарных растворов с хлорбензолом. Чистота образца хлорбензола составляла 99,99 %. Измерения проводились эбуллиометрическим методом в диапазоне температур 320–462 К. Точность измерения температуры цифровым термометром составляла  $\pm 0,1$  К, а давления цифровым манометром –  $\pm 0,1$  КПа. Плотность насыщенной жидкости хлор- и бромбензола была измерена в [18] в диапазоне температур 277–373 К. Среди более поздних работ по определению плотности насыщенной жидкости можно выделить следующие: [11] (бромбензол – диапазон температур – 248–413 К); [19] (хлор- и бромбензол – диапазон температур – 288–338 К); [5] (хлорбензол – диапазон температур – 292–392 К), [20] (бром- и йодбензол – диапазон температур – 233–323 К), а также расчетные данные [6]. По плотности насыщенной газовой фазы по всем исследуемым веществам имеются только данные [12, 13].

### Калорические свойства

Широкодиапазонные исследования изобарной теплоемкости фтор- и хлорбензола проводились при диапазоне температур 293–633 К и давлениях до 15,0 МПа [21–23]. Изучены жидкая, паровая фазы, а также область макси-

мумов. Изобарная теплоемкость определялась методом проточного адиабатического калориметра. Чистота исследуемых образцов фтор- и хлорбензола составила 99,92 %, погрешность измерения без учета ошибок отнесения – 0,44 %. С учетом ошибок отнесения предельная погрешность экспериментального определения теплоемкости составила 0,54–1,44 %, причем верхнее значение соответствует области максимумов и значениям на линии насыщения вблизи критической точки.

Среди зарубежных исследований следует отметить [19], где рассмотрена изобарная теплоемкость хлор- и бромбензола. Измерения проводились при атмосферном давлении в диапазоне температур 283–353 К с помощью дифференциального сканирующего калориметра. Чистота исследуемых образцов составила для хлорбензола свыше 99,5 %, а для бромбензола – свыше 99 %. Погрешность экспериментального определения теплоемкости, по оценке авторов, не превышает 0,15 %. В более ранней работе [24] были исследованы теплоемкость бромбензола в твердой и жидкой фазах в диапазоне температур 11–300 К при атмосферном давлении, а также определены энтальпия плавления и параметры тройной точки. Измерения проводились в адиабатическом калориметре при чистоте исследуемого образца 99,998 %. Погрешность измерения составляет 0,2 % при температурах выше 50 К и при более низких температурах достигает 2 %. Среди работ по изучению теплоемкости йодбензола известна только [25], в которой теплоемкость исследовалась калориметрическим методом при атмосферном давлении в диапазоне температур 250–308 К.

### Скорость звука

Скорость звука всех четырех веществ исследовалась в основном отечественными авторами, в лаборатории Курского государственного университета. Среди них можно выделить данные, полученные в уже упоминавшейся работе [6], а также [26, 27], где скорость звука измерялась импульсным методом фиксированного расстояния вдоль линии насыщения в температурном интервале от точки плавления до точки кипения. Температура определялась платиновым термометром с погрешностью 0,05 К. Погрешность измерения скорости звука не превышала 0,1 %. В работе [6] для фтор- и хлорбензола методом акустического пьезоэ-

тра [28] исследована скорость звука в однофазной области в диапазоне температур 293–423 К и при давлениях до 600 МПа. Среди зарубежных авторов следует отметить работу [29], в которой скорость звука фтор-, хлор- и йодбензо-

ла исследовалась на линии насыщения в узком диапазоне температур – 273–323 К. В таблице представлен перечень экспериментальных работ по исследованию термодинамических свойств галогенозамещенных бензола.

### Перечень экспериментальных работ по исследованию термодинамических свойств галогенозамещенных бензола

Год	Авторы, источник	Число точек	Диапазон исследования	
			$T, K$	$p, MPa$
<b>Фторбензол</b>				
PVT-данные				
1958	D.R. Douslin et al. [7]	5	548–623	0,1
1977	B. Kaussmann et al. [8]	21	373–623	0,1
1985	Ф.Г. Абдуллаев и др. [2]	117	473–648	0,1–9,0
1989	Ф.Г. Абдуллаев и др. [3]	94	298–548	1,3–50,0
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	120	293–423	10,0–600,0
Давление насыщенных паров $p_v$				
1889	S. Young [12]	79	255–553	
1956	D.W. Scott et al. [14]	14	313–394	
1958	D.R. Douslin et al. [7]	19	357–560	
Плотность насыщенной жидкой фазы $\rho_l$				
1896	W.H. Perkin [18]	6	277–298	
1910	S. Young [13]	28	273–553	
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	5	293–298	
Изобарная теплоемкость $c_p$				
1986	Т.С. Ахундов и др. [21]	247	293–633	0,5–15,0
1987	А.А. Гусейнов [23]	777	293–633	0,1–25,0
Скорость звука $w$				
1949	R.T. Lagemann et al. [29]	10	273–323	Насыщ.
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	121	293–423	10,0–600,0
<b>Хлорбензол</b>				
PVT-данные				
1931	P.W. Bridgman [10]	30	273–368	0,1–1080
1975	К.Д. Гусейнов и др. [5]	65	293–579	5,0–50,0
1984	Ф.Г. Абдуллаев и др. [4]	116	298–623	1,3–50,0
1991	В.Н. Вервейко и др. [6] (расчет)	131	293–423	10,0–600,0
1997	A.J. Easteal et al. [9]	276	278–338	0,1–300,0
Давление насыщенных паров $p_v$				
1885	W. Ramsay et al. [15]	45	300–423	
1889	S. Young [12]	37	276–543	
1910	S. Young [13]	31	273–632	
1952	I. Brown [16]	24	335–404	
1998	A. Dejoz et al. [17]	94	320–462	
Плотность насыщенной жидкой фазы $\rho_l$				
1889	S. Young [12]	32	273–543	
1896	W.H. Perkin [18]	20	277–373	
1975	К.Д. Гусейнов и др. [5]	4	292–392	
2007	P. Goralski et al. [19]	6	288–338	
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	6	298–373	
Изобарная теплоемкость $c_p$				
1986	Т.С. Ахундов и др. [22]	247	293–633	0,5–15,0
1987	А.А. Гусейнов [23]	545	293–633	0,1–25,0
2007	P. Goralski et al. [19]	35	283–353	0,1
Скорость звука $w$				
1949	R.T. Lagemann et al. [29]	7	273–323	Насыщ.
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	132	293–423	10,0–600,0
<b>Бромбензол</b>				
PVT-данные				
1931	P.W. Bridgman [10]	22	273–368	0,01–882,0
2008	G. Schilling et al. [11]	190	248–473	30,0

## Окончание табл.

Год	Авторы, источник	Число точек	Диапазон исследования	
			$T, K$	$p, MPa$
Давление насыщенных паров $p_v$				
1885	W. Ramsay et al. [15]	44	315–428	
1889	S. Young [12]	31	300–543	
1910	S. Young [13]	24	303–543	
Плотность насыщенной жидкой фазы $\rho_l$				
1896	W.H. Perkin [18]	20	277–373	
1965	S. Mallikarjun et al. [20]	10	233–323	
2007	P. Goralski et al. [19]	6	288–338	
2008	G. Schilling et al. [11]	9	248–413	
Изобарная теплоемкость $c_p$				
1975	J.F. Masi et al. [24]	31	243–300	0,1
2007	P. Goralski et al. [19]	35	283–353	0,1
Скорость звука $w$				
1972	А.В. Корабельников и др. [26]	35	273–623	Насыщ.
2005	Ю.А. Неручев и др. [27]	29	243–433	Насыщ.
Иодбензол				
PVT-данные				
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	120	293–423	10,0–600,0
Давление насыщенных паров $p_v$				
1889	S. Young [12]	62	302–543	
1910	S. Young [13]	24	303–543	
Плотность насыщенной жидкой фазы $\rho_l$				
1965	S. Mallikarjun et al. [20]	9	233–323	
1991	В.Н. Вервейко и др. [6]	7	293–423	
Изобарная теплоемкость $c_p$				
1937	D.R. Stull [25]	8	250–308	0,1
Скорость звука $w$				
1949	R.T. Lagemann et al. [29]	8	273–323	Насыщ.
2005	Ю.А. Неручев и др. [27]	22	243–463	Насыщ.

Выполненный анализ показал, что имеются достаточно надежные и широкодиапазонные данные о термодинамических свойствах фтор- и хлорбензола, на базе которых могут быть раз-

работаны фундаментальные уравнения состояния.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 13-08-00421-а.*

## Список литературы

- Sun L. Universal equation of state for engineering application: algorithm and application / L. Sun, J.E. Ely // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – V. 222–223. – P. 107–118.
- Абдуллаев Ф.Г. P-V-T зависимость фторбензола / Ф.Г. Абдуллаев, И.А. Джабиев // Журнал физической химии. – 1985. – Т. 59. – С. 305–307.
- Абдуллаев Ф.Г. Плотность фторбензола в жидкой фазе / Ф.Г. Абдуллаев, Т.С. Ахундов, И.А. Джабиев // Известия высших учебных заведений. – 1989. – № 4. – С. 47–50. – (Нефть и газ).
- Абдуллаев Ф.Г. Экспериментальное исследование зависимости давление-объем-температура и уравнение состояния хлорбензола / Ф.Г. Абдуллаев, И.А. Джабиев // Известия высших учебных заведений. – 1984. – № 27. – № 8. – С. 58–63. – (Нефть и газ).
- Гусейнов К.Д. Экспериментальное определение теплопроводности и P-V-T зависимости жидких хлор- и изопропилбензола / К.Д. Гусейнов, Б.М. Мирзоев // Известия высших учебных заведений. – 1975. – № 18. – № 12. – С. 57–60. – (Нефть и газ).
- Вервейко В.Н. Акустические и PVT свойства бензола и толуола в широком диапазоне температур и давлений (до 600 МПа) / В.Н. Вервейко, Г.А. Мельников, Я.Ф. Мелихов // Теплофизические свойства веществ и материалов – Ультразвук и термодинамические свойства вещества. – 1991. – Т. 30. – С. 5–16.
- Douslin D.R. The Pressure-Volume-Temperature Properties of Fluorobenzene / D.R. Douslin, R.T. Moore, J.P. Dawson, G. Waddington // J. Am. Chem. Soc. – 1958. – Vol. 80, № 9. – P. 2031–2038.

8. Kausmann B. Second virial coefficient and viscosity coefficient of fluorobenzene vapor and their calculation from Lennard-Jones-(m-n) equations for the intermolecular potential / B. Kausmann, R. Matzky, G. Opel, E. Vogel // *Z. Phys. Chem. (Leipzig)*. – 1977. – Vol. 258. – P. 730–742.
9. Easteal A. J. PVT Property Measurements for Liquid Chlorobenzene and 1,2-Dichlorobenzene from (278 to 338) K and (0.1 to 300) MPa / A.J. Easteal, P.J. Back, L.A. Woolf // *J. Chem. Eng. Data*. – 1997. – Vol. 42. – P. 1261–1265.
10. Bridgman P.W. The Volume of Eighteen Liquids as a Function of Pressure and Temperature / P.W. Bridgman // *Proc. Am. Acad. Arts Sci.* – 1931. – Vol. 66. – P. 185–233.
11. Schilling G. Measurement and correlation of the (P, V, T) relation of liquid n-heptane, n-nonane, 2,4-dichlorotoluene and bromobenzene in the temperature range from (233.15 to 473.15) K at pressures up to 30 MPa for use as density reference liquids / G. Schilling, R. Kleinrahn, W. Wagner // *J. Chem. Thermodyn.* – 2008. – Vol. 40. – P. 1095–1105.
12. Young S. On the vapor pressures and specific volumes of similar compounds of elements in relation to the position of those elements in the periodic table / S. Young // *J. Chem. Soc., Faraday Trans.* – 1889. – Vol. 55. – P. 486–521.
13. Young S. The vapour-pressures, specific volumes, heats of vaporisation, and critical constants of thirty pure substances / S. Young // *Sci. Proc. R. Dublin Soc.* – 1910. – Vol. 12, № 31. – P. 374–443.
14. Scott D.W. Fluorobenzene: thermodynamic properties in the solid, liquid and vapor states; a revised vibrational assignment / D.W. Scott, J.P. McCullough, W.D. Good et al. // *J. Am. Chem. Soc.* – 1956. – Vol. 78. – P. 5457–5463.
15. Ramsay W. A method for obtaining constant temperature / W. Ramsay, S. Young // *J. Chem. Soc.* – 1885. – Vol. 47. – P. 640.
16. Brown I. Liquid-vapour equilibria. III. The systems benzene-n-heptane, n-hexane-chlorobenzene, and cyclohexane-nitrobenzene / I. Brown // *Aust. J. Sci. Res.* – 1952. – Vol. A5. – P. 530–540.
17. Dejoz A. Phase equilibria and variation of the azeotropic composition with pressure for binary mixtures of 1-propanol+chlorobenzene and 1-butanol+chlorobenzene / A. Dejoz, V. Gonzalez-Alfaro, F.J. Llopis, M. I. Vazquez // *Fluid Phase Equilib.* – 1998. – Vol. 145. – P. 287–299.
18. Perkin W.H. LXIX. On Magnetic Rotatory Power, Especially of Aromatic Compounds / W.H. Perkin // *J. Chem. Soc.* – 1896. – Vol. 69. – P. 1025–1257.
19. Goralski P. Heat Capacities and Densities of Some Liquid Chloro-, Bromo- and Bromochloro-Substituted Benzenes / P. Goralski, H. Piekarski // *J. Chem. Eng. Data*. – 2007. – Vol. 52. – P. 655–659.
20. Mallikarjun S. Temperature dependence of viscosity and dielectric relaxation time in simple polar liquids / S. Mallikarjun, N.E. Hill // *Trans. Faraday Soc.* – 1965. – Vol. 61. – P. 1389–1398.
21. Ахундов Т.С. Изобарная теплоемкость жидкого фторбензола при 293.15–633.15 К и до 15.0 МПа / Т.С. Ахундов, Ф.Г. Абдуллаев, А.А. Гусейнов // *Известия высших учебных заведений*. – 1986. – № 29. – С. 78. – (Нефть и газ).
22. Ахундов Т.С. Изобарная теплоемкость жидкого хлорбензола при 293.15–633.15 К и давлениях до 15 МПа / Т.С. Ахундов, Ф.Г. Абдуллаев, Р.Т. Ахундов и др. // *Известия высших учебных заведений*. – 1986. – № 29. – С. 56. – (Нефть и газ).
23. Гусейнов А.А. Изобарная теплоемкость фторбензола и хлорбензола: автореф. дис. ... канд. тех. наук / А.А. Гусейнов. – Баку, 1987. – 24 с.
24. Masi J.F. Some thermodynamic properties of bromobenzene from 0 to 1500 K / J.F. Masi, R.B. Scott // *J. Res. Natl. Bur. Stand. – Sect. A*. – Vol. 79, № 5. – P. 619–628.
25. Stull D.R. A semi-micro calorimeter for measuring heat capacities at low temperatures / D.R. Stull // *J. Am. Chem. Soc.* – 1937. – Vol. 59. – P. 2726–2733.
26. Корабельников А.В. Акустические и термодинамические свойства некоторых монозамещенных бензола / А.В. Корабельников, Н.Ф. Отпущенников, О.П. Иванова // *Курский государственный педагогический институт: сб. тр.* – 1972. – Т. 7. – С. 89–106.
27. Неручев Ю.А. Исследования скорости ультразвука в органических жидкостях на линии насыщения / Ю.А. Неручев, М.Ф. Болотников, В.В. Зотова // *ТВТ*. – 2005. – Т. 43. – № 2. – С. 274–316.
28. Вервейко В.Н. Исследование ароматических углеводородов и их галогенозамещенных методом акустического пьезометра при высоких давлениях / В.Н. Вервейко, Г.А. Мельников // *Ультразвук и термодинамические свойства вещества: сб. ст.* – 1991. – Т. 30. – С. 5–16.
29. Lagemann R.T. Temperature variation of ultrasonic velocity in liquids / R.T. Lagemann, D.R. McMillan, W.E. Woolf // *J. Chem. Phys.* – 1949. – Vol. 17. – № 4. – P. 369–373.

УДК 550.8.08

**А.Л. Ковалев, Е.В. Шеберстов**

## **Геомеханическая модель горного массива, содержащего разрабатываемую нефтегазовую залежь или подземное хранилище газа**

**Ключевые слова:**  
геомеханическая модель, горный массив, нефтегазовая залежь, гидродинамическое поле.

**Keywords:**  
geomechanical model, mountain range, oil and gas reservoir, the hydrodynamic field.

Геомеханические процессы, сопровождающие разработку месторождений углеводородов и функционирование подземных хранилищ газа, приводят к деформации земной поверхности, воздействуют на приповерхностные сооружения, вызывают разрушение прилегающих к скважинам пород и скважинного оборудования. Технологические и экологические последствия этих воздействий давно стали предметом изучения. Опубликованы результаты экспериментальных и промысловых исследований, предложены теоретические модели и расчетные методики, появились обобщающие монографии [1–3]. Оценка геомеханических рисков становится обязательной частью проектов разработки. На повестке дня – создание методической основы нормативных документов ОАО «Газпром» для расчета последствий различного рода воздействий. Здесь можно выделить две группы задач, различающихся механизмами деформирования и размерами деформируемых областей. К одной группе относятся задачи оценки геомеханических воздействий на крепь скважины и ее фильтровую часть. Для их решения необходимы модели деформирования и разрушения горных пород в непосредственной окрестности скважин. Задачи этого типа характерны, в частности, для скважин морских месторождений. Примером могут служить скважины Штокмановского, Приразломного, Киринского месторождений. В оценке прочности их фильтровых частей участвовал Центр исследования нефтегазовых пластовых систем ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с Институтом проблем механики РАН и фирмой Total (Штокмановское ГКМ) [5–7]. В настоящей статье рассматриваются задачи второй группы, для решения которых необходимо моделирование деформаций массива горных пород, содержащего разрабатываемое месторождение или подземное хранилище газа (ПХГ). Эти задачи связаны с оценкой проседания поверхности над объектом и опасных воздействий на трубопроводы и промысловое оборудование. Такая задача рассматривалась многими исследователями. Опубликован ряд методов, различающихся детальностью представления геологического строения массива и моделью деформирования. Предлагаемая ниже модель основана на численном решении системы уравнений геомеханики и подземной гидродинамики. Сетка геомеханической модели охватывает надпродуктивную, продуктивную и подстилающую часть разреза; по латерали сеточная область многократно превышает размеры залежи и включает часть горного массива, затронутую гидродинамическими или геодинамическими воздействиями. По степени детализации, допускаемой компьютерной программой, ее можно использовать в качестве исходного модуля при создании постоянно действующей модели геодинамического мониторинга.

Возможности модели и проблемы, связанные с ее наполнением и корректировкой, иллюстрируются в настоящей статье на примере уникального морского газоконденсатного месторождения (ГКМ), включающего две залежи. Ориентировочные размеры залежей и прочие параметры заимствованы из описания Штокмановского ГКМ [10]: глубина моря – 320–340 м, глубина залегания продуктивных горизонтов – 1900–2400 м. Залежи имеют приблизительно круговую форму диаметром (по внешнему ГВК) в среднем 40 км. Общий этаж газоносности – около 600 м с учетом неколлатора, разделяющего газовые пласты.

Рассматриваются деформационные процессы, вызванные снижением давления в залежах в процессе разработки месторождения. Вводится декартова система координат  $(x, y, z)$ . Ось  $z$  направлена вертикально вниз, начало отсчета ( $z = 0$ ) расположено на уровне дна моря. В случае применения индексных операций используется соответствие  $(x, y, z) \equiv (x_1, x_2, x_3)$ . Область моделирования  $M$  представлена параллелепипедом

$$M: |x| \leq L_x, |y| \leq L_y, 0 \leq z \leq H. \quad (1)$$

Напряженно-деформированное состояние (НДС) массива (1) описывается вектором перемещений  $U_i$ , тензором деформаций  $\varepsilon_{ij}$  и тензором полных напряжений  $\Gamma_{ij}$ . За начальное состояние принимается состояние массива перед началом разработки. Так как разработка месторождения – длительный процесс и скорость изменения давления мала, то принимается квазистатическая модель, т.е. предполагается, что в каждый момент времени выполняются условия статического равновесия, соответствующие пластовому давлению на этот момент:

$$\frac{\partial \Gamma_{ij}}{\partial x_i} + \rho \vec{g} = 0; \quad (2)$$

$$\rho = m\rho_f + (1 - m)\rho_s; \quad (3)$$

$$\rho_f = S_g\rho_g + S_w\rho_w, \quad (4)$$

где  $\rho_f, \rho_s$  – плотности флюида и твердого скелета;  $m$  – коэффициент пористости;  $S_g, S_w$  – коэффициенты насыщенности порового пространства газом и водой;  $\rho_g, \rho_w$  – плотности газа и воды;  $\vec{g} = (0, 0, g)$ ,  $g$  – ускорение свободного падения. Растяжению соответствуют положительные значения напряжений и деформаций.

Полагаем, что пластические деформации, возникновение которых возможно лишь в узких прискважинных областях, не окажут существенного влияния на перемещение морского дна. Поэтому для связи напряжений и деформаций принята линейная модель пороупругого тела Гука–Терцаги–Био:

$$\Gamma_{ij} = \lambda \cdot e \cdot \delta_{ij} + 2G \cdot \varepsilon_{ij} + \beta \cdot P \cdot \delta_{ij}; \quad (5)$$

$$e = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}; \quad (6)$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right), \quad (7)$$

где  $G$  и  $\lambda$  – коэффициенты Ламе, которые выражаются через модуль Юнга и коэффициент Пуассона;  $\beta$  – коэффициент Био;  $P$  – поровое (пластовое) давление;  $\delta_{ij}$  – символ Кронекера. Коэффициент Био определяет влияние порового давления на напряженно-деформированное состояние породы и изменяется в диапазоне от 0 до 1. Нулевое значение коэффициента характеризует неколлектор, значения, близкие к единице, – коллектор. Таким образом, описываемая модель позволяет рассматривать совместное деформирование коллекторов и неколлекторов.

Область изменения порового давления  $G_{\Delta P}(t)$  включает газовые залежи и контактирующие с ними водоносные пласты. Предполагается, что эта область полностью заключена в массиве (1):

$$G_{\Delta P}(t) \subset M. \quad (8)$$

Изменение давления в области  $G_{\Delta P}(t)$  описывается гидродинамической моделью, включающей уравнения материального баланса для фаз (или для компонентов) и закон Дарси для потоков:

$$\frac{\partial (mS_a \rho_a)}{\partial t} + \text{div}(\rho_a q_a) = Q_a, \quad a = g, l, w; \quad (9)$$

$$q_a = -K \frac{k_a}{\mu_a} (\text{grad} P_a + \rho_a \vec{g}), \quad (10)$$

где  $g, l, w$  – индексы обозначения фаз (в общем случае – углеводородной газовой, углеводородной жидкой и воды);  $K$  – абсолютная проницаемость пористой среды;  $k_a, \mu_a$  – относительные проницаемости и вязкости фаз;  $Q_a$  – массовый расход отбора/закачки фазы (в источнике/стоке);  $q_a$  – объемный расход фильтрации фазы (в пласте).

Для численного решения сопряженной задачи (1)–(10) предложены два подхода. Наиболее часто применяется подход, основанный на раздельном расчете. Геомеханические поля рассчитываются при фиксированных гидродинамических полях, а гидродинамические – при фиксированных геомеханических полях. Второй, более строгий методически [11] подход (одновременный расчет связанных геомеханических и гидродинамических полей) сталкивается с большими вычислительными трудностями. В настоящей работе принят первый подход.

Численная модель создавалась на базе коммерческой программы Eclipse 300 версии 2005A, имеющей геомеханическую опцию. Однако в процессе работы выяснилась необходимость усложнения программы, с тем чтобы она могла использовать не только «собственный» гидродинамический блок, но и позволяла бы выполнять геомеханическую часть расчета с привлечением решений систем (9)–(10), полученных на другой модели. В частности, для расчета Штокмановского ГКМ были использованы гидродинамические поля давлений и насыщенных, полученные с помощью программы Eclipse 100. Способ масштабирования гидродинамического поля, полученного на гораздо более мелкой сетке, нежели сетка геомеханической модели, приводится ниже.

### Контрольные расчеты

Использование сложной коммерческой программы, код которой закрыт для пользователя, требует проведения контрольных расчетов с целью проверки правильности выбора исходных данных и их размерностей, выбора сетки и т.п. В качестве тестовых примеров были рассмотрены две задачи, допускающие независимое от коммерческой программы решение. В первом примере предполагалось, что параметры массива и вертикальная нагрузка на его поверхности не зависят от координат  $x$ ,  $y$ . Таким образом, все неизвестные (давление, пе-

ремещения, деформации, напряжения) зависят от одной координаты  $z$ . Этот пример помогает понять некоторые особенности деформирования массива, и его результаты важны не только как способ контроля вычислительного инструмента. В рассматриваемом случае приведенная выше система уравнений существенно упрощается и может быть решена путем простого численного интегрирования. Отличны от нуля только главные напряжения, в частности, из уравнения равновесия вдоль оси  $z$  следует:

$$\Gamma_{zz} = \Gamma_{zz}(0) - g \int_0^z \rho_r(z) dz, \quad (11)$$

где  $\Gamma_{zz}(0)$  – давление столба морской воды на дно.

