

Аннотированный перечень статей

Герасимов А.А. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния / А.А. Герасимов, И.С. Александров, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 5–13.

В статье выполнен краткий анализ современных работ, посвященных обобщенным кубическим уравнениям состояния (КУС). Основное внимание уделено исследованиям, направленным на повышение точности расчетов термодинамических свойств (ТДС) веществ. Представлены результаты проверки наиболее надежных обобщенных КУС применительно к расчету основных ТДС – плотности, изобарной и изохорной теплоемкости. Для проверки использованы значения ТДС, рассчитанные по основным современным фундаментальным уравнениям состояния на изобарах $0,1p_k$, $0,5p_k$, $0,8p_k$, $1,1p_k$, $1,5p_k$, $3,0p_k$, $10p_k$, $30p_k$ (где p_k – критическое давление) в диапазоне температур от линии плавления до 700 К, включая линию насыщения.

Сравнение произведено для тридцати трех веществ, представляющих природные углеводороды (алканы, нафтены и ароматические), а также сопутствующие газы. Показано, что надежный расчет ТДС в жидких фазах водорода и воды невозможно выполнить по обобщенным КУС, а уравнение Харменса–Кнаппа в обобщенном виде вообще не позволяет произвести расчеты ТДС из-за отрицательного значения величины под корнем. Наиболее универсальными следует считать уравнения Пенга–Робинсона и Пателя–Тейя.

В статье представлены средние относительные отклонения расчетных значений ТДС в жидкой и газовой фазах и в сверхкритическом флюиде.

Ющенко Т.С. Новый инженерный метод создания и адаптации PVT-модели природной конденсатной смеси / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 14–20.

При проектировании разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей с использованием гидродинамических симуляторов актуальной является задача корректного прогнозирования свойств пластовых углеводородных флюидов в широком диапазоне термобарических (*PVT* – акр. от *англ.* pressure, volume, temperature) условий. В статье рассматривается новый инженерный метод создания многокомпонентных *PVT*-моделей природных газоконденсатных смесей, применимый не только для флюидов газоконденсатных месторождений, но и для газовых шапок двухфазных залежей. Метод основывается на воспроизведении результатов промысловых измерений и базовых лабораторных исследований представительных проб при тер-

модинамическом моделировании с использованием уравнения состояния.

Разработана процедура поэтапной настройки параметров уравнения состояния, которая может быть осуществлена и без применения регрессионного анализа, традиционно используемого в симуляторах (*Eclipse PVTi*, *Rohar PVTx*, *PVT-VIP*, *PVTsim* и др.). В результате построения *PVT*-модели с большой точностью воспроизводятся ключевые параметры: начальное содержание конденсата в пластовом газе; коэффициент сверхсжимаемости (*z*-фактор) пластового газа; конденсатогазовый фактор (КГФ) при газоконденсатных исследованиях; плотность стабильного конденсата; давление начала ретроградной конденсации; результаты исследования на истощение при постоянном объеме (*CVD*).

PVT-модели, создаваемые на основе предлагаемого метода, дают надежную информацию о свойствах пластовой углеводородной системы как при гидродинамическом моделировании разработки залежей с использованием композиционного моделирования, так и при использовании псевдобинарных моделей типа «black oil» с учетом растворимости конденсата в газовой фазе (опции «live oil» и «wet gas»).

Использование метода иллюстрируется на примере создания адекватной *PVT*-модели пластовой газоконденсатной смеси одного из месторождений России.

Беляков М.Ю. Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки «жидкость-пар» / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, В.П. Воронов, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 21–29.

На основе принципа универсальности критических явлений и гипотезы перемешивания термодинамических полей сформулировано уравнение состояния околочитических смесей с фиксированным составом. Для проверки применимости предложенного уравнения состояния с его помощью были описаны термодинамические свойства 14-компонентной смеси, изученной ранее методом адиабатической калориметрии. Выбор указанной системы связан с необходимостью моделирования некоторых свойств природного газового конденсата. В результате проведенных измерений получены температурные зависимости давления, производной и изохорной теплоемкости на девяти различных изохорах, включая область давлений и температур, близких к критической точке. Показано, что предложенное уравнение состояния адекватно описывает экспериментальные данные в однофазной и двухфазной областях с достаточно высокой степенью точности. Кроме того, с помощью разработанного уравнения состояния вычислены пограничные кривые смеси в переменных давление-температура

и плотность-температура, а также получены критические параметры данной смеси.

Зайцев М.Е. Спинодаль углеводородных смесей / М.Е. Зайцев, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 30–37.

В работе анализируется газовая ветвь спинодали (границы термодинамической устойчивости) для однокомпонентных и бинарных углеводородных систем. Отмечено, что существующие моделирующие комплексы не позволяют проводить расчеты свойств углеводородных смесей в метастабильной области. В связи с этим разработан программный код и проведены расчеты детерминанта термодинамической устойчивости и спинодалей однокомпонентных и бинарных смесей углеводородных газов по различным уравнениям состояния. Показано значительное влияние выбора уравнения состояния на расчет термодинамической устойчивости углеводородных систем. При понижении температуры системы выделена область быстрого уменьшения ее термодинамической устойчивости, причем задолго до линии спинодали. При работе газодинамических устройств (дроссель, эжектор, детандер, газодинамический сепаратор) подобные расчеты позволяют выделить термобарические параметры