Далее получаем

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\Gamma_{zz} + \beta P}{\lambda + 2G}; \quad (12)$$

$$U_z(z) = - \int_H^z \varepsilon_{zz} dz, \quad (13)$$

где  $H$  – глубина (координата) нижней границы расчетной области, принятой неподвижной.

Для вычисления интегралов использована квадратурная формула. Полученная численно-аналитическая модель сравнивалась с расчетами на геомеханической опции Eclipse. Были выполнены две серии расчетов, в которых, соответственно, варьировались значения коэф-

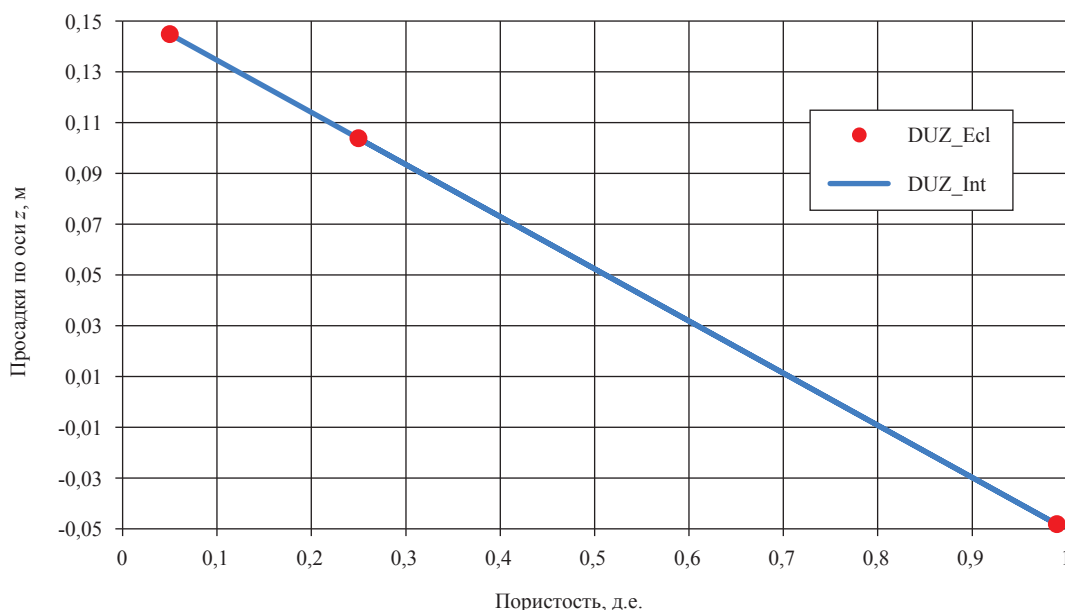


Рис. 1. Зависимость величины вертикальной просадки от коэффициента пористости в примере 1: DUZ\_Int – численно-аналитическое решение; DUZ\_Ecl – программа Eclipse



фициента пористости и глубина нижней границы. Толщина залежи была принята равной 200 м, модуль Юнга – 188 000 бар; коэффициенты Пуассона и Био – 0,117 и 0,836, соответственно. Результаты расчетов, представленные на рис. 1, 2, показывают совпадение (с точностью до погрешности округления) результатов Eclipse и численно-аналитического решения.

Что касается смысловой стороны примера, то рассмотренные условия справедливы для бесконечного по простиранию массива, ограниченного двумя горизонтальными плоскостями и содержащего газонасыщенный пласт. Причем нижняя граница массива неподвижна, а верхняя может перемещаться в вертикальном направлении. Можно также рассматривать элемент, вырезанный из этого пласта вертикальными плоскостями и имеющий в плане форму квадрата.

Предполагается, что стенки элемента абсолютно жесткие и гладкие и не препятствуют вертикальным перемещениям при отборе газа. Снижение давления приведет к уменьшению веса газонасыщенного слоя, что вызовет снижение нагрузки на нижерасположенный интервал и увеличение его толщины. В то же время из-за снижения давления произойдет увеличение эффективного сжимающего напряжения в продуктивном пласте и, как следствие, сокращение его толщины. Толщина интервала, рас-

положенного над пластом, не зависит от давления в пласте. В результате перемещение «дна» моря будет определяться разностью между увеличением толщины нижнего интервала и сокращением толщины продуктивного пласта.

При большой толщине подстилающих отложений величина просадки может принять отрицательное значение, т.е. вместо опускания дна будет наблюдаться ее подъем. Физический смысл этого становится ясным, если в рассматриваемой модели залежь и подстилающий ее неколлектор уподобить, соответственно, грузу и пружине. Снижение веса груза, очевидно, приведет к растяжению пружины. Чем больше будет снижен вес груза или чем длиннее пружина, тем на большую величину изменится длина последней. Увеличение пористости при фиксированном снижении плотности флюида приводит к большему снижению «веса» залежи, а повышение толщины подстилающего неколлектора – к удлинению пружины.

Реальная ситуация отличается от рассмотренного случая тем, что горные породы, содержащие разрабатываемую залежь, составляют единое целое с окружающими массивами неколлекторов, которые не испытывают уплотнения при отборе газа из залежи и ограничивают подвижность задренированной зоны. Это явление получило название «арочный эффект».

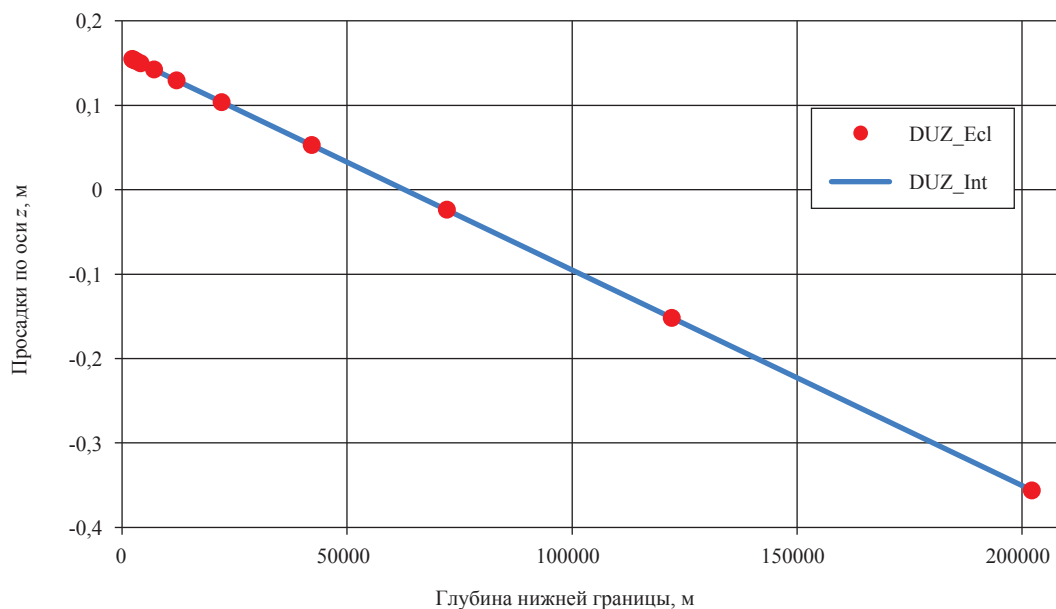


Рис. 2. Зависимость величины вертикальной просадки от глубины нижней границы расчетной области в примере 1: DUZ\_Int – численно-аналитическое решение; DUZ\_Ecl – программа Eclipse

Этот эффект учтен во втором контрольном примере: рассмотрена задача о НДС, создаваемом в однородном полупространстве  $z \geq 0$  снижением давления в ограниченной области  $V_f$  имитирующей газовую залежь. Решение задачи получено в виде суперпозиции двух известных решений [12].

Используя известную аналогию задач термоупругости и пороупругости, в качестве первого решения принято распределение напряжений и деформаций в бесконечном однородном упругом пространстве, возникшее вследствие изменения температуры в области  $V_f$ . Это решение выражается формулой, приведенной в [12] на стр. 36:

$$\vec{U}_1(x, y, z) = -\frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{4\pi E(1-\nu)} \operatorname{grad} \left( \int_{V_f} \beta \frac{\Delta P(x', y', z')}{r} dV' \right), \quad (14)$$

где

$$r = \sqrt{(x-x')^2 + (y-y')^2 + (z-z')^2},$$

$$dV' = dx'dy'dz'.$$

Здесь  $\vec{U}_1$  – вектор перемещения;  $\Delta P$  – изменение давления в области  $V_f$ , причем вне этой области  $\Delta P = 0$ ;  $E$  – модуль Юнга;  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

По известному перемещению можно с помощью соотношений пороупругости (5)–(7) определить напряжения, действующие на граничной плоскости  $z = 0$ . Чтобы удовлетворить исходному граничному условию:  $\Gamma_{zz}(0) =$  давление столба морской воды на дно, к решению (14) необходимо прибавить решение для полупространства с приложенными к плоскости  $z = 0$  напряжениями той же величины, но противоположного знака. Это решение выражается следующим интегралом ([12], стр. 42.):

$$\vec{U}_2(x, y, z) = \iint_{x'y'} B(x-x', y-y') \vec{S}(x', y') dx'dy', \quad (15)$$

где  $\vec{U}_2$  – вектор перемещения;  $B$  – матрица воздействия распределенной нагрузки, выражение для которой приведено в [12];  $\vec{S}$  – вектор распределенной нагрузки.

Сумма этих двух решений будет удовлетворять уравнениям геомеханической модели с любым напряжением на ограничивающей плоскости, обусловленным весом столба воды, поскольку в результате изменения давления в области  $V_f$  это напряжение не меняется. Для вычисления интегралов использованы квадратурные формулы. В окрестности особых точек применены аналитические выражения. Полученная численно-аналитическая модель сопоставлена с программой Eclipse на примере залежи, имеющей в плане форму квадрата размерами  $22000 \times 22000$  м и толщиной 200 м, находящейся в окружении неколекторов линейным размером 99000 м, под их слоем толщиной 2000 м и над их слоем 40000 м (до неподвижной границы). Модуль Юнга, коэффициенты Пуассона и Био принимались такими же, как в первом контрольном примере. Толщина подстилающего залежь неколектора и латеральные размеры его массива выбирались, как видим, достаточно большими, чтобы создать близкие условия для сопоставляемых моделей. Чтобы исключить влияние изменения плотности флюида, которое не учитывает численно-аналитическая модель, в модели Eclipse задавался флюид с плотностью, не зависящей от давления. Результаты сопоставительных расчетов представлены на рис. 3.

Из рис. 3 видно, что профили просадки достаточно хорошо соответствуют друг другу по форме, но максимальная просадка, согласно аналитико-численной схеме (0,225 м), несколько превышает аналогичный результат Eclipse (0,215 м). Расхождение составляет менее 5%. Причинами такого несовпадения могут быть погрешность метода конечных элементов, применяемого в Eclipse, и (или) погрешность численного интегрирования в аналитико-численной схеме. Тем не менее, результаты расчетов на симуляторе Eclipse достаточно близки к результатам аналитико-численной схемы.

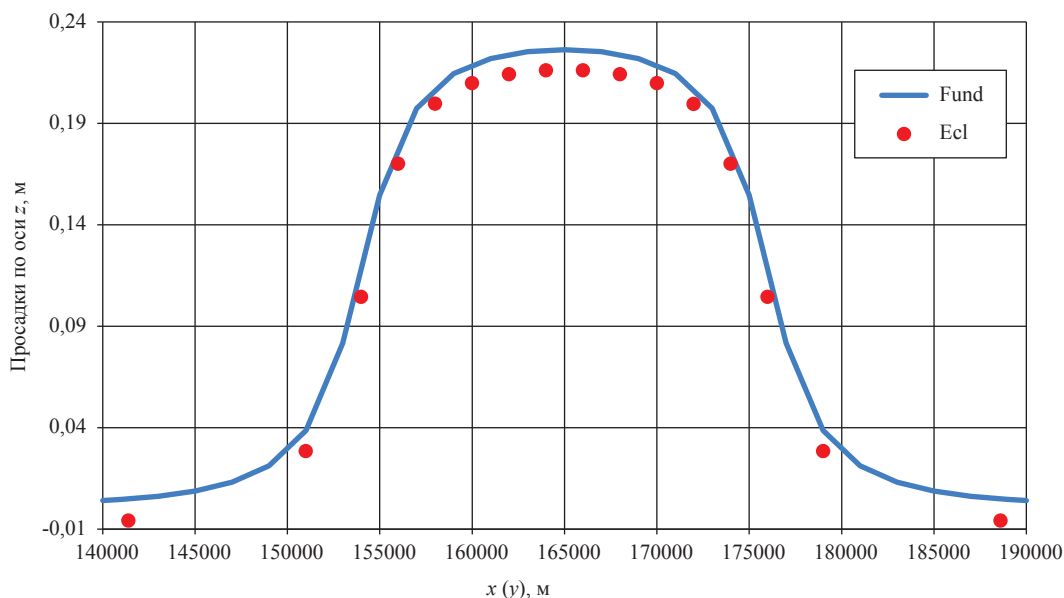


Рис. 3. Профиль вертикальной просадки в примере 2:  
Fund – численно-аналитическая модель; Ecl – программа Eclipse

Представленные тесты, а также контрольные расчеты, выполненные ранее [6, 7], показали приемлемость геомеханической опции программы Eclipse для решения рассматриваемой задачи при линейной связи деформаций, напряжений и порового давления. Кроме того, надежные результаты удастся получить только при использовании простых декартовых сеток.

Сочетание в одной модели гидродинамического и геомеханического модулей сопряжено с трудностями, вызванными значительным превышением размеров области (1) над размерами области  $G_{\Delta P}(t)$ . Ограничения на память не позволяют с желаемой точностью отобразить геологические и технологические детали продуктивных пластов в расчетной сетке области (1). Серьезным препятствием для использования геомеханической опции является наличие в сетке гидродинамической модели разломов. Поэтому в случае Штокмановского ГКМ был рассмотрен способ передачи в геомеханический модуль гидродинамических полей (поровое давление, насыщенность), полученных с помощью отдельной фильтрационной модели на детальной сетке, не обладающей свойством ортогональности и учитывающей смещения пластов вдоль многочисленных разломов.

В соответствии с вышесказанным сетка геомеханической модели принята ортогональной с ячейками в форме параллелепипедов. Размер сетки  $42 \times 44 \times 45$  (83160) ячеек. Общий вид

сетки представлен на рис. 4. Судить о том, насколько область, охватываемая сеткой геомеханической модели, превышает область сетки гидродинамической модели, можно на основании того, что последняя уместается в зоне пересечения сгущенных линий первой. Размеры ячейки в пределах этой зоны составляют  $1505,8 \times 1508,3 \times 20,6$  м. К периферии сетки размеры ячеек заметно увеличиваются.

Процедура переноса и масштабирования гидродинамических полей в геомеханический модуль была оформлена в виде программы на VBA, на вход которой подавались поля давлений и насыщенностей. Далее для каждой ячейки геомеханической модели был определен список активных ячеек гидродинамической модели, геометрические центры которых попадают в эту ячейку. Размеры этих списков варьировали от 0 (для неколектора) до 606 единиц. При этом пористость ячейки геомеханической модели рассчитывалась по формуле

$$\bar{m}_j = \left( \sum_{i=1}^{N_j} \Omega_i \right) / \left( \sum_{i=1}^{N_j} \frac{\Omega_i}{m_i} \right), \quad (16)$$

где  $\bar{m}_j$  – коэффициент пористости  $j$ -й ячейки геомеханической модели;  $N_j$  – размер списка активных ячеек гидродинамической модели, приходящихся на  $j$ -ю ячейку геомеханической модели;  $\Omega_i$  – поровый объем  $i$ -й ячейки гидродинамической модели (элемента списка  $N_j$ );  $m_i$  – коэффициент пористости  $i$ -й ячейки гидродинамической модели.

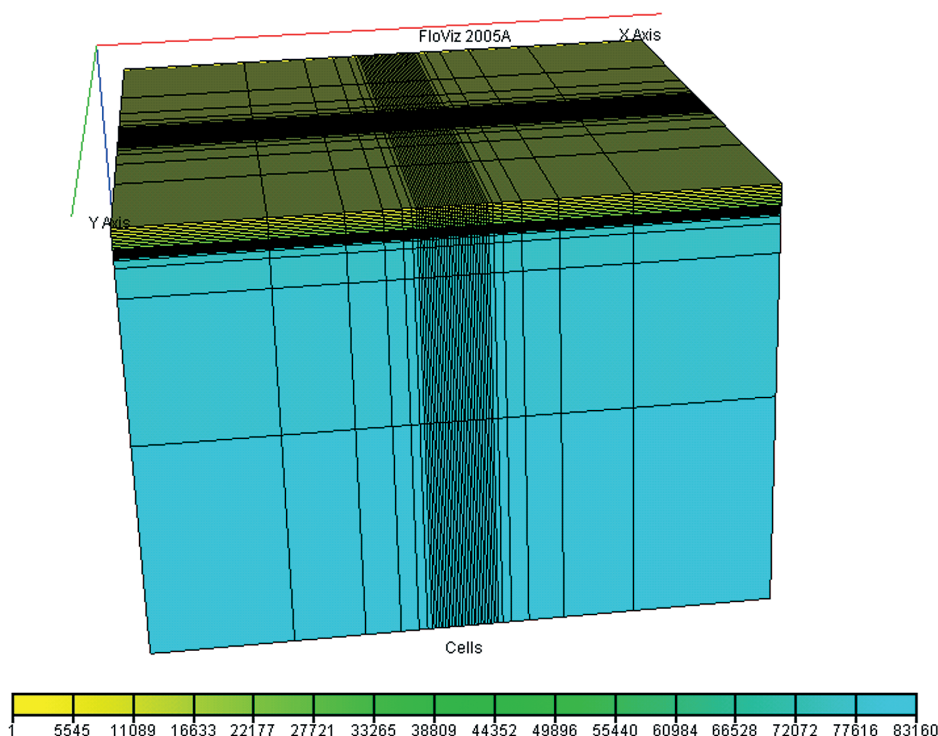


Рис. 4. Общий вид сетки геомеханической модели Штокмановского ГКМ (масштаб по оси  $z$  увеличен в 10 раз)

При выполнении указанной процедуры важно соблюсти равенство суммарного геометрического и порового объемов активных ячеек гидродинамической модели и связанных с ними ячеек геомеханической модели, поскольку величины этих объемов непосредственным образом влияют на величину просадки. Величина порового объема обуславливает степень влияния на просадку изменения плотности флюида, геометрического – соответствие областей, в которых изменяется давление. Если при использовании формулы (16) не ограничить минимальное значение  $N_j$ , то геометрический и поровый объемы продуктивной части геомеханической модели оказываются существенно завышенными по сравнению с аналогичными объемами гидродинамической модели. Это обусловлено тем, что активные ячейки гидродинамической модели меньше по геометрическому объему связанных с ними ячеек геомеханической модели в среднем примерно в 260 раз.

Поэтому был подобран минимальный пороговый размер списка  $N_j$ , только после превышения которого ячейка геомеханической модели считалась коллектором. Этот размер составил 90 единиц (для рассматриваемого примера). После введения данного ограничения гео-

метрический и поровый объемы зоны коллектора геомеханической модели совпали с аналогичными объемами гидродинамической модели с точностью 5,4 %. При этом число ячеек геомеханической модели, связанных с активными ячейками гидродинамической модели, составило 3692 единицы. На рис. 5 показана часть сетки геомеханической модели, представляющая продуктивные горизонты. На рис. 6 изображено наложение (совмещение) этих ячеек с активными ячейками гидродинамической модели (вид сверху).

Песчаность ячейки геомеханической модели, связанной с активными ячейками гидродинамической модели, рассчитывалась по формуле

$$\bar{R}_j = \left( \sum_{i=1}^{N_j} \frac{\Omega_i}{m_i} \right) / \left( \sum_{i=1}^{N_j} \frac{\Omega_i}{m_i R_i} \right), \quad (17)$$

где  $R$  – коэффициент песчаности.

Значения гидродинамических параметров (давления и насыщенностей флюидами) в ячейке геомеханической модели определялись по формуле

$$\bar{P}_j = \left( \sum_{i=1}^{N_j} \Omega_i P_i \right) / \left( \sum_{i=1}^{N_j} \Omega_i \right), \quad (18)$$

где  $P$  – гидродинамический параметр.

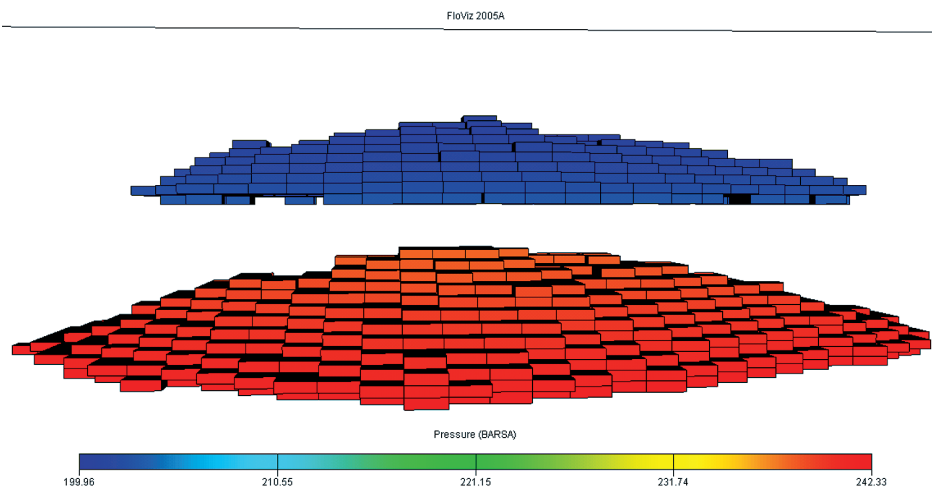


Рис. 5. Сетка геомеханической модели и начальное пластовое давление

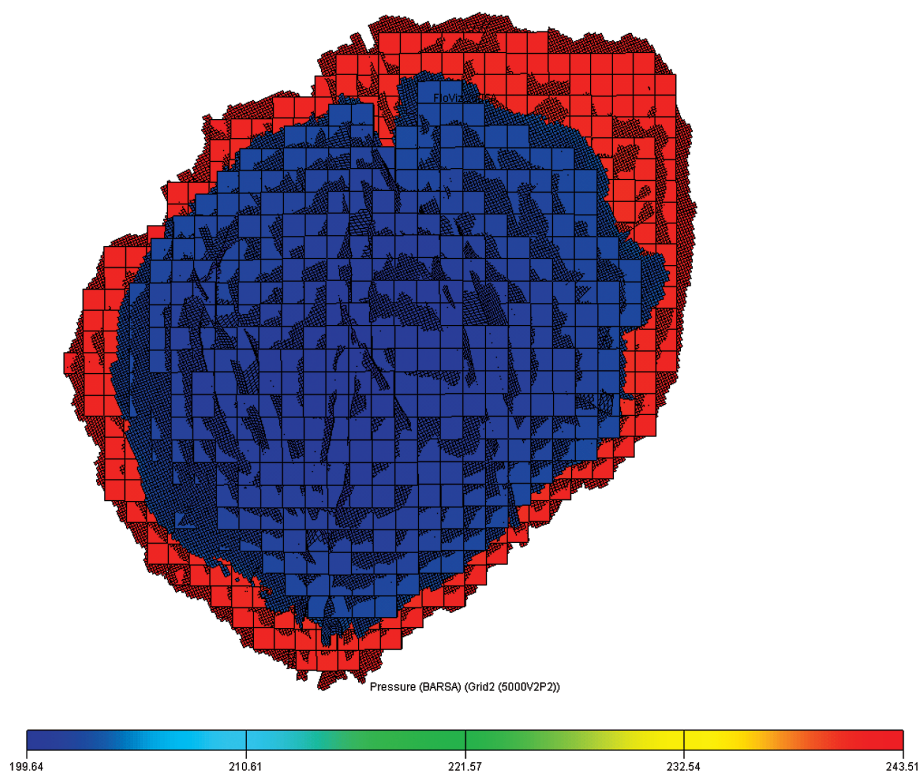


Рис. 6. Наложение сетки активных ячеек гидродинамической модели (мелкие ячейки) на связанные с ними ячейки геомеханической модели

**Исходные геомеханические данные**

В настоящее время наполнение геомеханической модели представляет собой сложную проблему из-за значительных размеров моделируемой области и слабой изученности распределений в горном массиве таких параметров, как упругие модули, коэффициенты Пуассона. Значения этих параметров для продуктивных

отложений Штокмановского ГКМ измерены в лабораторных условиях на образцах керна [5]. Поэтому средние свойства коллектора были распространены и на неколлектор.

Очевидно, что для построения адекватной геомеханической модели необходим системный подход к наполнению такой модели

полями геомеханических параметров. Данный подход должен базироваться на обоснованной программе испытаний образцов керна из всего массива пород, охваченного сеткой геомеханической модели, вкпе с комплексированием результатов этих испытаний с данными промысловых исследований (геофизика, сейсмика и т.п.).

### Оценка влияния разломов

Согласно [4, 10], площадь залегания Штокмановского ГКМ осложнена множественными вертикальными разломами, представленными в использованной гидродинамической модели. Очевидно, что ослабление сцепления отдельных блоков горных пород между собой вследствие разломов будет снижать арочный эффект, т.е. увеличивать просадку. Существуют различные схемы учета влияния разломов в геомеханических моделях. Наиболее простым является метод ослабления (уменьшения модуля Юнга) ячеек модели, через которые проходят разломы [3]. На рис. 7 показано распределение чис-

ла столбцов ячеек гидродинамической модели, через которые проходят разломы, по столбцам геомеханической модели

$$C(n) = \frac{n}{n_{\max}}(C_{\max} - 1) + 1, \quad (19)$$

где  $C$  – корректировочный множитель к модулю Юнга для столбца ячеек геомеханической модели;  $n$  – число столбцов ячеек гидродинамической модели, через которые проходят разломы, приходящихся на столбец геомеханической модели;  $C_{\max}$  – множитель к модулю Юнга для столбца ячеек геомеханической модели с максимальным числом столбцов ячеек гидродинамической модели, через которые проходят разломы;  $n_{\max}$  – максимальное число столбцов ячеек гидродинамической модели, через которые проходят разломы, приходящиеся на столбец геомеханической модели.

Такое распределение можно связать со степенью ослабления ячеек геомеханической модели, например, в соответствии с линейной зависимостью.

$j \setminus i$	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
7																			1	1	10	4	1							
8															12				2	3	9		2	3						
9															8	8					7									6
10													1	10	4	2	10	2			1									8
11									3	2			10	12		11	14												5	3
12							5	9		13			10	11	12	7	17	3												7
13							6	20	10	5	4		12	10	21	4	20	8		3	1				1					
14						2	4	17	15		1	3	11	11	18	16	8	15	3		9			5						
15						16	7	5	10	11	4	17		12	13	22	12	15	10		8	1	5						2	1
16						7	10	3		8	11	6	5	6	9		9	15	7			9						7	12	6
17					11	14	15	11	3	5	12	1	1	6	14	3	9	10	8	3		7					2	9	2	
18					10	17	15	13	10	10	5		5	8	15		16	9	11	9							6	3		
19						9	7	23	6		4	10		11	13		6	10	8	9	7			3	7	3	7			
20						9	18	21	8	6	5	6	4	16	14		4	20	9	8	8	1		12	11	6	3			
21						6	8	19	14	2	9		2	8	12	3		16	22	10		8							9	4
22						7	7	8	16	22	4	9		3	16	7		2	17	12	4		1		1	13	1			
23						1	8	9	10	19	18	7		6	14	8			8	7	7		8		10	7				
24				2	5		1	16	4	15	16			7	16	17			1	15	8		5	2	14	14				
25		10	6					2	7	15	11		3	10	7		10			11	15				6	16	32	20	18	1
26		5					8	3	11	7	17	7	6	12			12			7	9	9	4	6	9	4	1	1		
27							13	3	4		16	14	9	12						1	15	9	2	2	3					
28							8	9	4		13	11	17	8							16	12	7	8	8					
29							1	5	10	4	7	16	10	5							15	12	4	6	2					
30							8			1	17	15	7								11	11	5	3						
31						6					12	10	2								6	17	2							
32						2				4		1	13	2									3							
33					1	1				2	5		6	16	4															
34										8			8	13	14															
35									5	1			12	10	21															
36												4	11	13	16	8														
37												8	8	12	18	8														
38													2	4	4	6														

Рис. 7. Распределение числа столбцов ячеек гидродинамической модели, через которые проходят разломы, по столбцам геомеханической модели

### Результаты расчетов

На рис. 8–10 представлены карты компонент векторов смещений морского дна на 50-й год разработки. Смещения по латерали (рис. 8, 9) имеют характерный симметричный относительно центральных осей вид. Карта просадок, смещения по оси  $z$  (рис. 10) получилась при этом достаточно гладкой, с одним глобальным максимумом в зоне концентрации эксплуатационных скважин. Максимальная величина просадки для этого варианта составляет 25,13 см.

Для сравнения на рис. 11 представлена карта просадок для варианта, отличающегося только

тем, что в нем учтено влияние разломов в соответствии с формулой (19) и рис. 7. При этом максимальный коэффициент снижения модуля Юнга ( $C_{\max}$ ) принимался равным  $1/3,2 = 0,3125$ . Влияние разломов учитывалось от дна моря до глубины 4640 м от поверхности моря.

В этом варианте (по сравнению с рассмотренным ранее) максимальная величина просадки увеличилась на 8,5 см, а карта просадок существенно усложнилась – на ней можно видеть множественные локальные максимумы. Более наглядно это видно на трехмерном изображении поверхности (рис. 12).

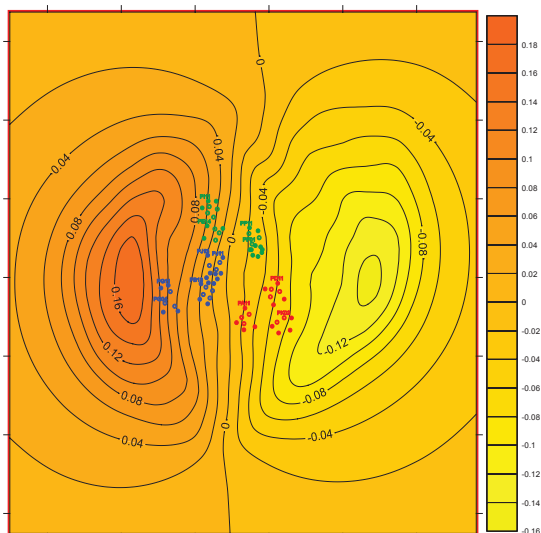


Рис. 8. Карта смещений вдоль оси  $x$ , м (вариант без учета влияния разломов)

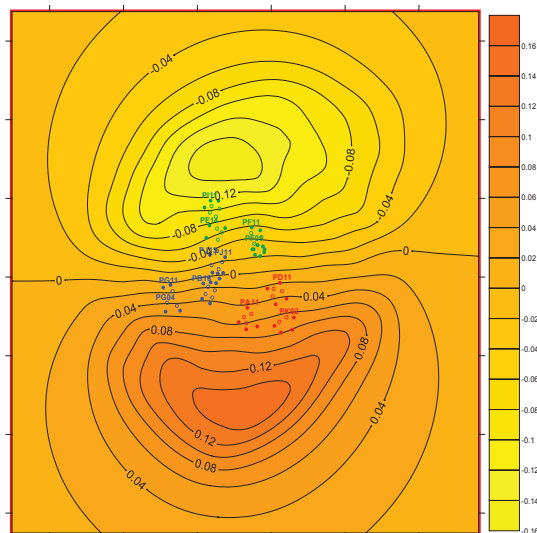


Рис. 9. Карта смещений вдоль оси  $y$ , м (вариант без учета влияния разломов)

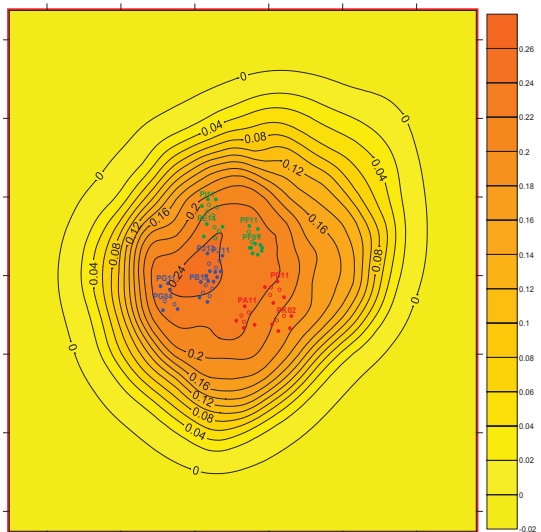


Рис. 10. Карта смещений вдоль оси  $z$ , м (вариант без учета влияния разломов)

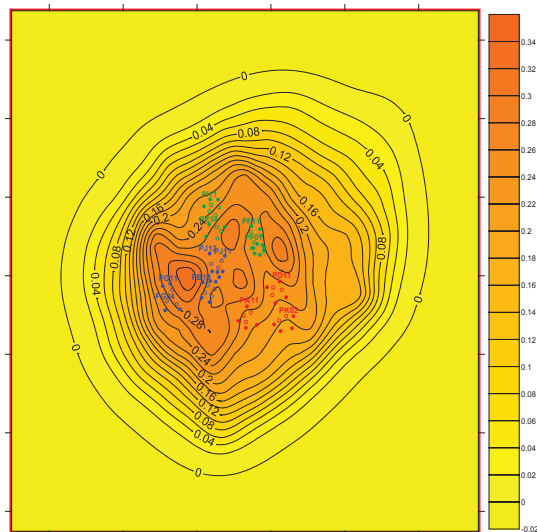


Рис. 11. Карта смещений вдоль оси  $z$ , м (вариант с учетом влияния разломов)

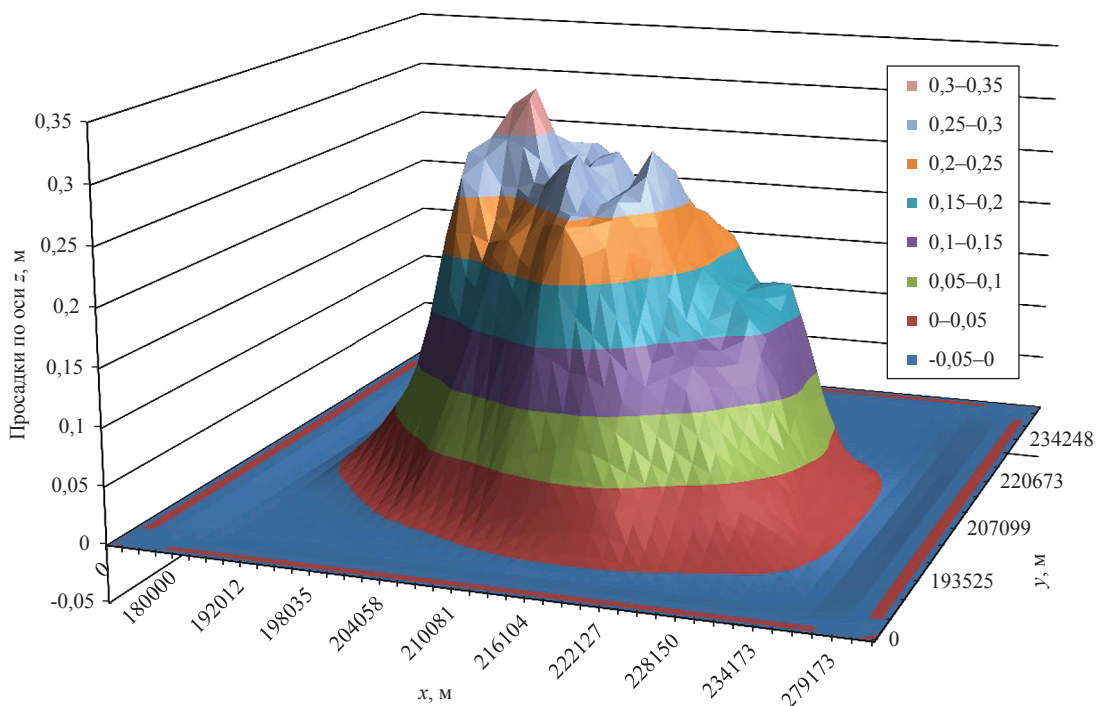


Рис. 12. Поверхность вертикальной просадки (вариант с учетом влияния разломов)

Полученный результат показывает, насколько важно учитывать влияние разломов и как изменяется карта просадок. Предложенный подход к учету разломов, несмотря на его приближенный характер, представляется конструктивным, так как дает простой способ адаптации модели к результатам геодинамического мониторинга, предусматриваемого в последнее время на месторождениях углеводородов и подземных хранилищах газа [8, 9].

Проведенные экспериментальные исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. Создана геомеханическая математическая модель крупного морского газоконденсатного месторождения, близкого по параметрам Штокмановскому ГКМ.

В ходе работы:

- на основании тестовых расчетов показана возможность применения для моделирования геомеханической опции коммерческой программы Eclipse;
- выполнено масштабирование гидродинамических полей для геомеханического модуля программы;
- реализована процедура переноса гидродинамических полей, рассчитанных на других программных продуктах;
- определены нижняя и латеральные границы области моделирования массива;

- предложен способ учета разломных нарушений с помощью корректировки упругих параметров.

2. Подход, основанный на переносе (импорте) гидродинамических полей в геомеханическую модель, останется преимущественным до тех пор, пока не будет узаконена практика проектных технологических расчетов на совместных гидродинамико-геомеханических моделях.

3. Существует проблема наполнения геомеханической модели исходной информацией; особенно остро стоит вопрос о распределении механических свойств в над- и подпродуктивных частях массива. Для наполнения геомеханической модели полями указанных параметров необходимо проведение испытаний образцов керна из всего массива пород, охваченного сеткой геомеханической модели, вкуче с комплексированием результатов этих испытаний с данными промысловых исследований (геофизика, сейсмика и т.п.).

4. Модель может служить расчетной основой для организации геодинамического мониторинга и оценки геомеханических рисков для проектов разработки месторождений и создания ПХГ.



**Список литературы**

1. Черных В.А. Гидрогеомеханика нефтегазодобычи / В.А. Черных. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 279 с.
2. Fjaer E. Petroleum related rock mechanics / E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes. – ELSEVIER, 2008.
3. Кашников Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 467 с.
4. Мельников Н.Н. Техногенные геодинамические процессы при освоении нефтегазовых месторождений шельфа Баренцева моря / Н.Н. Мельников, А.И. Калашник, Н.А. Калашник // Вестник МГТУ. – Мурманск. – 2009. – № 4. – Т. 12. – С. 601–608.
5. Климов Д.М. Определение прочностных характеристик пород Штокмановского ГКМ и оценка рисков выноса песка при его разработке / Д.М. Климов, Р.М. Тер-Саркисов, С.Е. Чигай и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 11. – С. 57–60.
6. Ковалев А.Л. Математические модели для фильтрационно-прочностного расчета призабойных зон скважин / А.Л. Ковалев, Е.В. Шеберстов // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. ст. – Ч. 1. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 192–204.
7. Шеберстов Е.В. Оценка прочности открытого ствола скважин методами физического и математического моделирования / Е.В. Шеберстов, А.Л. Ковалев, А.Е. Рыжов, Ю.Ф. Коваленко // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 24–28.
8. Зубарев А.П. Геодинамическая безопасность при эксплуатации ПХГ / А.П. Зубарев, С.С. Полухина, Ю.О. Кузьмин // Газовая промышленность. – 684/2012. – С. 6–8. – (Спецвыпуск «Подземное хранение газа»).
9. Ярыгин Г.А. Обоснование и проектирование геодинамического полигона на Шатровском ПХГ / Г.А. Ярыгин, О.В. Лукьянов, А.Р. Гизатуллин и др. // Газовая промышленность. – 684/2012. – С. 66–70. – (Спецвыпуск «Подземное хранение газа»).
10. Галактионов К.В. Научно-методические подходы к оценке воздействия газонефтедобычи на экосистемы морей Арктики / К.В. Галактионов, В.В. Денисов и др. – Апатиты: КМЦ РАН, 1997. – 393 с.
11. Yale D.P. Coupled Geomechanics-Fluid Flow Modeling: Effect of Plasticity and Permeability Alteration / D.P. Yale // SPE/ISRM. – October, 2002. – P. 10.
12. Ландау Л.Д. Теория упругости / Л.Д. Ландау, У.М. Лившиц. – М.: Наука, 1965. – 204 с.

УДК 622.279.72

**В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев**

## **Исследование процессов релаксации системы «вода – углеводороды» из метастабильного состояния в газогидратную фазу**

**Ключевые слова:** адиабатическая калориметрия, фазовое равновесие, фазовые переходы, метастабильное состояние, релаксация, гидрат.

**Keywords:** adiabatic calorimetry, phase equilibria, phase transitions, metastable state, relaxation, hydrate.

Промышленная разработка продуктивных горизонтов нетрадиционных для российской газовой промышленности месторождений Восточной Сибири будет осуществляться при термобарических условиях, благоприятных для образования газовых гидратов. Примером может служить Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), а также ряд месторождений, на которые ОАО «Газпром» получило лицензии (Соболох-Неджелинское газоконденсатное (ГКМ), Тас-Юряхское НГКМ, Верхневилучанское и Среднетюнгское НГКМ). Эффективная разработка этих месторождений в значительной степени предопределяется надежностью прогноза возможности гидратообразования в пластовых и скважинных системах. Оценка рисков, прогноз характера и динамики процессов гидратообразования базируются на понимании механизма процесса гидратообразования, которое в свою очередь может быть достигнуто благодаря проведению специализированных комплексных исследований, включая экспериментальное моделирование гидратообразования в пористой среде.

В основе имеющихся на сегодня знаний о фазовом поведении и свойствах газовых гидратов лежит гипотеза о симметричности процессов их разложения и образования. Одним из следствий этого предположения является допущение того, что пограничная кривая начала образования гидрата совпадает с кривой его разложения. Экспериментальные исследования авторов показали, что процесс образования гидрата в значительной степени отличается от процесса его разложения. Существует обширная термобарическая область метастабильного (безгидратного) состояния, изучение которой представляет особый интерес. Каждое метастабильное состояние, по мнению авторов, имеет свои особенности, возникающие в зависимости от термической истории его формирования. Изучение этого состояния позволит управлять процессами, предшествующими началу гидратообразования, и значительно расширить термобарическую область безгидратного состояния пластовой системы, обеспечивая тем самым наиболее эффективный режим разработки залежи.

Целью данной статьи было исследование метастабильного состояния гидратообразующих систем «вода (лед) – углеводороды алканового ряда» и измерение индукционного периода, предшествующего началу процесса макроскопического образования гидрата.

### **Экспериментальная установка**

Экспериментальные исследования термодинамических свойств, кинетики процессов образования и разложения газовых гидратов в гранулированном песке выполнены в Корпоративном центре исследований нефтегазовых пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на прецизионном экспериментальном комплексе методами адиабатической калориметрии на основе оригинальной методики ГСССД, зарегистрированной в Российском научно-техническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия [1, 2].

### **Приготовление образца, заполнение калориметрической ячейки водой и газом, методика исследований**

Процедура приготовления образца и заполнения калориметрической ячейки водой и газом подробно описаны в работах [2, 3] (там же представлено описание конструкции экспериментального комплекса, методики исследования процессов образования и разложения газовых гидратов из воды, находящейся в свободном объеме и пористых средах). Экспериментальный комплекс позволяет проводить измерение термодинамических параметров изучаемых систем в диапазоне температур 110–420 К и при давлениях до 60 МПа с точностью по температуре в собственной шкале термометра  $\pm 0,0005$  К и давлению  $\pm 0,0007$  МПа.

### **Метастабильное состояние системы переохлажденная «вода (лед) – углеводороды», предшествующее макроскопическому процессу образования гидрата углеводородов алканового ряда**

Определено фундаментальное различие механизма начала образования гидрата и его разложения вследствие того, что сопряженные газовая и жидкая фазы не упорядочены на молекулярном уровне, в то время как кристаллы гидрата упорядочены по своей природе. Энтропия способствует разупорядочению над упорядочением, так что начало образования гидрата может задерживаться на достаточно длительный период, называемый индукционным (наоборот, разложение гидрата, ведущее к росту энтропии, начинается относительно быстро). В течение индукционного периода разупорядоченные газ и жидкая вода начинают перестраиваться в упорядоченную гидратную кристаллическую структуру, так как условия по температуре и давлению соответствуют термобарическим условиям стабильности гидрата. Однако при этом гидрат не образуется вследствие метастабильности и система неравновесна.

Индукционный период включает время, необходимое для формирования зародышей кристалла, которые невидимы, а также время для образования макроскопического аппаратно-фиксируемого количества образца [4]. Несмотря на то, что в индукционном периоде наибольшую часть составляет этап зарождения, необходимость измерения времени роста до момента, когда гидрат впервые выявлен

(в значительной степени зависящего от метода исследования и часто содержащего субъективный фактор), вносит существенную неопределенность в результаты исследования традиционными методами. Благодаря тому, что прецизионные методы адиабатической калориметрии позволяют измерять не только основные термодинамические параметры системы, но и их производные, становится возможным эффективно, с большой точностью определить момент начала роста гидрата.

Исследование кинетики процессов образования и разложения газовых гидратов из воды, находящейся в свободном объеме или в пленке, осложнено длительностью процессов диффузии углеводородов. Уменьшение неравновесности системы возможно за счет увеличения поверхности контакта «вода – углеводороды», достигаемого использованием пористых сред. Как показали исследования, достаточно высокий уровень водонасыщенности гранулированного песка, создаваемый авторами в эксперименте, позволяет, с одной стороны, сохранить макроскопические свойства воды, а с другой – преодолеть осложнения, вызванные неравновесным состоянием системы вследствие длительности процессов диффузии углеводородов.

Как уже отмечалось ранее, особый интерес представляет изучение условий, предшествующих началу процесса образования гидрата, а также особенностей метастабильного (безгидратного) состояния, возникающих в зависимости от термической истории формирования этого состояния. Исследуя вероятность начала образования гидратов (измеряя индукционный период), авторы условно выделяют следующие состояния воды, имея при этом в виду различный характер процессов гидратообразования [3]:

- «свежая» – вода, впервые закачанная в пористую среду либо полученная перегревом водонасыщенной системы выше температуры плавления гидрата или льда на 20 градусов и более. Начало процессов гидратообразования или кристаллизации «свежей» воды характеризуется наибольшим индукционным периодом. В случае перегрева системы менее чем на 20 градусов возникают промежуточные состояния воды, требующие дополнительного рассмотрения и анализа;

- «талая» – вода, полученная в результате плавления льда. Перегрев системы выше температуры плавления льда был равен 0,2–0,5 градусов. Начало процесса гидратообразования в

этом случае характеризуется достаточно большим индукционным периодом (сутки и более), а процесса кристаллизации льда – наименьшим индукционным периодом;

- «вода расплавленного гидрата» – вода, полученная в результате плавления гидрата, с последующим отбором газа. Перегрев системы выше температуры разложения гидрата был равен 0,5–2,0 градусов. Начало процесса гидратообразования характеризуется наименьшим индукционным периодом в случае получения воды в результате термического плавления гидрата и практически нулевым индукционным периодом при получении воды в результате разложения гидрата при динамическом отборе газа (снижении давления).

Особенности каждого метастабильного состояния обусловлены как термической историей его формирования (состоянием воды), так и значениями термобарических параметров системы. Эти особенности проявляются в различных тенденциях эволюции неравновесного состояния (вода – углеводороды) в процессе его релаксации в равновесное состояние (гидрат или лед).

### Метастабильное состояние системы «вода – углеводороды»

При температуре ниже 0 °С метастабильное состояние системы «вода – углеводороды» обусловлено метастабильностью собственно переохлажденной воды и переохлажденной воды, находящейся под давлением углеводородного компонента. В этом случае наблюдаются две основные тенденции метастабильности:

1) метастабильность собственно переохлажденной воды при температуре ниже 0 °С предваряет процесс ее кристаллизации в лед. Для «свежей» и «талой» воды это основная, доминирующая тенденция; для «воды расплавленного гидрата» это либо не реализующаяся, либо играющая подчиненную роль тенденция;

2) метастабильность переохлажденной воды, находящейся под давлением углеводородного компонента, предваряет процесс образования гидрата. Для «воды расплавленного гидрата» это основная, доминирующая тенденция; для «свежей» и «талой» – это либо не реализующаяся, либо играющая подчиненную роль тенденция.

При температуре выше 0 °С метастабильное состояние системы «вода – углеводородный компонент» обусловлено метастабильно-

стью воды, находящейся под давлением углеводородов. Основная тенденция метастабильности, возникающая в результате давления углеводородных компонентов, предваряет процесс образования гидрата из воды и углеводородов. Для воды «расплавленного гидрата» это основная, доминирующая тенденция; для «свежей» или «талой» – это либо не реализующаяся, либо играющая подчиненную роль тенденция.

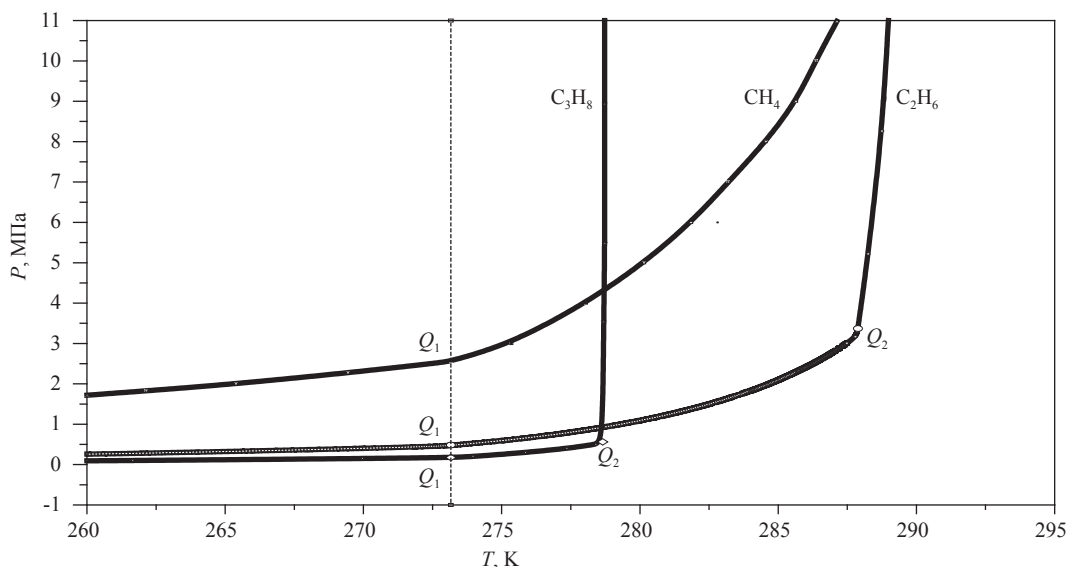
Движущая сила процесса зарождения гидрата метастабильной системы «свежая» (либо «талая») вода – пропан» при температуре выше 0 °С слишком мала, так как диапазон температуры существования системы не превышает 5–6 градусов. В термобарической области выше верхней квадрупольной точки ( $T_{Q_2} = 278,60 \text{ К}$ ,  $P_{Q_2} = 0,5804 \text{ МПа}$ ), как показали исследования, кривая разложения гидрата пропана почти вертикальна (см. рис. 1 работы [3]). Для начала процесса гидратообразования в этом случае, как правило, приходится охлаждаться в область температур ниже 0 °С.

Кривая разложения гидрата метана в области температуры выше 0 °С более пологая, а кривая разложения гидрата этана в области температуры выше верхней квадрупольной точки ( $T_{Q_2} = 287,89 \text{ К}$ ,  $P_{Q_2} = 3,3716 \text{ МПа}$ ) проходит при более высокой температуре, нежели соответствующая кривая разложения гидрата пропана. По этой причине диапазон температуры существования метастабильного состояния систем, углеводородными составляющими которых являются метан или этан, как показано на рис.1, существенно шире, по сравнению с системами, содержащими в качестве углеводородного компонента пропан. Это обстоятельство делает возможным процесс образования гидратов метана и этана из «свежей» либо «талой» воды и при положительной температуре.

### Метастабильное состояние системы «лед – углеводороды»

Возникает в результате закачки углеводородного компонента в систему, представленную равновесным льдом. Основная тенденция метастабильности системы предопределяется неравновесностью льда, находящегося под давлением газообразного или жидкого углеводородного компонента, предваряющей процесс образования гидрата.

Далее отражены экспериментальные данные, полученные при исследовании области метастабильного состояния гидратообразую-



**Рис. 1. Кривые равновесия фаз «вода (лед) – гидрат – углеводороды (газ, жидкость)»: вертикальная штриховая линия соответствует температуре в тройной точке воды;  $Q_1$  – нижняя квадруполярная точка;  $Q_2$  – верхняя квадруполярная точка**

щей системы «вода – углеводороды алканового ряда», свидетельствующие о том, что кинетика процесса фазового перехода в значительной степени предопределяется термической историей воды, из которой формируется искомая фаза (гидрат, лед). В качестве гидратообразующих углеводородных компонентов использовались метан, этан и пропан, кривые равновесия фаз которых (совпадающие с кривыми разложения гидратов) представлены на рис. 1. В зависимости от термической истории исследовались «свежая» и «талая», а также «вода расплавленного гидрата».

Наиболее отчетливо эффект влияния термической истории воды проявляется в процессах формирования гидрата пропана. Это обусловлено тем, что гидратообразующая система «вода – пропан» имеет наиболее узкую область метастабильного состояния, ограниченную кривыми плавления льда (слева) и разложения гидрата пропана (справа) (см. рис. 1), по сравнению с метастабильными областями гидратообразующих систем метана или этана. Деструктивная термическая составляющая вносит наименьший вклад в трансформацию структуры метастабильных состояний системы «вода – пропан».

**«Свежая» вода.** Превалирует тенденция, предвещающая переход метастабильного состояния системы при температуре ниже  $0^\circ\text{C}$  в лед, а не в систему «гидрат – переохлажденная вода». «Свежая» вода была получена либо в результате закачки в систему очередной порции

дистиллированной воды, либо путем перегрева системы, уже содержащей воду, выше температуры плавления гидрата или льда на  $20$  градусов и более. На рис. 2 представлены результаты исследования системы «свежая» вода – пропан» в гранулированном песке в режиме охлаждения и релаксации.

Закачка пропана до заданного давления осуществлялась при температуре  $296\text{--}300^\circ\text{C}$  ( $AB$ ). После этого система изохорно охлаждалась в метастабильную область ( $BC$ ), где при адиабатических условиях исследовалась релаксация системы ( $C$ ) в равновесное состояние. Согласно рис. 2, происходит кристаллизация переохлажденной воды (индукционный период в данном примере составил более  $58000$  с) – доминирующая для «свежей» воды тенденция. Благодаря выделившемуся при кристаллизации теплу система нагревается ( $CD$ ) и достигает равновесного состояния «лед – пропан».

Далее система исследовалась в режиме охлаждения. По мере охлаждения, после пересечения в точке  $D'$  кривой равновесия фаз «лед – гидрат – пропан» ( $E_1Q_1$ ) система вновь становится метастабильной. Изохора  $DE$  проходит выше изохоры  $BC$  (пропан в паровой фазе имеет большую плотность) вследствие того, что при сохранении общего количества газа в паровой фазе после кристаллизации воды объемом, приходящийся на паровую фазу, уменьшается (плотность льда меньше плотности воды).

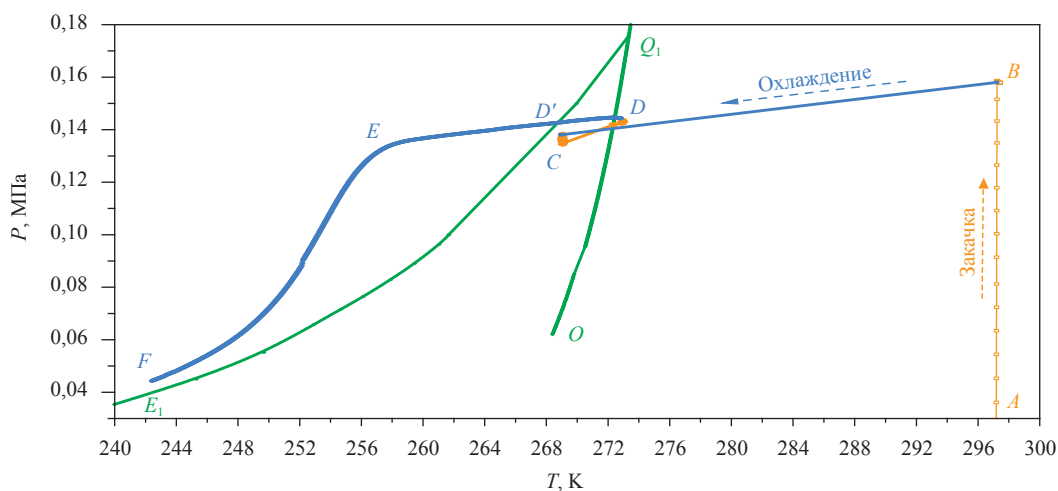


Рис. 2. Кристаллизация «свежей воды» ( $CD$ ) с последующим образованием гидрата пропана ( $EF$ ). Кривые равновесия фаз систем «лед – гидрат – пропан» ( $E_1Q_1$ ) и «вода (переохлажденная) – гидрат – пропан» ( $OQ_1$ );  $Q_1$  – нижняя квадрупольная точка;  $Q_2$  – верхняя квадрупольная точка

По мере углубления в метастабильную область ( $D'E$ ) увеличивается движущая сила гидратообразования из льда и пропана (как авторами уже было ранее доказано, для начала этого фазового перехода требуется достаточно большой индукционный период [3]), и в точке  $E$  начинается образование гидрата из льда и пропана.

«Вода расплавленного гидрата». Превалирует тенденция, предваряющая переход метастабильного состояния «вода – углеводород»

в систему «гидрат – переохлажденная вода», а не в лед. На рис. 3 представлены результаты исследования системы «вода расплавленного гидрата» – пропан в гранулированном песке в режиме нагрева, охлаждения и релаксации.

«Вода расплавленного гидрата» была получена в результате плавления гидрата ( $MNL$ ) с последующим отбором газа ( $LA$ ). Перегрев системы выше температуры разложения гидрата был равен 0,5–2,0 градуса ( $NL$ ).

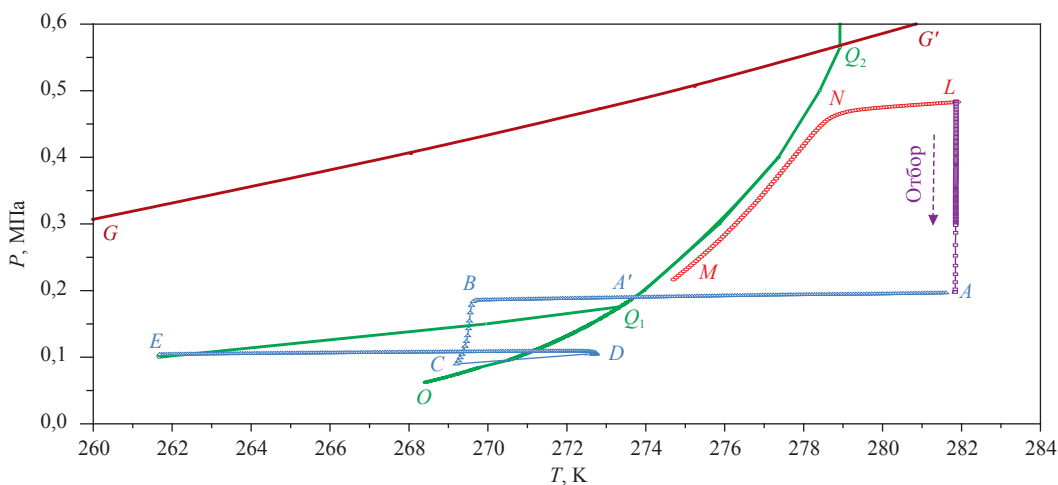
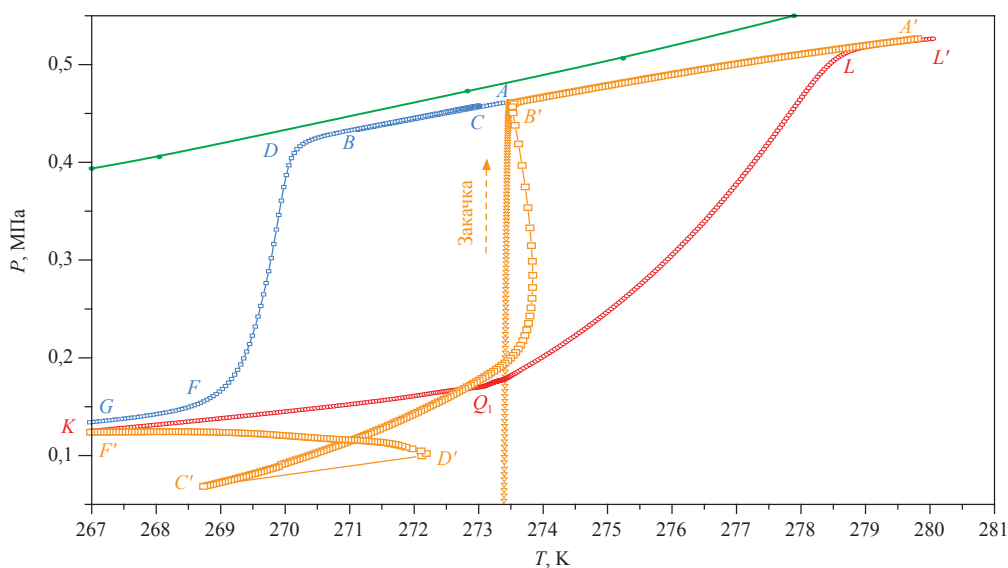


Рис. 3. Образование гидрата пропана из «воды расплавленного гидрата» ( $BC$ ) с последующей кристаллизацией воды, не перешедшей в гидратную фазу ( $CD$ ). Кривые равновесия фаз систем «лед – гидрат – пропан» ( $EQ_1$ ), «вода – гидрат – пропан» ( $OQ_1$ ) и «вода (переохлажденная) – гидрат – пропан» ( $OQ_1$ );  $Q_1$  – нижняя квадрупольная точка;  $Q_2$  – верхняя квадрупольная точка;  $GG'$  – кривая сосуществования «жидкость – пар пропана»

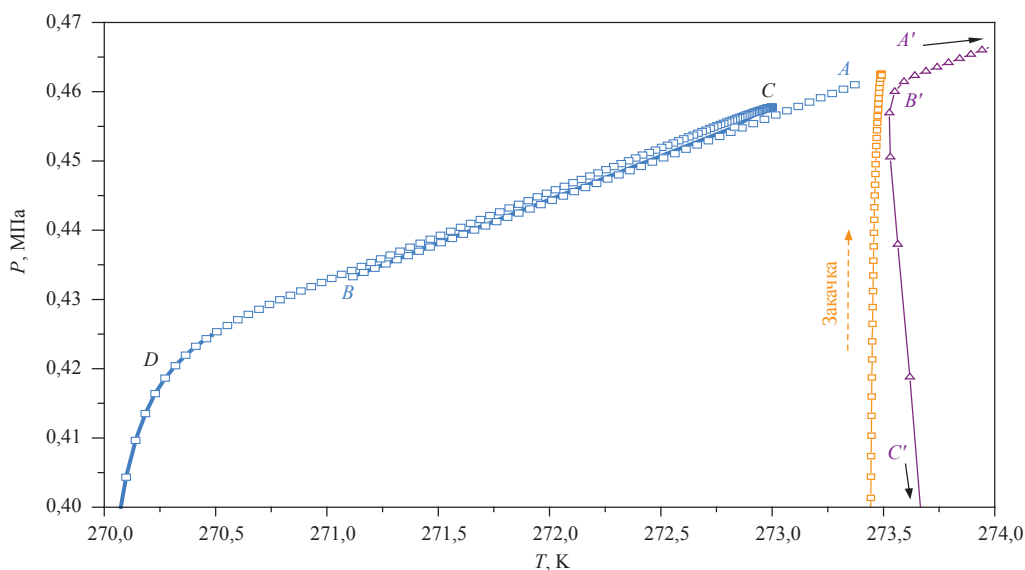
После отбора части пропана в точке *A* исследование продолжалось в режиме охлаждения (*ABCDE*). По мере изохорного охлаждения после пересечения в точке *A'* кривой равновесия фаз «вода – гидрат – пропан» ( $Q_1Q_2$ ) система становится метастабильной. По мере углубления в метастабильную область (*A'B*) увеличивается движущая сила гидратообразования из воды и пропана. В точке *E* начинается образование гидрата из переохлажденной воды и пропана. Лед при этом не образуется. Только после достижения кривой равновесия фаз «переохлажденная вода – гидрат – пропан» ( $OQ_1$ ) начинается кристаллизация воды. Благодаря

выделившемуся при кристаллизации теплу система нагревается (*CD*). По мере дальнейшего изохорного охлаждения (*DE*) система достигает кривой равновесия фаз «лед – гидрат – пропан» ( $EQ_1$ ).

«Талая» вода. Превалирует тенденция, предвещающая переход метастабильного состояния системы «вода – углеводород» в лед с гидратообразованием через «льдоподобную» фазу, а не в систему «гидрат – переохлажденная вода». На рис. 4 представлены результаты исследования системы «талая» вода – пропан в гранулированном песке в режиме нагрева, охлаждения и релаксации.



а



б

Рис. 4. Образование гидрата пропана из «талой» воды и «воды расплавленного гидрата», соответственно: а – отрезки *CD* и *B'C'*; б – отрезки *CD* и *B'C'*

«Талая» вода была получена в результате плавления льда. Перегрев системы выше температуры плавления льда был равен 0,2–0,5 градуса (на графиках не показано). Закачка пропана до заданного давления в точке *A* (метастабильная область, ограниченная кривой  $KQ_1L$ ) осуществлялась при температуре 273,4 °С. После закачки пропана система изохорно охлаждалась до тех пор, пока в точке *B* не начался процесс кристаллизации «льдоподобной» фазы, сопровождающийся выделением тепла. В результате последнего система нагревается ( $BC$ ), и в точке *C* без индукционного периода начинается образование гидрата ( $CDF$ ).

«Льдоподобную» фазу не называем «лед», так как ранее экспериментально доказали, что гидратообразование из метастабильной системы «лед – пропан» начинается только после достаточно продолжительного индукционного периода.

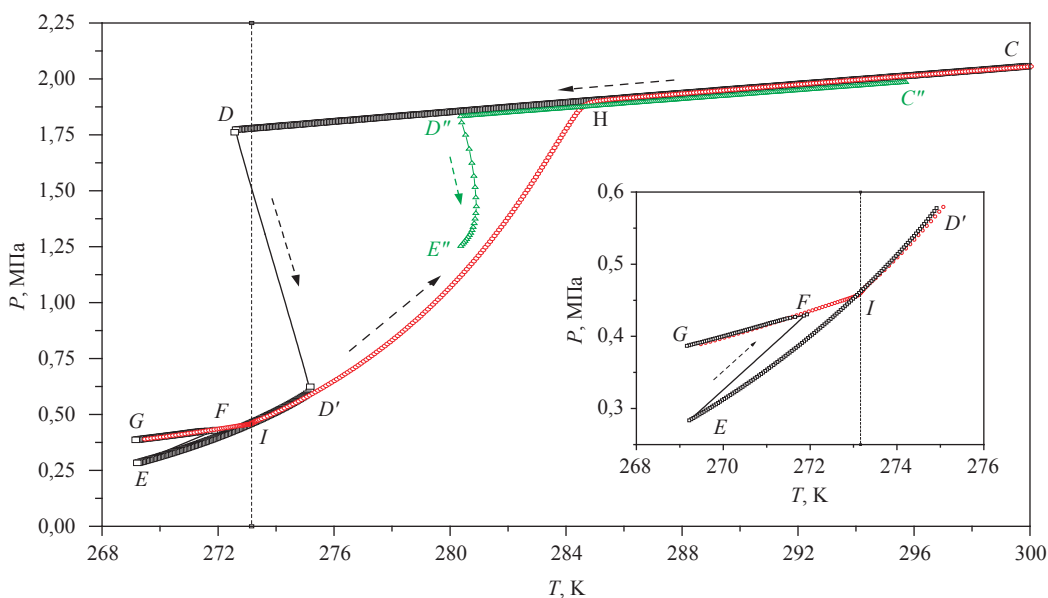
На рис. 4а, б в качестве сравнения представлены результаты аналогичных исследований для системы «вода расплавленного гидрата» – пропан». «Вода расплавленного гидрата» была получена в результате плавления гидрата ( $Q_1L$ , рис. 4а) с последующим перегревом системы выше температуры разложения гидрата на 0,5–2,0 градуса ( $LL'$ ). Для метастабильного состояния системы «вода расплавленного гидрата» – пропан» превалирует тенденция об-

разования гидрата ( $B'C'$ ) с последующей кристаллизацией переохлажденной воды ( $C'D'$ , рис. 4а).

На рис. 5 представлены результаты исследования системы «свежая» вода – этан» в гранулированном песке в режиме нагрева, охлаждения и релаксации. По причине, объясненной ранее, процесс образования гидрата этана из «свежей» воды может происходить при положительной температуре. На графике сравниваются два варианта:

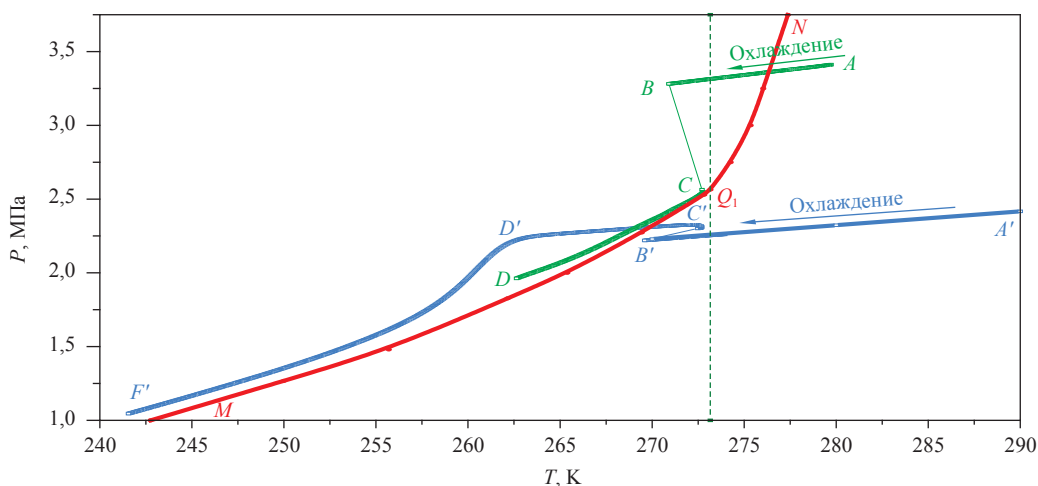
- образование гидрата из системы «свежая» вода – этан», полученной перегревом выше температуры плавления гидрата более чем на 20 градусов ( $CDD'$ ) с последующей кристаллизацией воды, не перешедшей в гидрат ( $IEFG$ );
- образование гидрата из системы «вода – этан», полученной перегревом выше температуры плавления гидрата на 14 градусов ( $C''D''E''$ ) – промежуточный вариант (вода со свойствами, промежуточными между свойствами воды «свежей» и «расплавленного гидрата»).

Из приведенных зависимостей видно, что с уменьшением перегрева наблюдается уменьшение индукционного периода (глубина проникновения в область метастабильного состояния) начала образования гидрата, т.е. «свежая» вода по своим свойствам приближается к свойствам «воды расплавленного гидрата».



**Рис. 5. Образование гидрата этана из «свежей» воды ( $CDD'$ ) и воды со свойствами, промежуточными между свойствами «свежей» воды и «воды расплавленного гидрата» ( $C''D''E''$ ). Вертикальная штриховая линия соответствует температуре в тройной точке воды**





**Рис. 6. Образование гидрата метана из «свежей» воды ( $A'B'C'D'F'$ ) и «воды расплавленного гидрата» ( $ABCD$ ). Вертикальная штриховая линия соответствует температуре в тройной точке воды**

На рис. 6 представлены результаты исследования гидратообразующих систем «свежая вода – метан» и «вода расплавленного гидрата» – метан в режиме охлаждения. Имеют место те же основные тенденции метастабильности, как и для системы, в которой углеводородным компонентом был пропан.

**«Свежая» вода ( $A'B'C'D'F'$ ).** Превалирует тенденция, предвещающая переход метастабильного состояния системы «вода – метан» при температуре ниже  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  в лед, а не в систему «гидрат – переохлажденная вода». После охлаждения в метастабильную область ( $A'B'$ ) происходит сначала кристаллизация переохлажденной воды с нагревом системы ( $B'C'$ ). После индукционного периода в процессе охлаждения ( $C'D'$ ) начинается образование гидрата ( $D'F'$ ).

**«Вода расплавленного гидрата» ( $ABCD$ ).** Превалирует тенденция, предвещающая пере-

ход метастабильного состояния «вода – метан» в систему «гидрат – переохлажденная вода», а не в лед.

Представленные результаты экспериментальных исследований области метастабильного состояния гидратообразующей системы «вода – углеводороды алканового ряда» убедительно свидетельствуют о том, что кинетика процесса фазового перехода в значительной степени предопределяется термической историей воды, из которой формируется искомая фаза (гидрат, лед). Полученные знания необходимо учитывать при моделировании фазовых переходов, связанных с процессами гидратообразования.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ). Грант № РК 01201358147.*

## Список литературы

1. Методика ГСССД МЭ 118-05. Методика экспериментального исследования пограничных кривых и изохорной теплоемкости углеводородных смесей в диапазоне температур  $110\text{--}420\text{ K}$  и давлений до  $60\text{ MPa}$  / В.П. Воронов, П.В. Попов, В.М. Булейко. – М.: Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия, 2005. – 42 с.
2. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): дис. д.т.н. / Булейко Валерий Михайлович. – М.: ИПНГ РАН, 2007. – 277 с.
3. Булейко В.М. Экспериментальное исследование термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 282–298.
4. Sloan E. Dendy. Clathrate Hydrates of Natural Gases: Third Edition / E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh. – CRC Press. – 721 p.

УДК 622.279.72

**В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Е.Б. Григорьев, А.П. Федосеев**

## **Экспериментальное исследование термодинамических свойств газовых гидратов в пористых средах при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов**

**Ключевые слова:**

адиабатическая калориметрия, фазовое равновесие, фазовые переходы, метастабильное состояние, теплоемкость, теплота плавления, гидрат.

**Keywords:**

adiabatic calorimetry, phase equilibria, phase transitions, metastable state, heat capacity, heat of fusion, hydrate.

Необходимость промышленной разработки продуктивных залежей ряда нефтегазо-конденсатных месторождений при термобарических условиях, благоприятных для образования газовых гидратов, обуславливает возрастающий в настоящее время интерес к проблеме изучения термодинамических свойств, кинетики образования и разложения газовых гидратов при повышенном давлении.

Как правило, экспериментальные исследования газовых гидратов проводятся в термобарическом диапазоне, соответствующем газообразному состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов. Область повышенного давления (превышающего давление верхней квадрупольной точки гидрата) не исследовалась в силу большой сложности проведения эксперимента, а также отсутствия подходящего оборудования. В этих условиях большую роль играет использование новых методов и подходов.

Как показывает опыт, эффективным инструментом исследования фазового поведения, кинетики процессов образования и разложения газовых гидратов при повышенном давлении является адиабатическая калориметрия.

Целью предлагаемой работы является исследование методами адиабатической калориметрии термодинамических свойств гидратов в пористых средах при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов.

### **Экспериментальная установка, методика исследований**

Изучение термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда в гранулированном кварцевом песке со средним размером зерен 31,5 мкм при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов, проведено на прецизионном экспериментальном комплексе, подробно описанном в работе [1]. Экспериментальный комплекс позволяет проводить измерение термодинамических параметров (температуры, давления, энтальпии) исследуемых систем в диапазоне температур 110–420 К и при давлениях до 60 МПа с точностью по температуре в собственной шкале термометра  $\pm 0,0005$  К и давлению  $\pm 0,0007$  МПа. Измерения выполнены по оригинальной методике ГСССД, зарегистрированной в Российском научно-техническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия и подробно описанной в работах [1, 2] (там же изложены процедура приготовления образца, заполнение калориметрической ячейки водой и газом, методика исследований).

### **Кривые фазовых равновесий системы «вода – углеводороды»**

Все предыдущие исследования газовых гидратов проводились в термобарическом диапазоне, соответствующем газообразному состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов. Область давления, превышающего давление верхней квадрупольной точки гидрата, как правило, не исследовалась. Первоочередной задачей

проводимых исследований было построение кривых фазовых равновесий гидратов углеводородов в термобарическом диапазоне, соответствующем жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов.

Как уже отмечалось ранее [2, 3], кривые фазовых равновесий исследуемой системы устанавливаются на основе того факта, что при нагревании вещества теплоемкость испытывает «аномальное» поведение (сингулярность или скачок) при температуре перехода из одного фазового состояния в другое (например, при пересечении пограничной кривой из двухфазного состояния в однофазное). В связи с этим зависимости давления от температуры

испытывают излом (в производной  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$  так-

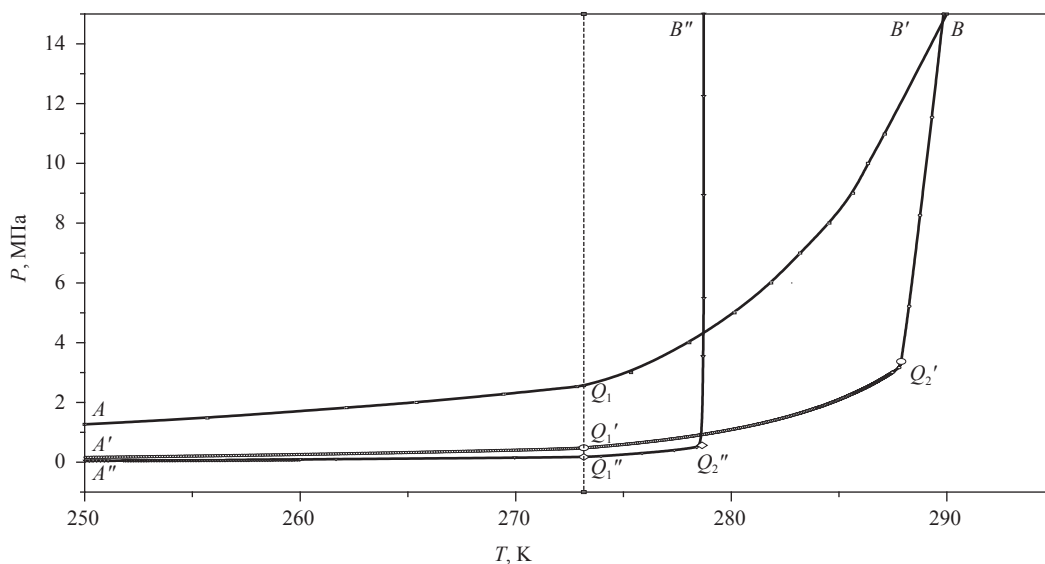
же имеет место скачок). По этим характерным признакам и определяются температура и давление, соответствующие значениям температуры и давления на кривых фазовых равновесий исследуемой системы.

Равновесные кривые фазовых равновесий «вода – гидрат – углеводородный компонент (газ, жидкость)» были построены по данным, полученным в результате исследования про-

цессов образования и разложения гидратов в режиме релаксации [3]. При температуре ниже 0 °С процесс разложения гидрата характеризуется значительно меньшим временем достижения равновесия, чем при образовании гидрата. В связи с тем, что при температуре ниже 0 °С разложение гидрата начинается без индукционного периода, а началу его образования из льда всегда предшествует достаточно большой индукционный период, равновесные значения кривых фазовых равновесий системы «лед – гидрат – газ» определялись при разложении гидрата [3].

Полученные экспериментально данные позволили построить кривые равновесия фаз «вода (лед) – гидрат – углеводороды (газ, жидкость)», представленные на рис. 1. Там же отображены нижние и верхние квадрупольные точки гидратов соответствующих углеводородных компонентов метана, этана и пропана. В скобках указаны значения температуры и давления квадрупольных точек (у метана, имеющего критическую температуру  $T_c = 190,55$  К, нет верхней квадрупольной точки  $Q_2$ ).

Нижняя квадрупольная точка отделяет кривую равновесия, на которой при разложении гидрата одной из образующихся фаз является лед,



**Рис. 1. Кривые равновесия фаз системы «вода (лед) – гидрат – углеводороды»:**  
 $AQ_1, A'Q_1', A''Q_1''$  – «лед – гидрат – газ (метан, этан, пропан)»;  $Q_1B$  – «вода – гидрат – газ (метан)»;  $Q_1'Q_2', Q_1''Q_2''$  – «вода – гидрат – газ (этан, пропан)»;  $Q_2'B', Q_2''B''$  – «вода – гидрат – жидкий углеводород (этан, пропан)»; нижние квадрупольные точки:  $Q_1$  – гидрат метана (273,14 К; 2,5719 МПа);  $Q_1'$  – гидрат этана (273,15 К; 0,4835 МПа);  $Q_1''$  – гидрат пропана (273,15 К; 0,1715 МПа); верхние квадрупольные точки:  $Q_2'$  – гидрат этана (287,89 К; 3,3716 МПа);  $Q_2''$  – гидрат пропана (278,60 К; 0,5804 МПа); вертикальная штриховая линия соответствует температуре в тройной точке воды

от кривой равновесия, на которой при разложении гидрата одной из образующихся фаз является вода. Нижняя квадрупольная точка находится на пересечении кривых равновесия «лед – гидрат – газ» и «вода – гидрат – газ» соответствующего углеводородного компонента. Ее температура соответствует температуре плавления льда при соответствующем давлении.

Верхняя квадрупольная точка – это точка пересечения кривой равновесия «вода – гидрат – газ» с кривой сосуществования «жидкость – пар» соответствующего гидратообразующего углеводорода [4].

Согласно представленным на рис. 1 графикам, при давлении выше давления верхней квадрупольной точки ( $Q_2'$ ,  $Q_2''$ ) этан и пропан находятся в жидком состоянии. Именно эта область представляла основной интерес. В термобарической области выше верхней квадрупольной точки кривая разложения гидрата пропана почти вертикальна, а кривая разложения гидрата этана имеет наклон  $(dP / dT)_{eq} \sim 7,361$  МПа/град. Индекс при термодинамической производной ( $_{eq}$ ) означает, что эта производная берется вдоль кривой равновесия «вода – гидрат – жидкий этан». Кривая разложения гидрата метана при температуре выше 0 °С более полого, нежели кривые разложения гидратов пропана и этана. Кривая разложения гидрата этана в области температуры выше верхней квадрупольной точки проходит при более высокой температуре, нежели соответствующая кривая разложения гидрата пропана.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что процесс образования гидрата в значительной степени отличается от процесса его разложения. Существует обширная термобарическая область метастабильного (безгидратного) состояния. В зависимости от величины движущей силы термобарическая область начала образования гидрата из метастабильного состояния системы «вода – углеводород» простирается от кривой разложения гидрата в сторону отрицательных температур и ограничена температурой начала кристаллизации переохлажденной воды. Температура начала образования гидрата предопределяется термической историей возникновения метастабильного состояния. Исследуя вероятность начала образования гидратов (измеряя индукционный период), авторы, в зависимости от термической истории возникновения, условно выделяют следующие состояния воды: «свежая»,

«талая», «вода расплавленного гидрата», имея при этом в виду различный характер процессов гидратообразования [3].

Как отражено на рис. 1, гидрат пропана имеет наиболее узкую область метастабильного состояния, так как в термобарической области выше верхней квадрупольной точки кривая разложения гидрата пропана почти вертикальна. Для начала процесса образования гидрата пропана из «свежей» или «талой» воды, как правило, приходится охлаждаться в область температуры ниже 0 °С. В то же время диапазон температуры существования метастабильного состояния систем, углеводородными составляющими которых являются метан или этан, существенно шире по сравнению с системами, содержащими в качестве углеводородного компонента пропан. Это обстоятельство делает возможным процесс образования гидратов метана и этана из «свежей» либо «талой» воды и при положительной температуре.

В связи с тем, что область метастабильного состояния гидратообразующей системы с пропаном в качестве углеводородного компонента значительно уже соответствующей области гидратообразующих систем, углеводородными компонентами которых являются метан и этан, при образовании гидрата пропана наиболее отчетливо проявляется эффект влияния термической истории воды. Деструктивная термическая составляющая вносит наименьший вклад в трансформацию структуры метастабильных состояний системы «вода – пропан».

### **Измерение calorических параметров газовых гидратов при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов**

Экспериментальный комплекс адиабатических калориметров позволяет с высокой точностью наряду с термическими измерять и calorические параметры (теплоемкость, энтальпию), что существенно расширяет возможности в исследовании процессов образования и разложения газовых гидратов.

Известно, что процессы разложения (образования) газовых гидратов так же, как и плавление (кристаллизация) льда, относятся к фазовым переходам первого рода, сопровождающимся поглощением (выделением) тепла, количество которого является основной характеристикой этого фазового перехода. Величина

скрытой теплоты перехода определяется по скачкам энтальпии на переходах. Эти данные, наряду со значениями удельной теплоемкости и термических параметров (PVT-данные), позволяют судить о состоянии и фазовом поведении исследуемой системы.

Далее представлены результаты эксперимента, полученные при исследовании термодинамических свойств водонасыщенного песка (использовались для определения его водонасыщенности), а также исследований calorических параметров газовых гидратов при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов.

### Термодинамические свойства водонасыщенной пористой среды

На начальном этапе, предвещающем исследование термодинамических свойств газовых гидратов, проводились calorиметрические измерения ячейки с пористой средой, в качестве которой использовался гранулированный кварцевый песок с заданной водонасыщенностью (методику создания пористой среды заданной водонасыщенности см. в работе [2]). Целью этих исследований было уточнение значения водонасыщенности, полученного авторами в процессе приготовления образца (взвешиванием образца до и после заполнения водой). Количество воды в ячейке определялось по теплоте плавления льда. Для этого с высокой точностью изме-

рялась теплота плавления льда, образующегося при температуре ниже  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  в результате кристаллизации насыщающей гранулированный песок воды. Значение удельной теплоты плавления льда, равное  $332,4\text{ Дж/г}$ , было получено авторами ранее при исследовании calorических свойств объемной воды. Эти результаты хорошо согласуются со справочными данными [5]. На рис. 2 представлено изменение энтальпии и мольной теплоемкости воды, насыщающей гранулированный кварцевый песок в процессе плавления льда. По этим данным было рассчитано количество насыщающей песок воды.

Согласно рис. 2, интегральная величина теплоты плавления льда в гранулированном песке составила  $401,005\text{ Дж}$ . Разделив эту величину на удельную теплоту плавления льда, полученную ранее при исследовании calorических свойств объемной воды, находим, что количество воды, насыщающей песок, равно  $1,20640\text{ г}$ . Зная объем порового пространства, измеренный при заполнении ячейки пористой средой, определяем водонасыщенность, которая составила  $0,232$ .

После помещения заполненной водой ячейки в установку система охлаждалась до значения ниже температуры кристаллизации льда. Затем проводилась откачка оставшегося воздуха из ячейки. На заключительной стадии заполненная водой ячейка по системе капилляров заполнялась углеводородным газом – гидратообразователем. Гидратообразование

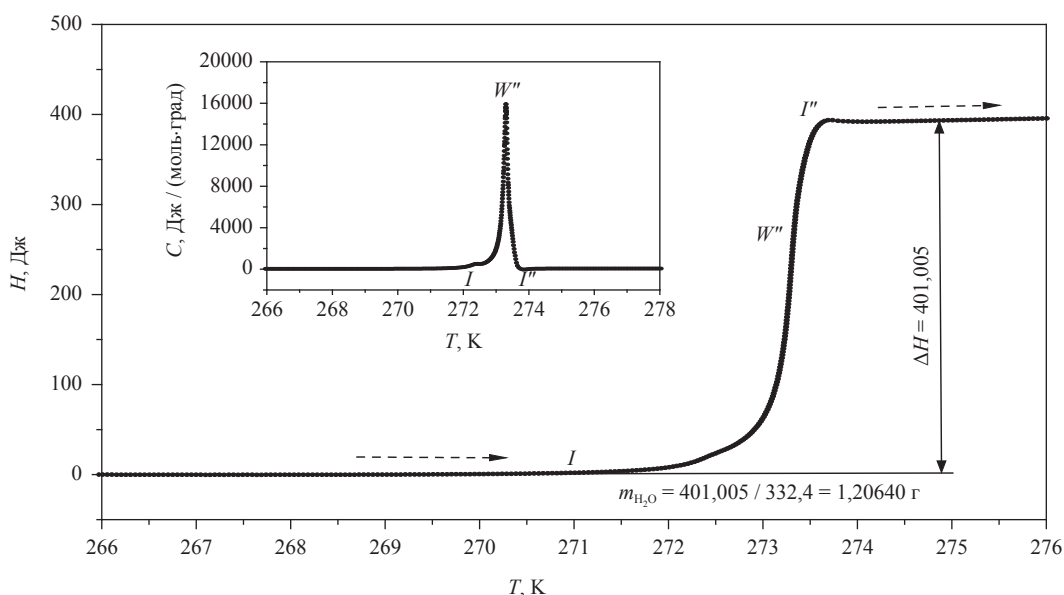


Рис. 2. Изменение энтальпии ( $H$ ) и мольной теплоемкости ( $C$ ) воды, насыщающей гранулированный кварцевый песок в процессе плавления льда

происходило непосредственно в калориметрической ячейке.

### Термодинамические свойства гидрата этана

Основной целью исследования термодинамических свойств гидрата жидкого этана являлось измерение теплоемкости и энтальпии (удельной теплоты разложения гидрата) вдоль кривой фазового равновесия «вода – гидрат – жидкий этан».

На рис. 3а и б представлено изменение энтальпии и мольной теплоемкости при нагреве в процессе плавления льда и гидрата этана. На рис. 3а показано влияние плотности этана в системе на величину удельной теплоты плавления гидрата (при постоянной водонасыщенности).

Участок  $IW_1H'$  соответствует плавлению твердой фазы, представляющей равновесное сосуществование гидрата, льда и газообразного этана. Твердая фаза была получена в системе «вода – этан». Количество этана в этом случае было недостаточно для полного перехода воды в гидратную фазу (плотность этана – 29,8546 кг/м<sup>3</sup>, исходное количество воды в гранулированном песке – 1,20640 г, в фазу гидрата перешло 0,48691 г воды).

Резкий рост энтальпии (максимум теплоемкости) на участке  $IW_1H'$  обусловлен плавлением льда. В точке  $H'$  плавление льда завершается, и дальнейший рост энтальпии и теплоемкости определяется теплом, поглощаемым в процессе разложения гидрата. На основе измерения значений энтальпии на участке  $IW_1H'$  (плавление льда) и полученных ранее данных удельной теплоты плавления льда была определена доля воды в гидрате и во льду (как показано на рис. 3а).

Участок  $IW_1H_1$  представляет изменение энтальпии и теплоемкости в процессе плавления гидрата этана вдоль кривой равновесия «гидрат – газообразный этан». Участки  $IW_2H_2$  и  $IW_3H_3$  соответствуют изменению энтальпии и теплоемкости в процессе плавления гидрата этана вдоль кривой равновесия «гидрат – жидкий этан».

Согласно рис. 3а, с ростом температуры, а также с увеличением плотности этана в объеме пор, не занятом гидратом, имеет место тенденция снижения удельной теплоты плавления гидрата этана.

На рис. 3в представлены зависимости давления от температуры системы «вода (лед) – гидрат – этан», соответствующие зависимос-

тям, отраженным на рис. 3а, б. На этом рисунке нанесены также пограничная кривая «жидкость – пар этана» и кривая равновесия фаз системы «вода (лед) – гидрат – этан».

### Термодинамические свойства гидрата пропана

В связи с тем, что область метастабильного состояния гидратообразующей системы с пропаном в качестве углеводородного компонента значительно уже соответствующей области других гидратообразующих систем, при образовании гидрата пропана наиболее отчетливо проявляется эффект влияния термической истории воды.

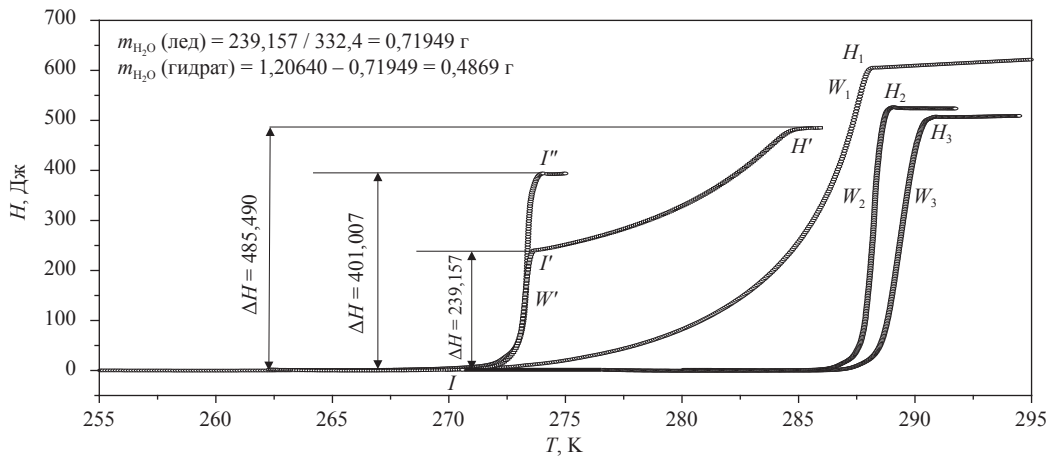
Исследование процесса гидратообразования из жидкого пропана проводилось в режиме охлаждения. При исследовании использовалась вода «свежая» и «расплавленного гидрата». Установлено, что процесс гидратообразования протекает различно для воды «расплавленного гидрата» и «свежей»:

- в метастабильной системе «свежая» вода – жидкий пропан» началу фазового перехода в гидратную фазу предшествует формирование «льдоподобной» структуры с последующим образованием гидрата из этой структуры и пропана;
- в метастабильной системе «вода расплавленного гидрата» – жидкий пропан» фазовый переход в гидратную фазу осуществляется непосредственно из переохлажденной воды и пропана.

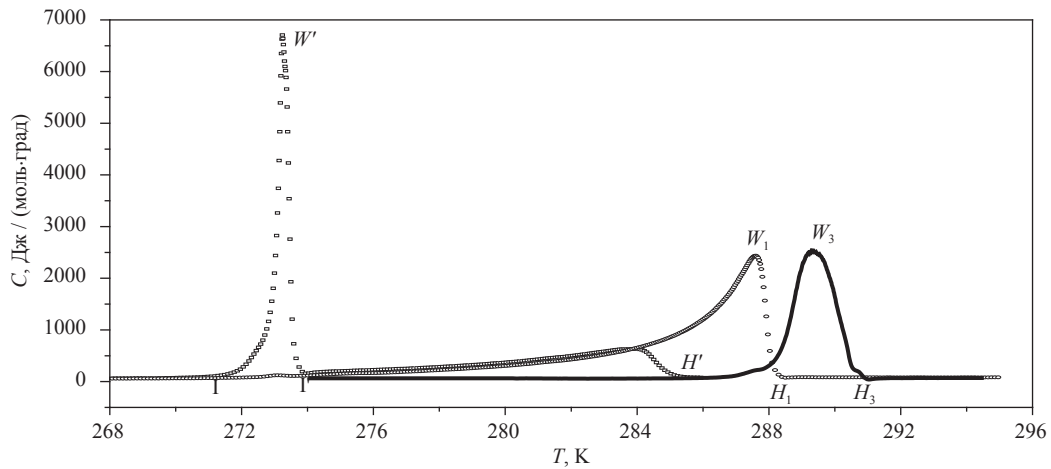
### Образование гидрата из метастабильного состояния системы «свежая» вода – жидкий пропан» с образованием промежуточной «льдоподобной» фазы

«Свежая» вода получалась в результате нагрева водонасыщенной системы до температуры 296–300 К (перегрев системы выше температуры плавления гидрата на 20 градусов и более) и выдержке в течение 12–14 ч (как правило, в течение ночи). Далее осуществлялась закачка пропана с последующим измерением параметров (давления и температуры) системы «вода – жидкий пропан» в процессе ее релаксации в равновесное состояние.

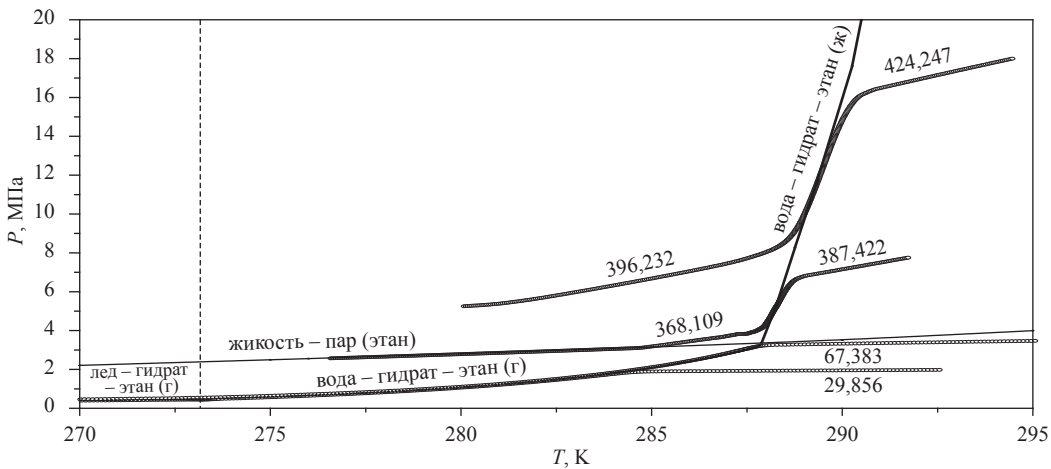
Исследование процесса гидратообразования проводилось в режиме охлаждения, этапы которого (ABCDE) представлены на рис. 4 (исходная плотность пропана в жидкой фазе в точке А – 540,112 кг/м<sup>3</sup>). Участок AB на рисунке



а

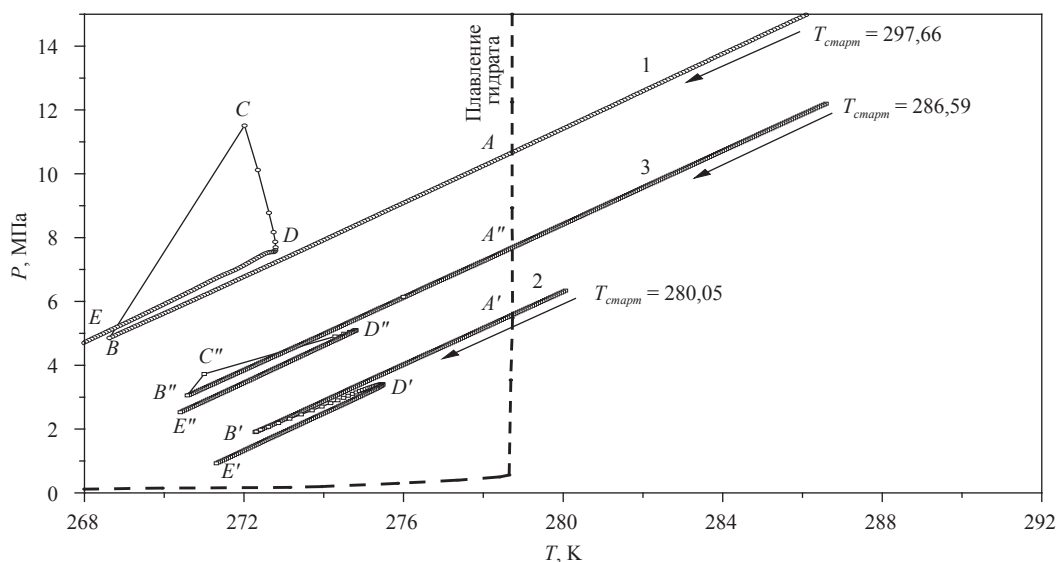


б



в

Рис. 3. Изменение энтальпии при нагреве в процессе плавления льда ( $I''$ ) и гидрата этана ( $H'$ ,  $H_1$ ,  $H_2$ ,  $H_3$ ). Удельная теплота плавления гидрата этана:  $\lambda_{H'}$  = 415,498 кДж/кг ( $\rho_{этан}$  = 29,856 кг/м<sup>3</sup>);  $\lambda_{H_1}$  = 411,420 кДж/кг ( $\rho_{этан}$  = 67,383 кг/м<sup>3</sup>);  $\lambda_{H_2}$  = 357,125 кДж/кг ( $\rho_{этан}$  = 387,422 кг/м<sup>3</sup>);  $\lambda_{H_3}$  = 345,891 кДж/кг ( $\rho_{этан}$  = 424,247 кг/м<sup>3</sup>). В скобках указана плотность этана в объеме пор, не занятом водой (после плавления гидрата) (а). Изменение мольной теплоемкости системы «вода (лед) – этан» при нагреве в процессе плавления льда ( $I''$ ) и гидрата ( $H'$ ) (б). Зависимость давления от температуры системы «вода (лед) – гидрат – этан» в гранулированном песке при различных значениях плотности этана в объеме пор, не занятом гидратом (водой). Цифрами на графиках обозначена плотность этана (кг/м<sup>3</sup>) (в)



**Рис. 4. Изменение давления систем: 1 – «жидкий пропан – «свежая» вода»; 2 – «жидкий пропан – «вода расплавленного гидрата» (буквы со штрихом); 3 – «жидкий пропан – «вода расплавленного гидрата» + «свежая» вода» (буквы с двумя штрихами);  $AB$  – охлаждение;  $BCD$  – образования гидрата;  $BC$  – образования гидрата через промежуточную «льдоподобную» фазу;  $DE$  – охлаждение**

соответствует процессу охлаждения метастабильной системы. Точка  $B$  – началу формирования «льдоподобной» фазы, сопровождающегося резким ростом температуры и давления ( $BC$ ). Для рассматриваемой системы давление выросло с 4,86 МПа в точке  $B$  до 11,54 МПа в точке  $C$ , а температура – с 268,7 до 271,9 К, соответственно. Резкий рост давления обусловлен кристаллизацией воды (ростом ее объема) в результате образования «льдоподобной» фазы. Эту фазу не называем «лед», так как ранее экспериментально доказано, что образование гидрата из метастабильной системы «лед – пропан» начинается только после достаточно продолжительного индукционного периода. С другой стороны, процесс кристаллизации начинается при температуре 268,7 К, что соответствует диапазону температуры начала кристаллизации воды (268,6–269,2 К) для данного водонасыщенного гранулированного песка, как было установлено ранее [3].

Без индукционного периода в точке  $C$  из «льдоподобной» фазы и жидкого пропана начинается образование гидрата ( $CD$  на рис. 4), о чем свидетельствует резкое снижение давления вследствие клатрации пропана. Небольшой рост температуры (участок  $CD$ ) обусловлен экзотермичностью процесса клатрации пропана. Участок  $DE$  соответствует охлаждению системы «гидрат – пропан».

#### **Образование гидрата из метастабильного состояния системы «вода расплавленного гидрата» – жидкий пропан» непосредственно из переохлажденной воды и пропана**

«Вода расплавленного гидрата» получалась в результате плавления гидрата и нагрева системы до температуры на 0,5–2,0 градусов, превышающей температуру разложения гидрата. Исследования проводились в режиме охлаждения, этапы которого ( $A'B'D'E'$ ) представлены на рис. 4 (исходная плотность пропана в жидкой фазе в точке  $A'$  – 531,754 кг/м<sup>3</sup>). Участок  $A'B'$  на рисунке соответствует процессу охлаждения метастабильной системы. Точка  $B'$  – началу фазового перехода в гидратную фазу, осуществляющегося непосредственно из переохлажденной воды и пропана (участок  $B'D'$ ). Участок  $D'E'$  соответствует охлаждению системы «гидрат – пропан».

#### **Образование газового гидрата из метастабильного состояния системы «переохлажденная вода – жидкий пропан» (промежуточный вариант)**

Исследовались метастабильные состояния системы, вода в которой обладала промежуточными свойствами. Для этого система после плавления гидрата пропана нагревалась до температуры выше температуры получения «воды расплавленного гидрата», но ниже температу-



ры получения «свежей» воды. Результаты исследований представлены на рис. 4. (исходная плотность пропана в жидкой фазе в точке  $A''$  – 536,556 кг/м<sup>3</sup>). Фазовый переход в гидратную фазу осуществляется частично через образование «льдоподобной» структуры  $B''C''$  и частично непосредственно из переохлажденной воды и пропана  $C''D''$ .

Согласно рис. 4, изохора  $DE$  проходит несколько выше исходной изохоры  $AB$ , а изохора  $D'E'$  – несколько ниже изохоры  $A'B'$ . Этот факт можно объяснить следующим образом.

Процесс гидратообразования сопровождается следующими двумя явлениями:

- уменьшением объема порового пространства, не занятого гидратом, вследствие того, что плотность гидрата меньше плотности воды; это способствует росту давления;
- уменьшением количества пропана в жидкой фазе, вследствие частичного его перехода в гидрат, что способствует снижению давления.

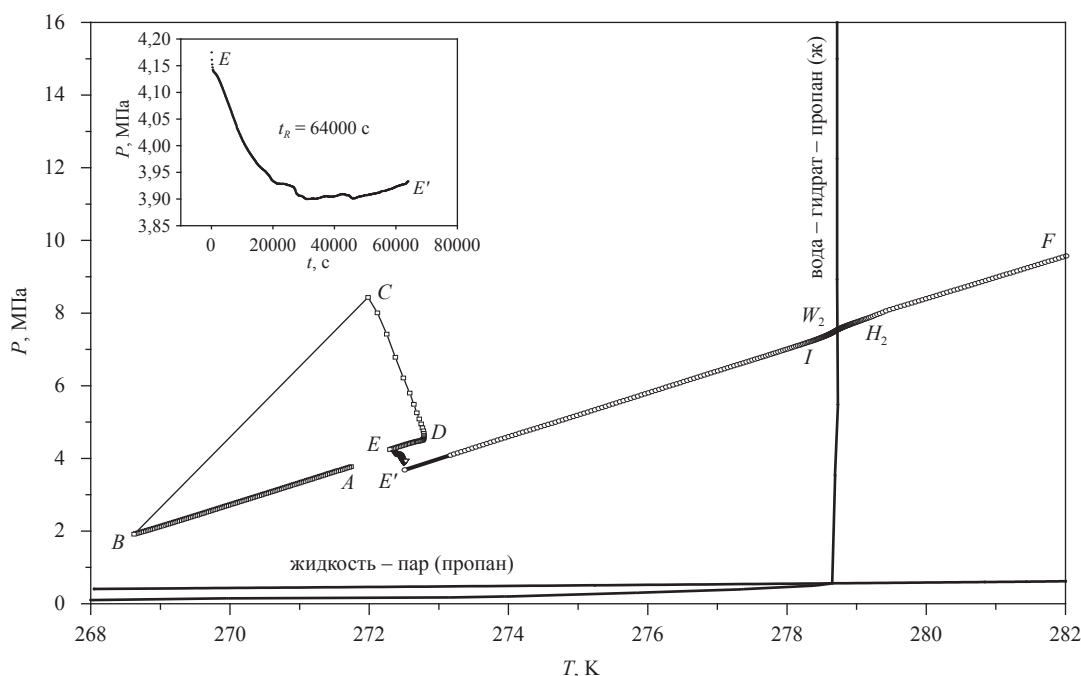
При образовании гидрата в системе «вода расплавленного гидрата» – жидкий пропан» образуется стабильная структура ( $sII$ ) гидрата пропана. Уменьшение давления вследствие перехода части пропана в фазу гидрата превалирует над ростом давления в результате сокращения объема, не занятого гидратом, вслед-

ствие того, что плотность гидрата меньше плотности воды.

При образовании гидрата в системе «свежая вода» – жидкий пропан» наблюдается обратное явление. Рост давления в результате сокращения объема, не занятого гидратом, вследствие того, что плотность образующегося метастабильного гидрата меньше плотности воды, превалирует над уменьшением давления из-за перехода части пропана (меньшей, чем в случае образования стабильной структуры  $sII$ ) в фазу гидрата. При образовании гидрата в системе «свежая» вода – жидкий пропан» образуется метастабильная структура гидрата пропана, переходящая в стабильную структуру  $sII$  после релаксации в течение суток ( $EE'$  на рис. 5).

Подробное экспериментальное доказательство формирования метастабильной структуры гидрата пропана в системе «свежая» вода – жидкий пропан», образующей промежуточную «льдоподобную» фазу, и термодинамические свойства этой структуры гидрата, будут представлены в последующих работах.

Ниже отражены термодинамические свойства только стабильной структуры гидрата пропана. На рис. 6 показано изменение энтальпии и мольной теплоемкости системы «водонасыщенная пористая среда – пропан» при нагреве в процессе плавления льда и разложения



**Рис. 5. Образование гидрата пропана из «свежей воды» ( $BCD$ ) с последующей релаксацией в равновесную фазу ( $EE'$ )**

гидрата для ряда значений плотности пропана. Для  $\rho_{\text{пропан}} = 536,556 \text{ кг/м}^3$  (рис. 5) представлена зависимость давления от температуры в процессе разложения гидрата пропана ( $I'W_2H_2F$ ), соответствующая изменению энтальпии и теплоемкости ( $I'W_2H_2$ ) (рис. 6).

Изменение энтальпии и теплоемкости  $I'W_2H_2$  (рис. 6) соответствует плавлению твердой фазы, представляющей равновесное

сосуществование гидрата, льда и газообразного пропана. Твердая фаза была получена из системы «вода – пропан». Количество пропана, закачанного в водонасыщенный песок, было недостаточно для полного перехода воды в гидратную фазу (плотность пропана –  $11,690 \text{ кг/м}^3$ , исходное количество воды в гранулированном песке –  $1,20640 \text{ г}$ , в фазу гидрата перешло  $0,25688 \text{ г}$  воды).

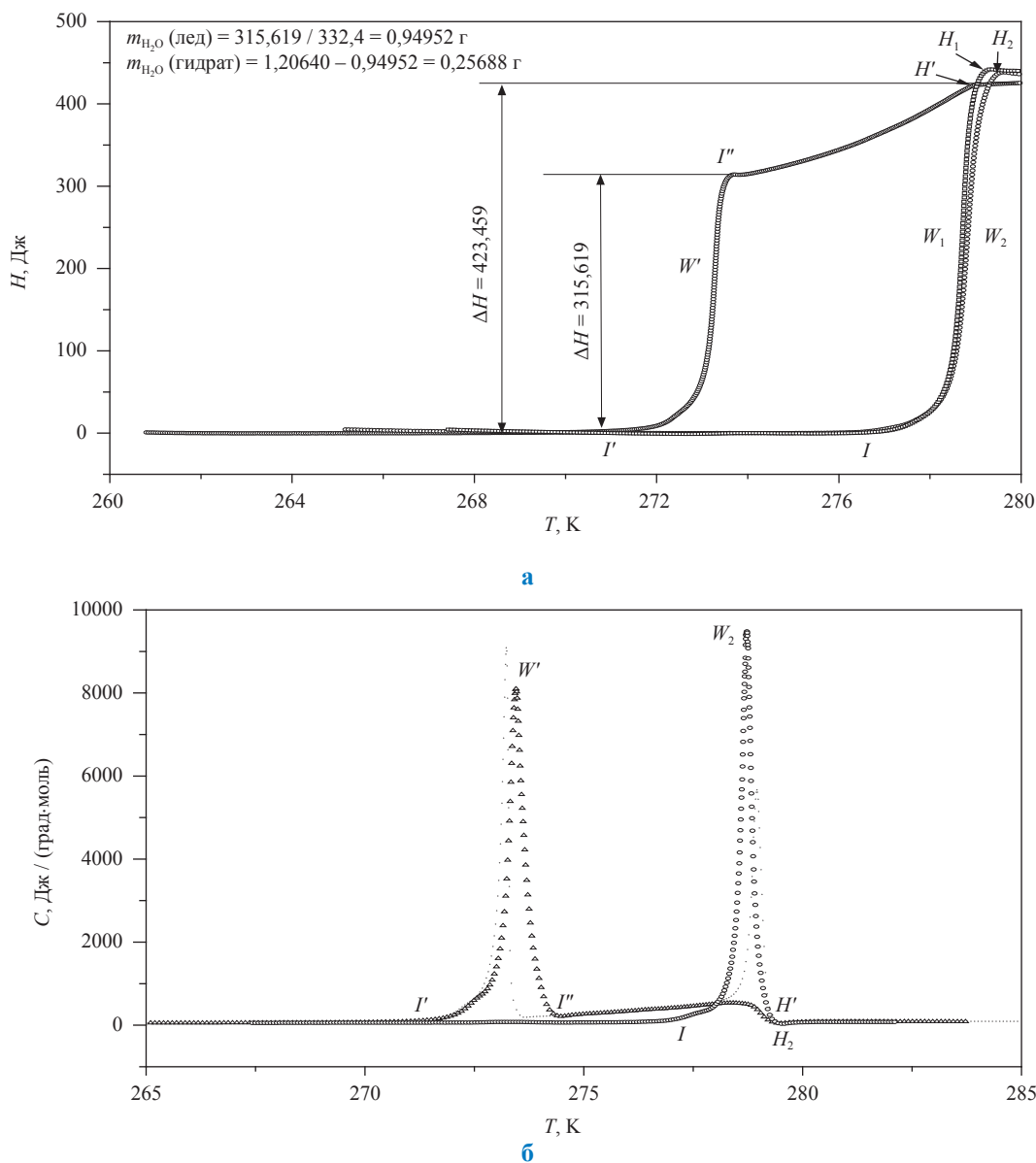


Рис. 6. Изменение энтальпии при нагреве в процессе плавления льда ( $I'W_2H_2$ ) и гидрата пропана ( $I''H'$ ,  $I'W_1H_1$ ,  $I'W_2H_2$ ). Удельная теплота плавления гидрата пропана:  $\lambda_{I'H'} = 366,89 \text{ кДж/кг}$  ( $\rho_{\text{пропан}} = 11,690 \text{ кг/м}^3$ );  $\lambda_{I'H_1} = 319,830 \text{ кДж/кг}$  ( $\rho_{\text{пропан}} = 309,755 \text{ кг/м}^3$ );  $\lambda_{I'H_2} = 316,715 \text{ кДж/кг}$  ( $\rho_{\text{пропан}} = 536,556 \text{ кг/м}^3$ ). В скобках указана плотность пропана в объеме пор, не занятом водой (после плавления гидрата) (а). Изменение мольной теплоемкости системы «вода (лед) – пропан» при нагреве в процессе плавления льда ( $I'W_2H_2$ ) и гидрата ( $I''H'$  и  $I'W_2H_2$ ) (б)

Резкий рост энтальпии (максимум теплоемкости) на участке  $I'W'I''$  обусловлен плавлением льда. В точке  $I'$  плавление льда завершается, и дальнейший рост энтальпии и теплоемкости определяется теплом, поглощаемым в процессе разложения гидрата. На основе измерения значений энтальпии на участке  $I'W'I''$  (плавление льда) и полученных ранее данных удельной теплоты плавления льда была определена доля воды в гидрате и во льду (см. на рис. 6а).

Участок  $IW_1H_1$  представляет изменение энтальпии и теплоемкости в процессе плавления гидрата пропана вдоль кривой равновесия «гидрат – газообразный пропан». Участок  $IW_2H_2$  соответствует изменению энтальпии и теплоемкости в процессе плавления гидрата пропана вдоль кривой равновесия «гидрат – жидкий пропан».

На рис. 6а для наглядности показана только одна зависимость изменения энтальпии от температуры для термобарической области, соответствующей жидкому пропану ( $T_{W_2} = 278,63$  К,  $P_{W_2} = 7,5521$  МПа). Результаты исследования термобарического диапазона от верхней критической точки гидрата пропана до давления  $\sim 20$  МПа позволили сделать вывод, что в пределах точности измерений удельная теплота плавления гидрата пропана не изменяется вплоть до 20 МПа (зависимости изменения энтальпии от температуры либо совпадают, либо близки к представленной на рис. 6а).

Представленные результаты экспериментальных исследований термодинамических свойств газовых гидратов в пористых средах при термобарических условиях, соответствую-

ющих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов, позволяют заключить, что при давлении выше давления верхней квадрупольной точки характер изменения кривых разложения гидратов пропана и этана существенно различается (в координатах «давление – температура»):

- кривая разложения гидрата пропана практически вертикальна;
- кривая разложения гидрата этана, имеющая наклон  $(dP / dT)_{eq} \sim 7,361$  МПа/град, более полого.

Сравнительный анализ изменения энтальпии при нагреве в процессе плавления гидратов этана и пропана в термобарическом диапазоне, соответствующем жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов, свидетельствует о следующем:

- с ростом температуры и давления (плотность жидкого этана в объеме пор, не занятом гидратом, также растет) имеет место тенденция снижения удельной теплоты плавления гидрата этана;
- в связи с тем, что в термобарической области выше верхней квадрупольной точки кривая разложения гидрата пропана почти вертикальна, с ростом давления (не происходит рост температуры плавления гидрата пропана) удельная теплота плавления гидрата пропана не изменяется вплоть до 20 МПа (в пределах погрешности эксперимента).

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ). Грант № РК 01201358148.*

## Список литературы

1. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): дис. д.т.н. / Булейко Валерий Михайлович. – М.: ИПНГ РАН, 2007. – 277 с.
2. Методика ГСССД МЭ 118-05. Методика экспериментального исследования пограничных кривых и изохорной теплоемкости углеводородных смесей в диапазоне температур 110...420 К и давлений до 60 Мпа / В.П. Воронов, П.В. Попов, В.М. Булейко. – М.: Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия, 2005. – 42 с.
3. Булейко В.М. Экспериментальное исследование термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 282–298.
4. Sloan E. Dendy. Clathrate Hydrates of Natural Gases: Third Edition / E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh. – CRC Press. – 721 p.
5. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М.: Наука, 1972. – 720 с.

## Сведения об авторах

<i>Александров Игорь Станиславович</i>	к.т.н., доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета (ФГБОУ ВПО «КГТУ»). Тел.: (4012)46–53–58. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Алеманов Александр Евгеньевич</i>	ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: A_Alemanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Артемьев Валерий Юрьевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)355–97–06. E-mail: V_Artemiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Беляков Михаил Юрьевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник ИПНГ РАН. Тел.: (499)135–39–01. E-mail: belyakov@ogri.ru
<i>Богатырев Александр Федорович</i>	д.т.н., профессор кафедры физики филиала ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: (4812)39–11–59. E-mail: tfs209@yandex.ru
<i>Богданов Андрей Владимирович</i>	студент V курса энергетического факультета (специалитет) ФГБОУ ВПО «Тамбовский государственный технический университет». Тел.: (4752)63–03–70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Брусиловский Александр Иосифович</i>	д.т.н., профессор, руководитель направления по анализу свойств пластовых флюидов ООО «Газпромнефть НТЦ». Тел.: (495)777–31–52 (доб. 18–02). E-mail: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru
<i>Будейко Валерий Михайлович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ваньков Валерий Петрович</i>	ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: V_Vankov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Вовчук Гергей Александрович</i>	аспирант ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: gr458@list.ru
<i>Волков Андрей Николаевич</i>	к.т.н., начальник отдела центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: (8216)73–52–20. E-mail: a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Воронов Виталий Павлович</i>	к.ф.-м.н., главный научный сотрудник ИПНГ РАН. Тел.: (499)135–39–01. E-mail: voronov@ogri.ru
<i>Герасимов Анатолий Алексеевич</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета (ФГБОУ ВПО «КГТУ») Тел.: (4012)46–53–58. E-mail: aager_kstu@mail.ru

<i>Гереш Михаил Петрович</i>	ведущий геофизик Отдела геологии и геофизики Управления геологии и разработки месторождений ООО «Газпром добыча шельф». Тел.: (495)817-13-30 (доб. 671-75). E-mail: M_Geresh@shelf-dobycha.gazprom.ru
<i>Городецкий Евгений Ефимович</i>	к.ф.-м.н., доцент, заведующий лабораторией ИПНГ РАН. Тел.: (499)135-39-01. E-mail: gorod@ogri.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-42-06. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель директора Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-47-08. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ефимов Александр Геннадьевич</i>	начальник отдела геологии, разработки месторождений, лицензирования и недропользования ООО «Газпром добыча Оренбург». Газ. тел.: (754)31-385. E-mail: A.Efimov@GDO.gazprom.ru
<i>Жариков Максим Геннадьевич</i>	заместитель начальника отдела разработки ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: (3494)93-17-43.
<i>Железный Виталий Петрович</i>	д.т.н., проф., заведующий кафедрой инженерной теплофизики Одесской национальной академии пищевых технологий (ОНАПТ). Тел.: (0482)68-23-39. E-mail: vzhelezny@mail.ru
<i>Зайченко Виктор Михайлович</i>	д.т.н., старший научный сотрудник, заведующий лабораторией ОИВТ РАН. Тел.: (495)484-19-55. E-mail: zaitch@oivtran.ru
<i>Канунникова Надежда Юрьевна</i>	инженер I категории Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (915)067-51-52. E-mail: N_Kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Качалов Владимир Викторович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник ОИВТ РАН. Тел.: (495)485-91-45. E-mail: ongk@mail.ru
<i>Ковалев Андрей Леонгардович</i>	к.т.н., заведующий сектором моделирования технологических процессов Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-47-08. E-mail: a_kovalev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Константинов Александр Андреевич</i>	инженер I категории Отдела центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: (912)949-99-00. E-mail: GEOLMOD@gmail.com
<i>Корчажкина Ирина Юрьевна</i>	научный сотрудник сектора моделирования технологических процессов Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (903)528-86-79. E-mail: I_Korchazhkina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Косякова Лидия Степановна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексного исследования углеводородных систем Центра исследования нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-66-84. E-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Кошелев Анатолий Владимирович</i>	начальник отдела разработки ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: (902)693–81–35.
<i>Крикунов Анатолий Иванович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: 8(917)517–29–12. E-mail: A_Krikunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузнецов Михаил Александрович</i>	д.т.н., доцент, профессор ФГБОУ ВПО «Тамбовский государственный технический университет». Тел.: (4752)63–03–70. E-mail: kuznecam@mail.ru
<i>Куликов Владислав Дмитриевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник ИПНГ РАН. Тел.: (499)135–39–01. E-mail: kulikov@ogri.ru
<i>Куликова Ольга Андреевна</i>	аспирантка кафедры физики филиала ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске. Тел.: (4812)39–11–59. E-mail: tfs209@yandex.ru
<i>Кучеров Владимир Георгиевич</i>	адъюнкт-профессор в Королевском технологическом университете (г. Стокгольм), профессор кафедры физики РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Тел.: +46–8–790–8507. E-mail: vladimir@flotten.se
<i>Лапшин Владимир Ильич</i>	главный научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Отдела разработки проектирования и анализа разработки месторождений сложного состава Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–40–26. E-mail: V_Lapshin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Люгай Антон Дмитриевич</i>	научный сотрудник сектора контроля за разработкой Лаборатории проектирования и анализа разработки сероводородосодержащих месторождений Отдела разработки проектирования и анализа разработки месторождений сложного состава Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–40–26. E-mail: ADLyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Люгай Дмитрий Владимирович</i>	д.т.н., член Правления, начальник Департамента перспективного развития ОАО «Газпром». Тел.: (495)719–27–49. E-mail: lyugdmiiv@adm.gazprom.ru
<i>Магадова Любовь Абдулаевна</i>	д.т.н., профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Тел.: (499)135–11–92. E-mail: magadova0108@himeko.ru
<i>Майков Игорь Леонидович</i>	д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник ОИВТ РАН. Тел.: (495)485–79–81. E-mail: maikov_i@mail.ru
<i>Мизин Андрей Витальевич</i>	заместитель начальника Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: A_Mizin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Монахова Ольга Михайловна</i>	ведущий инженер Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: O_Monakhova@vniigaz.gazprom.ru

---

<i>Муратов Андрей Родэсович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник ИПНГ РАН. Тел.: (499)135–39–01. E-mail: muratov@ogri.ru
<i>Никулина Анастасия Станиславовна</i>	младший научный сотрудник кафедры инженерной теплофизики Одесской национальной академии пищевых технологий (ОНАПТ). Тел.: (0482)68–23–39. E-mail: markwartas@mail.ru
<i>Овсянников Павел Олегович</i>	аспирант ФГБОУ ВПО «Тамбовский государственный технический университет». Тел.: (752)63–03–70. E-mail: geometry@mail.nnn.tstu.ru
<i>Орлов Денис Михайлович</i>	к.ф.-м.н., заведующий сектором исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–28. E-mail: D_Orlov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Орман Марина Михайловна</i>	инженер I категории Лаборатории геолого-промысловых исследований Центра исследования нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–47–06. E-mail: M_Orman@vniigaz.gazprom.ru
<i>Парфенова Наталья Михайловна</i>	к.х.н., старший научный сотрудник Лаборатории комплексного исследования углеводородных систем Центра исследования нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–47–06. E-mail: N_Parfenova@vniigaz.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.: (498)657–44–28. E-mail: T_Perunova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Полестинер Борис Наумович</i>	начальник геологического отдела газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Оренбург». Газ. тел.: (754)36–243. E-mail: Geolog_GPU@GDO.gazprom.ru
<i>Промзелев Иван Олегович</i>	главный специалист (руководитель группы) ООО «Газпромнефть НТЦ». Тел.: (3452)68–56–70 (доб. 62–71). E-mail: Promzelev.IO@gazpromneft-ntc.ru
<i>Рассохин Сергей Геннадьевич</i>	д.т.н., заместитель директора Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–55. E-mail: S_Rassokhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	к.г.-м.н., директор Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–91–92. E-mail: A_Rizhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыжова (Филиппова) Лидия Алексеевна</i>	научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (967)175–27–90. E-mail: L_Ryzhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Савченко Наталья Васильевна</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник сектора исследований фильтрации Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–28. E-mail: N_Savchenko@vniigaz.gazprom.ru

---

---

<i>Саприна Ольга Андреевна</i>	инженер Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (926)103–40–88. E-mail: O_Saprina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семёнов Евгений Олегович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории физики пласта Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–28. E-mail: E_Semenov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Силин Михаил Александрович</i>	д.х.н., первый проректор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по стратегическому развитию НИУ, заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности. Тел.: (499)135–84–64, (499)135–05–15. E-mail: silin.m@gubkin.ru
<i>Сокол Гелий Федорович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник ОИВТ РАН. Тел.: (495)484–24–47. E-mail: sokol@yandex.ru
<i>Соколов Александр Федорович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Торчинский Владимир Моисеевич</i>	старший научный сотрудник ОИВТ РАН. Тел.: (495)485–79–81. E-mail: torch@ihed.ras.ru
<i>Троцкий Владимир Михайлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Федосеев Александр Павлович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–44–77. E-mail: A_Fedoseev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Чирина Любовь Александровна</i>	младший научный сотрудник кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Тел.: (499)233–93–67. E-mail: liubov_fedorova@mail.ru
<i>Шафиев Ильдар Маратович</i>	начальник лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–47–06. E-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шеберстов Евгений Викторович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657–47–08. E-mail: e_sheberstov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шигидин Олег Александрович</i>	начальник отдела исследования скважин Инженерно-технический центр (ИТЦ) ООО «Газпром добыча Уренгой». Тел.: (902)621–28–19.

---



## Аннотированный перечень представленных статей

**Б.А. Григорьев. 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 исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 4–12.

Представлены результаты анализа метода расчета плотности нефти, газовых конденсатов, их фракций и продуктов переработки, основанного на использовании двух обобщенных фундаментальных уравнений состояния, описывающих свойства н-алканов и углеводородов циклического строения. Расчет выполнен в жидкой фазе в «квазиодножидкостном» приближении для 205 веществ в диапазоне температуры 220–570 К при давлениях до 60 МПа. Показано, что предлагаемый метод расчета плотности универсален и отличается существенно более высокой точностью по сравнению с другими методами, основанными на использовании единых для жидкой и газовой фаз уравнений состояния. Средняя квадратичная погрешность расчета плотности составила 0,72 %, а средняя относительная – 0,47 %.

**Рыжов А.Е. Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырье для нефтехимии** / А.Е. Рыжов, Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман, М.П. Гереш // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 13–20.

Впервые проведены комплексные физико-химические исследования газоконденсатов из разведочных скважин Киринского и Южно-Киринского месторождений, являющихся первоочередными объектами освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ОАО «Газпром». Установлено, что конденсаты Киринского ГКМ схожи между собой по физико-химическим характеристикам, относятся к тяжелым конденсатам метаново-нафтеново-ароматического типа. Конденсаты Южно-Киринского ГКМ легче конденсатов Киринского ГКМ, схожи между собой по физико-химическим показателям и относятся к средним конденсатам метаново-нафтенового типа. Показано, что бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов являются благоприятным сырьем для использования их в качестве основы для получения соответствующих топлив. Рекомендована совместная переработка конденсатов по двум вариантам – топливному и нефтехимическому.

**Артемьев В.Ю. Инфракрасная спектроскопия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ** / В.Ю. Артемьев, Е.Б. Григорьев, О.А. Шигидин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследо-

ваний пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 21–26.

Представлены инфракрасные исследования флюидов ачимовской толщи Уренгойского НГКМ. Установлены диапазоны распределений спектральных коэффициентов  $A_{13}$  и  $K$ , характеризующих относительное содержание различных классов ароматических структур, и показана связь с типом добываемого сырья. Выявлена зависимость между  $A_{13}$  и пластовым давлением, позволяющая оперативно фиксировать происходящие изменения физико-химических свойств конденсатов в процессе эксплуатации и контролировать свойства добываемой продукции. Предлагается использование метода инфракрасной спектроскопии с Фурье-преобразованием (ИКС ФП) для ранней диагностики изменений, происходящих в залежи в процессе добычи, что позволит повысить эффективность применяемых в настоящее время методик контроля разработки месторождений УВ-сырья.

**Лапшин В.И. Аналитические и экспериментальные исследования влияния неуглеводородных компонентов на фазовые превращения углеводородных газожидкостных систем** / В.И. Лапшин, Д.В. Люгай, А.Н. Волков, И.М. Шафиев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 27–35.

Проведен анализ аналитическими методами оценки влияния углекислого газа и сероводорода на давление начала конденсации углеводородных газожидкостных систем. Представлены результаты экспериментальных исследований фазового поведения сероводородсодержащих газожидкостных систем. Показано, что при введении в углеводородную систему сероводорода в количестве 25–30 мольных % существенно меняется конфигурация фазовых диаграмм. Отличительной особенностью фазовых диаграмм сероводородсодержащих систем является значительное снижение давлений начала конденсации, особенно в области низких температур. Влияние сероводорода на давление начала конденсации в 1,5–3,0 раза превосходит влияние углекислого газа.

**Богатырев А.Ф. Измерение и расчет термодиффузионного разделения в трехкомпонентных газовых системах** / А.Ф. Богатырев, О.А. Куликова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 36–40.

Приведены результаты экспериментального и теоретического исследований термодиффузии в четырех трехкомпонентных газовых системах. Полученные экспериментальные данные сравнены с вычисленными по предложенной методике расчета. Между ними наблюдается хорошее согласие.

**Брусиловский А.И. О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей / А.И. Брусиловский, И.О. Промзев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 41–45.**

На примере газонефтяной залежи одного из месторождений севера Западной Сибири показано сопоставление двух методических подходов к воспроизведению свойств пластовой предельно насыщенной нефти (находящейся в термодинамическом равновесии с существующей газовой шапкой). Обозначены случаи применимости указанных подходов. Описанные методы целесообразно использовать при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазоконденсатных залежей.

**Беляков М.Ю. Пограничные кривые и определение критических параметров многокомпонентных смесей / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, А.Р. Муратов, В.П. Воронов, Б.А. Григорьев, А.Н. Волков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 46–53.**

Предложен общий подход для описания физических свойств многокомпонентных смесей в окрестности их критических точек, основанный на возможности универсальной параметризации физических величин посредством двух масштабных полей. Показано, что температура и давление на пограничных кривых неаналитическим образом зависят от плотности смеси. Это позволяет сформулировать простой алгоритм оценки критических параметров смесей непосредственно из экспериментальных данных по их пограничным кривым.

**Железный В.П. Новые структурно-аддитивные методы прогнозирования теплофизических свойств углеводородов / В.П. Железный, А.С. Никулина, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 54–62.**

Приводятся результаты верификации новой модели прогнозирования теплофизических свойств веществ в широком интервале температур на линии кипения применительно к фракциям нефти. В качестве исходной информации использован минимальный объем характеристических параметров Мангышлакской нефти. Показано, что наличие корреляций между конститутивными свойствами, критическими параметрами и амплитудами открывает широкие возможности для прогнозирования термодинамических свойств смесей углеводородов в широких интервалах параметров состояния. Применение предложенной методики целесообразно при прогнозной оценке термодинамических свойств нефтей и их фракций в условиях использования ограниченной эмпирической информации.

**Зайченко В.М. Моделирование волнового воздействия на газоконденсатную систему / В.М. Зайченко, В.В. Качалов, И.Л. Майков, В.М. Торчинский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 63–65.**

Разработана численная модель двухфазной фильтрации углеводородных смесей на примере газоконденсатного флюида (смеси метан – н-бутан) в пористой среде при термобарических условиях реальных пластов. Исследовано влияние акустических волн различной частоты и амплитуды на характер течения. Получены критерии подобия процесса, найдены резонансные частоты и амплитуды волнового воздействия, обеспечивающие минимальное время разрушения конденсатной пробки.

**Зайченко В.М. Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы / В.М. Зайченко, В.В. Качалов, И.Л. Майков, Г.Ф. Сокол, В.М. Торчинский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 66–72.**

Методом математического и физического моделирования исследовано тепловое воздействие на выпадение ретроградного конденсата в призабойной зоне газоконденсатного пласта. Представлены результаты расчетов по нагреву призабойной зоны пласта скважинным нагревателем. Приведены оценки параметров распространения тепловой волны. Показана возможность увеличения дебита высококипящего компонента. Описана конструкция разработанного в ОИВТ экспериментального стенда «Пласт». Приведены результаты экспериментов по термическому воздействию на модельную газоконденсатную смесь. Сделан вывод о возможности применения термического воздействия на прискважинную зону как метода повышения коэффициента извлечения газового конденсата.

**Силин М.А. Исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.А. Чирина // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 73–78.**

Представлено исследование влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП. На примере Ромашкинского месторождения установлено, что при многократном проведении ГРП в подтоварной воде накапливаются ионы бора  $[B^{3+}]$ , негативно влияющие на качество ПС геля ГРП, поэтому для его приготовления используется исключительно пресная вода. Доказано, что при повышении минерализации воды до 30–40 г/л вязкость ПС геля резко снижается, однако при дальнейшем росте концентрации солей эффективная вязкость по-

вышается, так как при этом снижается диссоциация мновалентных катионов и их влияние на гидратацию ПС геля. Вычислено, что минерализация частично нейтрализует влияние ионов  $[B^{3+}]$  на реологические характеристики ПС геля. Предложен метод нейтрализации отрицательного действия ионов  $[B^{3+}]$  на процесс гидратации полисахарида. Разработана экспресс-методика качественного анализа воды на содержание ионов  $[B^{3+}]$  в подтоварной воде. Предложен метод нейтрализации отрицательного действия ионов  $[B^{3+}]$  на процесс гидратации полисахарида. Установлено следующее: для полного разрушения ПС геля недостаточно использовать деструктор перекисного типа, необходимо дополнительное воздействие кислоты или деструктора кислотного типа; влияние на деструкцию ПС геля минеральных солей, предположительно образующих с ионами  $[B^{3+}]$  водорастворимые комплексные или хелатные соединения. Разработан состав кислотного деструктора на основе водно-спиртового раствора фосфола и хлорида калия, обеспечивающий полную деструкцию ПС геля для ГРП.

**Лапшин В.И.** Аналитическая и экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияния конденсационной воды на фазовые характеристики / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, И.М. Шафиев, А.Д. Люгай, А.А. Константинов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 79–85.

Представлены результаты аналитической и экспериментальной оценки влияния влагосодержания природного газа на фазовое поведение пластовых газоконденсатных систем. Приведены данные исследований на установке фазовых равновесий влияния присутствия сероводорода и двуокиси углерода в природном газе на влагоемкость природного газа.

**Кучеров В.Г.** Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа / В.Г. Кучеров // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 86–91.

Современные научные представления о генезисе углеводородов подтверждают возможность их абиогенного синтеза в глубинных (мантийных) условиях. Полученные экспериментальные результаты позволяют понять механизмы этого процесса, который в общем виде может быть представлен следующим образом: восстановленное вещество мантии + газы → окисленное вещество мантии + углеводороды. Образование нефтяных и газовых залежей происходит в результате миграции мантийных флюидов по зонам глубинных разломов. Глубинный флюид, обладая высокой реакционной способностью, при подъеме по зонам разломов и трещин растворяет органические вещества, расположенные на стенках, обогащаясь вторичными компонентами.

**Троицкий В.М.** Экспериментальное изучение подвижности гелия с целью оценки экраняющих свойств подземных хранилищ гелиевого концентрата / В.М. Троицкий, А.В. Мизин, В.П. Ваньков, Е.О. Семёнов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 92–97.

Обсуждаются результаты экспериментальных исследований образцов глинистой покрышки хамакинского горизонта Чаяндинского НГКМ. В ходе исследований впервые выполнены эксперименты по определению проницаемости образцов глин по гелию в условиях, моделирующих пластовые, а также разработана методика определения давления прорыва газа с высокой проникающей способностью (гелия и гелиевого концентрата) для оценки максимально допустимого давления газа при закачке газа в подземные хранилища гелиевого концентрата (ПХГК).

**Соколов А.Ф.** Физическое моделирование воздействия кислотной эмульсии на углеводородной основе на карбонатные породы пласта-коллектора / А.Ф. Соколов, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин, А.П. Федосеев, В.П. Ваньков, А.Е. Алеманов, О.М. Монахова, А.Г. Ефимов, Б.Н. Полестинер // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 98–104.

Представлены результаты экспериментов по исследованию воздействия на представительные образцы карбонатных пород Оренбургского НГКМ, загрязненные буровым раствором, газированной азотом кислотной эмульсии на углеводородной основе, выполненные на современном оборудовании, включающем систему двухфазной фильтрации (Temco), а также компьютеризированный томограф Philips Tomoscan 60/TX. Исследованиями выявлены существенные изменения ФЕС: снижение фазовой проницаемости для модельного пластового газа до 27 раз по отношению к первоначальной. Воздействие газированной кислотной эмульсии на углеводородной основе привело к увеличению объема пор составной модели пласта на 6,7 %. Визуализированы изменения поровой структуры образца породы после воздействия газированной азотом кислотной эмульсии на углеводородной основе, сформировалась сеть фильтрационных каналов, дана количественная оценка размера сформированного фильтрационного канала.

**Троицкий В.М.** Экспериментальная оценка параметров массопереноса при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты / В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 105–110.

Рассмотрены вопросы экспериментального исследования явлений переноса при закачке диоксида

углерода ( $\text{CO}_2$ ) в продуктивный пласт. Актуальность исследования обусловлена не только решением традиционной проблемы «захоронения» парниковых газов, но также и широким применением диоксида углерода как при повышении углеводородоотдачи, так и при использовании  $\text{CO}_2$  в качестве буферного газа для увеличения эффективности эксплуатации ПХГ. В настоящее время в результате отсутствия данных по коэффициентам взаимодиффузии различных газов в пористой среде трудно предсказать технологические режимы закачки  $\text{CO}_2$  и его наличие в компонентном составе продукции добывающих скважин. В этой связи выполнены лабораторные эксперименты по физическому моделированию гидродинамических и диффузионных процессов, воспроизводящих суть происходящих в пласте явлений. На базе установки двухфазной фильтрации с использованием газового хроматографа разработана специальная методика определения коэффициента диффузии  $\text{CO}_2$  при его закачке в модель продуктивного пласта. Впервые получены экспериментальные значения коэффициента диффузии  $\text{CO}_2$  при пластовых термобарических условиях и технологических режимах эксплуатации ПХГ. Полученные результаты позволили оценить время появления  $\text{CO}_2$  в добывающих скважинах основной зоны ПХГ после закачки углекислого газа на периферийной зоне при штатном режиме работы хранилища газа.

**Соколов А.Ф. Принципы физического моделирования гидродинамических процессов в пласте-приемнике жидких производственных отходов на примере Заполярного НГКМ и Касимовского ПХГ / А.Ф. Соколов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 111–118.**

Приведены требования к образцам пород, пластовым флюидам и моделям пласта при изучении фильтрационных и массообменных процессов в пласте-приемнике жидких производственных отходов. Дано обоснование критериев подобия при моделировании процессов взаимовытеснения пластовой воды и жидких производственных отходов. Для получения достоверных результатов экспериментов при выполнении последних необходимо принимать во внимание тип исследуемого процесса и учитывать характерные размеры зон пласта, в пределах которых наблюдается изменение величин параметров, описывающих процесс.

**Григорьев Б.А. Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы / Б.А. Григорьев, Д.М. Орлов, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 119–125.**

Исследована фильтрация газа через низкопроницаемые породы-коллекторы ачимовских отложений. Установлен линейный характер зависимости расхода газа от градиента давления: зависимость

смещена по оси абсцисс относительно начала координат на величину начального градиента давления (НГД), при превышении которого имела место фильтрация. Детально изучены особенности фильтрации газа в условиях проявления эффекта НГД при изменяющемся напряженно-деформированном состоянии горных пород. Показано, что с увеличением эффективного давления происходят рост величины НГД и снижение проницаемости по газу во всем исследованном диапазоне градиентов давления.

**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, Е.В. Шеберстов, И.Ю. Корчажкина, А.В. Кошелев, М.Г. Жариков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 126–137.**

Проанализировано взаимодействие физического и математического моделирования в процессе создания геолого-фильтрационной модели конкретного месторождения и указаны способы более эффективного использования этого взаимодействия при согласовании лабораторных экспериментов с ожидаемыми пластовыми условиями. Приведены результаты опытов по вытеснению декана водой и показана зависимость коэффициента вытеснения от скорости закачки воды. Показана необходимость обоснования скорости фильтрации для опытов по определению ОФП и предложен способ оценки влияния концевое эффекта.

**Кузнецов М.А. Сравнительные корреляции термодинамических свойств газообразных углеводородов при высоких давлениях и температурах / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев, А.В. Богданов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 138–144.**

Рассмотрен новый подход к разработке методов расчета термодинамических свойств углеводородов, заключающийся в подробном численном описании термобарической зависимости свойства для хорошо экспериментально изученного (эталонного) вещества, и установлению корреляционных связей для ряда термодинамически подобных веществ. Установлено, что в газообразном состоянии термодинамические свойства углеводородов в значительной степени определяются их молекулярной структурой, которая в свою очередь определяет и характер межмолекулярного взаимодействия. Предложен структурный коррелирующий параметр  $K$ , рассчитываемый по соотношению теплоемкостей исследуемого и эталонного углеводородов в состоянии идеального газа. Для численной реализации предложенного подхода использован метод построения нейронной сети. Выполнено сравнение рассчитанных значений теплоемкости и теплоты парообразования углеводородов с имеющимися экспериментальными данными.

**Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 145–160.**

Изложены результаты комплексного изучения пород ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения. На основе детальных литологических исследований показаны значительная неоднородность состава, неравномерность засоления пород, выделены основные литологические типы коллекторов, представлены распределения фильтрационно-емкостных свойств по горизонтам. Составлена корреляционная схема через центральную часть месторождения в направлении с запада на восток, иллюстрирующая сложные границы распространения горизонтов.

**Рыжов А.Е. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсветами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 161–173.**

Статья посвящена изучению геологического строения Чаяндинского НГКМ и уточнению положения стратиграфической границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсветами. На основе комплексного использования литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев авторами доказывается наличие поверхности размытия между терригенными и карбонатными отложениями бюкской свиты. Данная граница уверенно прослеживается на всех корреляционных схемах, приведенных в статье. Таким образом, геологическая модель Чаяндинского месторождения, принятая на сегодняшний день, нуждается как в дальнейшем уточнении, так и, возможно, в существенной корректировке.

**Рыжов А.Е. Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 174–183.**

Рассмотрено сложное внутреннее строение хамакинского продуктивного горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении, которое расположено в Республике Саха (Якутия). Проведены детальное расчленение и корреляция разрезов скважин, пробуренных в разное время в южной части месторождения. Даются литологическое описание пород горизонта и краткая история его формирования. Составлены корреляци-

онные схемы и построены геологические профили в общем направлении с юга на север и с запада на восток. Показано на конкретных примерах, что пространственное расположение границ хамакинского продуктивного горизонта требует дальнейшей детализации и уточнения.

**Орлов Д.М. Экспериментальное определение прочностных характеристик слабосцементированных песчаников и алевролитов в пластовых условиях / Д.М. Орлов, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 184–191.**

Приведены результаты экспериментальных исследований прочностных характеристик (когезии и угла внутреннего трения) слабосцементированных песчаников и алевролитов в пластовых условиях. Предложен метод определения предела прочности в условиях горного давления путем совместного анализа прироста радиального напряжения и изменения проницаемости при увеличении осевого напряжения. Показано, что с ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пород схожей литологии происходит упрочнение породы. Обнаружено, что разрушение породы может различным образом повлиять на фильтрацию: улучшить, ухудшить или оставить проницаемость неизменной.

**Ковалев А.Л. Интерпретация газодинамических исследований скважин Мыльджинского ГКМ на нестационарных режимах фильтрации с использованием функции влияния / А.Л. Ковалев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 192–198.**

Приведено описание методики определения параметров притока газа к скважине – функции влияния и коэффициента квадратичного сопротивления – по результатам нестационарных газодинамических исследований – динамике забойного давления и расхода газа. Даны примеры обработки исследований скважин Мыльджинского ГКМ. Показана возможность получения дополнительной информации за счет преобразования функции влияния в билогарифмическую диагностическую кривую.

**Александров И.С. База экспериментальных данных о термодинамических свойствах галогенозамещенных бензола / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Е.Б. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 199–203.**

Представлен обзор экспериментальных работ, и выполнен критический анализ экспериментальных данных о термодинамических свойствах галогенозамещенных бензола. База экспериментальных данных включает информацию о четырех веществах: фторбензол, хлорбензол, бромбензол и йодбензол. В процессе анализа данных особое

внимание уделялось методу измерения, чистоте исследуемого образца и погрешности экспериментального определения свойств. В анализ включались исследования как отечественных, так и зарубежных авторов. Показано, что имеются достаточно надежные и широкодиапазонные данные о термодинамических свойствах фтор- и хлорбензола, на базе которых могут быть разработаны фундаментальные уравнения состояния. В свою очередь исследования термодинамических свойств бромбензола и йодбензола носят достаточно отрывочный характер.

**Ковалев А.Л. Геомеханическая модель горного массива, содержащего разрабатываемую нефтегазовую залежь или подземное хранилище газа / А.Л. Ковалев, Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 204–215.**

Предложен подход к созданию модели деформирования горного массива, содержащего крупное газоконденсатное месторождение, близкое по параметрам Штокмановскому ГКМ. В качестве расчетного инструмента использована программа Eclipse 300 с опцией «Геомеханика». Проведены тестовые расчеты. Предложена процедура масштабирования гидродинамических полей, полученных на мелкой сетке, и их переноса в модуль геомеханического расчета. Приведены результаты расчета латеральных и вертикальных перемещений морского дна. Модель может служить расчетной основой для организации геодинамического мониторинга и оценки геомеханических рисков для проектов разработки месторождений и создания ПХГ.

**Булейко В.М. Исследование процессов релаксации системы «вода – углеводороды» из метастабильного состояния в газогидратную фазу / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 216–223.**

Рассмотрены результаты экспериментальных исследований методами прецизионной адиабатической калориметрии термодинамических свойств, кинетики процессов образования и разложения гидратов углеводородов алканового ряда (метана, этана, пропана), условий существования метастабильного состояния системы «вода – углеводороды». Экспериментально показано, что кинетика формирования твердой фазы (образование гидрата, кристаллизация льда) в значительной степени определяется термической историей воды.

**Булейко В.М. Экспериментальное исследование термодинамических свойств газовых гидратов в пористых средах при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук, Е.Б. Григорьев, А.П. Федосеев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 224–233.**

Представлены результаты исследований методами адиабатической калориметрии термодинамических свойств гидратов углеводородов алканового ряда: метана, этана и пропана (в жидком и газообразном состояниях) в гранулированном кварцевом песке. Изучен характер поведения кривых равновесия фаз «вода – гидрат – жидкие углеводороды (этан, пропан)». Рассмотрены результаты измерения калорических параметров (теплоемкость, энтальпия) газовых гидратов при термобарических условиях, соответствующих жидкому состоянию углеводородных гидратообразующих компонентов.

## Annotated list of presented articles

**Grigor'ev 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. Grigor'ev, 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.

The results of analysis of the method of calculating the density of oil, gas condensates, their fractions and products of their processing based on two generalized fundamental equations that describe the properties of n-alkane and hydrocarbons of cyclic structure are presented. The calculation is made in a liquid phase in the «single-fluid» approximation for 205 substances in temperature range 220–570 K at pressures up to 60 MPa. Shows that the proposed method of calculating density is universal and has a significantly higher precision than other methods based on the use of common for liquid and gas phase equations of State. The root-mean-square deviation of calculation of the density – 0,72 %, and the average relative deviation – 0,47 %.

**Ryzhov A.E. Kirinskoe Field Gas Condensates, a promising petrochemical feedstock** / A.E. Ryzhov, N.M. Parfenova, L.S. Kosyakova, E.B. Grigor'ev, I.M. Shafiev, M.M. Orman, M.P. Geresh // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 13–20.

For the first time held the results of the complex physicochemical study of gas condensates obtained from the exploration wells of the Kirinskoe and Yuzhno-Kirinskoe fields, which are the primary target of development of the Sakhalin shelf in the framework of the Eastern gas program of OAO «Gazprom». It is established that condensates from the Kirinskoe field are similar in physical-chemical characteristics, are heavy condensates methane-naphtene-aromatic type. Condensates from the condensates from the Yuzhno-Kirinskoe field easier condensates from the Kirinskoe field, physicochemically resemble each other and are average condensates methane-naphtene type. It is shown that condensates' gasoline, kerosene and diesel cuts are favorable raw material to use them as the basis for obtaining the fuel. Recommended by the joint processing of condensates on the two options – fuel and petrochemical.

**Artemyev V.Yu. Infrared spectrometry as a control method for development of achimov deposits of the Urengoy oil/gas/condensate field** / V.Yu. Artemyev, Ye.B. Grigoryev, O.A. Shigidin // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 21–26.

Infrared studies of the fluids of the Urengoy oil/gas/condensate field Achimov deposits are described. Spectral coefficients  $A_{13}$  and K distribution ranges are defined, characterizing the relative content of various classes of aromatic structures. Their relation with the

type of the produced resource is shown. The dependence between  $A_{13}$  and reservoir pressure is determined, allowing to operatively register any changes in physical and chemical properties of condensates during operation, and control the properties of the resource produced. It is suggested using the Fourier Transform IR Spectrometry method for early diagnostics of changes occurring in the bed in the process of production. This will allow improving the efficiency of hydrocarbon field control methodologies used today.

**Lapshin V.I. Analytical and experimental studies of the non-hydrocarbon components impact on hydrocarbon gas/liquid systems phase transformations** / V.I. Lapshin, D.V. Lyugay, A.N. Volkov, I.M. Shaftiyev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 27–35.

The analysis of the carbon dioxide and sulphuretted hydrogen impact on the pressure in the beginning of hydrocarbon gas/liquid system condensation has been completed with analytical methods. The results of experimental studies of the sulphuretted hydrogen gas/liquid systems phase behaviour are provided. It is shown that the configuration of phase diagrams changes significantly with introduction of sulphuretted hydrogen as 25–30 mole % to the hydrocarbon system. Significant reduction of condensation starting pressures, especially in the zone of low temperatures, is a peculiar feature of sulphuretted hydrogen system phase diagrams. The sulphuretted hydrogen impact on the condensation starting pressure 1,5–3,0 times exceeds the carbon dioxide impact.

**Bogatyrev A.F. Measurements and calculations of thermal diffusion separation in ternary gaseous systems** / A.F. Bogatyrev, O.A. Kulikova // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 36–40.

The paper presents the results of experimental and theoretical research of thermal diffusion in four ternary gaseous systems. The experimental data were compared with calculated within proposed method. A good agreement is observed.

**Brusilovskiy A.I. About methodological approaches to identification reservoir oil PVT-properties in gas-oil deposits** / A.I. Brusilovskiy, I.O. Promzelev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 41–45.

On the example of a gas-oil deposit in Western Siberia field a comparison of the two technical approaches to identify the properties of saturated reservoir oil (in thermodynamic equilibrium with the existing gas cup) is represented. The cases of these approaches applicability are described. The above methods is recommended to use in the oil and dissolved gas capacity estimation and field development planning of gas-oil reservoirs.

**Belyakov M.Yu. Dew-bubble curves and determination of the critical parameters of multi-component mixtures** / M.Yu. Belyakov, E.E. Gorodetskii, V.D. Kulikov, A.R. Muratov, V.P. Voronov, B.A. Grigor'ev, A.N. Volkov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 46–53.

It is proposed the general approach for description of physical properties of multicomponent mixtures near its critical points. The approach is based on the universal parametrization of the physical characteristics by means of two scaling fields. In the framework of the approach it is demonstrated that the dependence of the temperature and pressure on the density along the dew-bubble curves is non-analytical. This fact allows to estimate the critical parameters of the mixture directly from the experimental data for their dew-bubble curves.

**Zhelezny V.P. New structural and additive methods for predicting thermal properties of hydrocarbon** / V.P. Zhelezny, A.S. Nikulina, B.A. Grigor'ev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 54–62.

The paper presents the results of the verification of the new models for predicting thermophysical properties of substances in a wide range of temperature on the line boiling with respect to the fractions petroleum. As the initial information is used the minimum amount of the characteristic parameters Mangyshlak petroleum. It is shown that the correlation between the constitutive properties, critical parameters and amplitudes, offers great opportunities to predict thermodynamic properties of mixtures of hydrocarbons in a wide range of state parameters. The application of this technique is useful when assessing predictions of thermodynamic properties of petroleum and their fractions in the conditions of use of the limited empirical information.

**Zaychenko V.M. Simulation of wave impact on a gas/condensate system** / V.M. Zaychenko, V.V. Kachalov, I.L. Maykov, V.M. Torchinsky // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 63–65.

A numerical model of two-phase filtration of hydrocarbon mixtures has been developed by the example of gas/condensate fluid (methane – n-butane mixture) in a porous medium in thermobaric conditions of real reservoirs. The impact of acoustic waves of different frequencies and amplitude on the flow nature has been studied. The criteria of process similarity have been received, and resonance frequencies and amplitude of the wave impact providing for the minimum time of condensate plug destruction has been found.

**Zaychenko V.M. Mathematic and physical modeling of the heat impact on gas/condensate systems** / V.M. Zaychenko, V.V. Kachalov, I.L. Maykov, G.F. Sokol, V.M. Torchinsky // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bed-*

*ded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 66–72.

The mathematic and physical modeling method was used for study of the heat impact on retrograde condensate dropout in the hole-bottom zone of the gas/condensate reservoir. The results of calculation of the reservoir hole-bottom zone heating with a downhole heater are provided. The heat wave distribution parameter estimates are given. The possibility of increase of the high-boiling constituent yield is shown. The structure of the test bench ‘Reservoir’ developed in the United Institute for High Temperatures is described. The results of tests on the thermal impact on the model gas/condensate mixture are provided. A conclusion is made on the possibility of use of the thermal impact on the hole-bottom zone as the method for gas condensate recovery factor increase.

**Silin M.A. Research of influence of boron ions and minerals contained in the water, the quality of polysaccharide fracturing fluid** / M.A. Silin, L.A. Magadova, L.A. Chirina // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 73–78.

The work is devoted to the influence of boron ions and mineral salts contained in the produced-water quality polysaccharide fracturing fluids. On the example Romashkinskoye field found that with repeated hydraulic fracturing in the produced-water accumulates boron ions  $[B^{3+}]$ , which adversely affect the quality of the PS fracturing gel, so its preparation is used exclusively freshwater. Found that with increasing salinity of 30–40 g/l PS viscosity gel dramatically reduced, but a further increase in the salt concentration of the effective viscosity increases as it reduces the dissociation of multivalent cations and their effect on the hydration of the PS gel. It is proved that the mineralization partially neutralize the influence of ions  $[B^{3+}]$  on the rheological characteristics of PS gel. A method of neutralizing the negative action of the ions  $[B^{3+}]$  on the hydration of the polysaccharide. Developed a rapid method of qualitative analysis of the water content of the ion  $[B^{3+}]$  in of produced water. A method of neutralizing the negative action of the ions  $[B^{3+}]$  on the hydration of the polysaccharide. Found that for the complete destruction of the PS gel is not enough to use the destructor of peroxide type, additional acid exposure or destructor acid type. The influence on the degradation of PS gel mineral salts, are alleged to constitute the ions  $[B^{3+}]$  water soluble complex or chelate compounds. The composition of the acid destructor based on water-alcohol solution of phospholipids and potassium chloride, which provides a complete destruction of the PS gel fracturing.

**Lapshin V.I. Analytical and experimental evaluation of natural gas water capacity and condensate water impact on phase characteristics** / V.I. Lapshin, A.N. Volkov, I.M. Shafiyev, A.D. Lyugay, A.A. Konstantinov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 79–85.



The results of analytical and experimental evaluation of the natural gas water content impact on the phase behaviour of reservoir gas/condensate systems are provided. The data of studies on the unit for determining phase equilibrium of the impact of sulphuretted hydrogen and carbon dioxide presence in natural gas on the natural gas water capacity is given.

**Kucherov V.G. The genesis of hydrocarbons and the formation of deposits of oil and natural gas / V.G. Kucherov // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 86–91.**

The modern scientific consideration about genesis of hydrocarbons confirms the possibility of their abiogenic deep (mantle) synthesis. Experimental results obtained recently allow us to understand the pathway of this process which could be described as follows: reduced mantle substances + gases → oxidized mantle substances + hydrocarbons. Accumulation of oil and gas deposits is the result of deep fluid migration through zones of deep faults. During its migration from the depth the deep fluid being highly chemical reactive dissolves organic substances located on the walls enriched secondary components.

**Troitsky V.M. Experimental study of the mobility of helium in order to evaluate the protective properties of the underground storage of helium concentrate / V.M. Troitsky, A.V. Mizin, V.P. Vanjkov, E.O. Semyonov // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 92–97.**

The results of experimental studies of samples of clay tires hamakinskogo horizon Chayandinskoye condensate field. During the research for the first time, experiments to determine the permeability of the clay samples by helium under conditions simulating the reservoir, and developed a method of determining the pressure of gas breakthrough with high penetrating power (helium and helium concentrate) to estimate the maximum allowable pressure of the gas in the gas injection into underground storage of helium concentrate (USHC).

**Sokolov A.F. Physical modeling of the impact of acid emulsion oil based on carbonate rock reservoir / A.F. Sokolov, S.G. Rassokhin, V.M. Troitsky, A.V. Mizin, A.P. Fedoseev, V.P. Vanjkov, A.E. Alemanov, O.M. Monakhova, A.G. Efimov, B.N. Polestiner // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 98–104.**

In order to increase the effectiveness of treatment of wells, which are drilled-in the reservoir with a large enough thickness, foam emulsion acid treatment is applied. The treatment can slow the rate of reaction between acid and the rock while the sweep efficiency in such processing increases.

The paper covers the results of experimental studies of the treatment with oil-based nitrogen aerated acid emulsion on the representative carbonate rock samples

from the Orenburg gas-condensate field contaminated with mud. Experiments were conducted with modern equipment, which includes a two-phase flow system by Temco and computerized tomograph Philips Tomoscan 60/TX. Significant changes in filtration flow properties were observed in the experiments: reduction in relative permeability to reservoir model gas was up to 27 times of its original value. Oil-based aerated acid emulsion treatment resulted in an increase of the pore volume of the formation model of 6,7 %. Changes in pore structure of the sample after oil-based nitrogen aerated acid emulsion treatment were visualized by CT methods. A formed network of filtration canals is observed and fixed. The quantitative estimation of the size of the formed filtration channel is made.

**Troitsky V.M. Experimental evaluation of the reservoir's mass transfer parameters at the carbon dioxide injection / V.M. Troitsky, S.G. Rassokhin, A.F. Sokolov, A.V. Mizin, V.P. Vanjkov // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 105–110.**

The present article relates to the problem of experimental investigation of the transport phenomena at the Carbon Dioxide Injection in the payout bed. This investigation is urgent because existence of CO<sub>2</sub> storage site problem as well of CO<sub>2</sub> utilization for hydrocarbon recovery increasing and CO<sub>2</sub> apply as cushion gas of underground gas storage (UGS). It is difficult in present time to forecast as the technological regime of CO<sub>2</sub> injection as well CO<sub>2</sub> volume in casing head production of operating well without information about of any gas diffusion coefficients for pore medium. In this connection the physical simulation experiments of hydrodynamic and diffusion possesses have been carried out for aim of bed phenomenon recreation. The special method of diffusion coefficient measurements at the carbon dioxide Injection in the payout bed have been developed on the base of two phase filtration device and gas chromatograph. For the first time the experimental value of CO<sub>2</sub> diffusion coefficient at pressure – temperature bed conditions and at technological regime of UGS exploitation have been obtained. These results give us opportunity to evaluate the time interval of CO<sub>2</sub> appearance in operating well of main region of UGS after CO<sub>2</sub> injection into peripheral UGS-region at the regular regime of UGS operation.

**Sokolov A.F. Principles of physical modelling for hydrodynamic processes in the reservoir-receiver for liquid industrial waste based upon case studies of Zapolyarnoye oil-gas-condensate field and Kasimovskoye UGS / A.F. Sokolov // Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 111–118.**

In a reservoir-receiver when injected into it a liquid industrial waste a lot of hydrodynamic and physical-chemical processes take place. It is particularly important to have the results of preliminary filtration experiments of a liquid industrial waste in reservoir-receiver thermobaric conditions if the reservoir rock contain clay minerals, and the liquid industrial waste contain the hy-

drocarbons impurities. The paper presents the requirements for samples of rocks, reservoir fluids and reservoir models in filtration and mass transfer processes studies for the reservoir-receiver of liquid industrial waste. The substantiation of the similarity criteria in modelling processes of mutual displacement of reservoir water and liquid industrial waste. To obtain reliable experimental results it is necessary to take into account the type of the process being researched and the characteristic dimensions of the reservoir zones, where the change in the parameters values describing the process is observed.

**Grigor'ev B.A. Study of threshold pressure gradients at filtration through low-permeability reservoir rocks** / B.A. Grigor'ev, D.M. Orlov, N.V. Savchenko, A.E. Ryzhov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 119–125.

Gas filtration through low-permeability achimovskiy reservoir rocks was studied. Linear type of «flow rate-pressure gradient» dependence was observed. This dependence was shifted along the abscissa axis up to the threshold pressure gradient (TPG) value-starting threshold for gas filtration. Nature of gas filtration with TPG effect in conditions of floating stress-strain state of rocks was studied in details. It was shown, that enhancement of the TPG effect was occurred when the effective pressure level became higher: the TPG threshold was increased and gas permeability in all gradient pressure range was decreased.

**Ryzhov A.E. Physical and mathematical modeling of multiphase flow in the design development of the oil rim En-Yakhinskoye NGKM** / A.E. Ryzhov, S.G. Rassokhin, V.M. Troitsky, E.V. Sheberstov, I.Y. Korchazhkina, A.V. Koshelev, M.G. Jarikov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 126–137.

The paper analyzes interaction of laboratory and mathematical experiments in the process of creating of a geological-filtration model of actual field. It is shown how take into account expected reservoir conditions for laboratory experiments planning. The results of core-flooding experiments are presented and the displacement efficiency dependence on the flow rate is shown. Numerical solution of Rapoport-Leas equation is used for estimation of end effect impact on experimental relative permeabilities.

**Kuznetsov M.A. Correlation comparison of thermodynamic properties of gaseous hydrocarbons at high temperatures and pressures** / M.A. Kuznetsov, P.O. Ovsyannikov, E.B. Grigor'ev, A.V. Bogdanov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 138–144.

This article describes a new approach to the development of methods for calculating the thermodynamic properties of hydrocarbons, comprising a detailed numerical description of the properties well-studied experimentally (standard) of the substance and to establish

correlations for a number of thermodynamically similar substances. Found that in the thermodynamic properties of gaseous hydrocarbons is largely determined by their molecular structure, which in turn, determines the nature of intermolecular interactions. The structural correlates parameter  $K$  we determined the ratio of specific heats calculated and the standard hydrocarbons in the ideal gas state. For the numerical implementation of the proposed used approach the method of constructing neural network. Done the comparison of the calculated values of the heat capacity and heat of vaporization of hydrocarbons with the available experimental data.

**Ryzhov A.E. Types and properties of clastic reservoirs vinda Chayandinskoe NGKM** / A.E. Ryzhov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 145–160.

Productive beds of Chayndinskoye oil-gas-condensate field have been studied by a complex of lithologic and petrophysical methods. It was found that lithological composition and rocks salting are highly heterogeneous. Basic lithological types of reservoir were founded and described. The distribution of permeability and porosity relative to production beds was shown. Correlation pattern over central part of Chayndinskoye field in west to east direction was composed. It Illustrated complex bed's boundaries spreading over the field.

**Ryzhov A.E. Boundary position's update between lower byukskaya and upper byukskaya subsuit of Chayandinskoe oil gas condensate field with the involvement of the lithological, geological and geophysical criteria** / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova, N.Y. Kanunnikova, O.A. Saprina // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 161–173.

This article is devoted to the study of geological structure of Chayandinskoe oil and gas condensate field. It clarifies the stratigraphic position of the boundary between lower byukskaya and upper byukskaya subsuite. The authors provide presence of erosion surface between terrigenous and carbonate sediments of byukskaya suite based on the integrated use of the lithological, geophysical and seismic criteria. This boundary is traced in all correlation diagrams. The geological model of Chayandinskoe oil and gas condensate field adopted today still requires be clarifying and perhaps substantially adjusting.

**Ryzhov A.E. Definition location borders of hamakinskiy productive horizon in Chayandinskoe field well sections** / A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, L.A. Ryzhova, N.Y. Kanunnikova, O.A. Saprina // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 174–183.

The article deals with a complex internal structure of hamakinskiy productive horizon on Chayandinskoe oil gas condensate field which is located in the Republic of Sakha (Yakutia). Detailed dissection and correlation of well sections drilled at different times in the southern

part of the field were conducted. Lithological description of horizon rocks and a brief history of its formation are considered. In the general direction from south to north and from west to east correlation schemes and geological profiles were composed. By concrete examples there were illustrated that the spatial location boundaries of hamakinskiy productive horizon require detailed consideration and clarification in the future.

**Orlov D.M. Experimental determination of strength characteristics of poorly consolidated sandstones and aleurolites** / D.M. Orlov, N.V. Savchenko, A.E. Ryzhov, T.A. Perunova // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 184–193.

Results of experimental researches of strength characteristics (cohesion and internal friction angle) of poorly consolidated sandstones and aleurolites in reservoir conditions are presented. The new method of core strength definition at overburden pressure is offered. It's based on the joint analysis of radial pressure gain and permeability change during the axial pressure increasing. It is shown that rock consolidation is occurred when the filtration characteristics and storage potential of rock become worse. It is revealed that rock destruction can affect on filtration in different ways: to improve permeability, worsen it or leave it uninfluenced.

**Kovalev A.L. Interpretation of gas-dynamic studies of wells Myldzhinskoye GCM on non-stationary filtration using influence functions** / A.L. Kovalev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 192–198.

In this article is presented the description of the methodology for determining the parameters of the gas flow to the well – the influence function and the quadratic coefficient of the resistance – as the results of unsteady gasdynamic well testing – the dynamics of bottomhole pressure and flow rate. Is given a well test process Myldzhinskoye gas condensate field. Is showed the possibility of obtaining additional information through the conversion of the influence functions in diagnostic bilogarithmic curve.

**Alexandrov I.S. Experimental database of thermodynamic properties of halogenated benzenes** / I.S. Alexandrov, A.A. Gerasimov, E.B. Grigoryev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 199–203.

Review of experimental works and critical analysis of experimental data on the thermodynamic properties of halogenated benzenes was performed. Experimental database includes information on the four substances: fluorobenzene, chlorobenzene, bromobenzene, and iodinebenzene. When analyzing data, special attention has been given to the method of measurement, the purity of the sample and the error of experimental determination of properties. The analysis included experimental works of Russian and foreign authors. Shows that there are enough reliable and wide-ranging data

on thermodynamic properties of fluoro- and chlorobenzene. Based on these data the fundamental equations of State can be developed. In turn, the study of thermodynamic properties of bromobenzene and iodinebenzene are incomplete.

**Kovalev A.L. Geomechanical model of the rock mass containing an oil/gas deposit being developed or an underground gas storage** / A.L. Kovalev, E.V. Sheberstov // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 204–215.

An approach to create a deformation model of the rock mass containing a major gas/condensate field close to the Shtokmanovskoye gas/condensate field parameters is suggested. The software Eclipse 300 with the «Geomechanics» option is used as a calculation tool. Test calculations have been conducted. The procedure for scaling hydrodynamic fields received with a fine grid and their transfer to the geomechanical calculation mode is suggested. Lateral and vertical sea bottom shift calculation results are given. The model can serve as an estimate basis for management of geodynamic monitoring and evaluation of geomechanical risks for field development and underground gas storage formation projects.

**Buleiko V.M. Investigation of the water + hydrocarbon system relaxation process from the metastable state to the hydrate phase** / V.M. Buleiko, G.A. Vovchuk, B.A. Grigor'ev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 216–223.

This paper considers and discusses the results of experimental investigations of the thermodynamic properties, kinetics of n-alkanes (methane, ethane, propane) gas hydrates formation and dissociation, conditions of existence of the metastable state of water + hydrocarbon system, obtained using a precision adiabatic calorimeter method. It was experimentally demonstrated, that kinetics of the solid phase formation (ice crystallization, hydrate formation) predetermined to a large extent by the thermal history of water.

**Buleiko V.M. Experimental investigation of the thermodynamic properties of n-alkanes hydrates** / V.M. Buleiko, G.A. Vovchuk, B.A. Grigor'ev, A.P. Fedoseev // *Vesti gazovoy nauki: Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – V. 1 (12). – P. 224–233.

This paper considers and discusses the results of experimental investigations of the thermodynamic properties of n-alkanes hydrates: methane, ethane, propane (gaseous or liquid state), kinetics of phase transitions, conditions of existence of the metastable state of water + hydrocarbon system both in porous media and in free bulk, obtained using the method of precision adiabatic calorimetry.

## Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника, авторы передают издательству безвозмездное исключительное право сроком на 2 года опубликовать ее на русском языке в печатной и электронной (Интернет) версиях издания, а также на лазерных дисках. Издательство ООО «Газпром ВНИИГАЗ» заключает с авторами лицензионный договор (форма договора представлена на сайте [www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)).

### К статье прилагаются

**1. Экспертное заключение** (для сторонних авторов – письмо-направление, подписанное руководителем организации) с информацией, что работа может быть опубликована в открытой печати.

**2. Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; звание и должность; направление исследований; контактный телефон и e-mail.

**3. Аннотация** должна содержать не менее 500 печатных знаков с указанием **ключевых слов** (5–6), раскрывающих суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод.

**4. Английский перевод** названия статьи, фамилий, имен и отчеств авторов, организации, аннотации, ключевых слов.

**5. Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

### Технические требования

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки, таблицы, библиографический список. Статья подписывается всеми авторами.

**1. Индекс УДК** в верхнем левом углу.

**2. Заголовок**, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

**3.** При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

**4. Все сокращения** должны соответствовать требованиям ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

**5.** При создании **таблиц** рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1.).

**6.** Для **математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную структуру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул.

**7. Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы – не более 5, в том числе *a*, *b*, *v*) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светло- или полужирного начертания (размером 8–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

**8. Постраничные сноски** имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «\*» (до \*\*\*\*\*).

### Оформление библиографического списка

**1.** Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

**2.** Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

**Плата с аспирантов за публикацию не взимается.**

**Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.**



## Тема № 2(13) / 2013

### Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе: инновации, технологии, перспективы

Выпуск № 2 научно-технического сборника «Вести газовой науки» посвящен Году экологии, объявленному ОАО «Газпром» и Правительством РФ, и включает публикации, затрагивающие широкий спектр актуальных проблем охраны окружающей среды.

В сборнике представлены результаты проведенных научных исследований по снижению воздействия на окружающую среду выбросов экотоксикантов, предложены пути развития системы управления выбросами парниковых газов, научно-технические решения по подготовке питьевой воды и разработке инновационных методов утилизации и вторичного использования отходов производства и потребления для условий полуострова Ямал и других регионов, а также пути решения проблемы ресурсосбережения и перспективы внедрения биотехнологических процессов в газовой отрасли.

Рассмотрены предварительные результаты выполнения дочерними обществами ОАО «Газпром» Программы энергосбережения на 2011–2013 гг. и внедрения инновационных энергосберегающих технологий в энергетических проектах по добыче и транспортировке газа с месторождений полуострова Ямал, а также регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, в частности по целевым показателям энергоэффективности.

Отражены материалы научных и практических исследований воздействия рабочей среды на человека, осуществляющего трудовую деятельность на объектах добычи и транспорта газа. Особое внимание уделено проблеме обеспечения безопасного проведения работ в арктических условиях. Приведены результаты работ, направленных на совершенствование нормативно-технической документации в области обеспечения безопасного проведения работ на объектах магистрального транспорта газа в рамках единой системы межгосударственных стандартов для стран – участниц Евразийского экономического сообщества.

#### Научные редакторы:

*Н.Б. Пыстина*, кандидат экономических наук, директор Центра по экологической безопасности, энергоэффективности и охране труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;

*Э.Б. Бухгалтер*, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник Центра по экологической безопасности, энергоэффективности и охране труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

**Рецензент:** *Р.В. Галулин*, доктор географических наук, ведущий научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН.

**По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:**

**E-mail:** [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

**www.vesti-gas.ru**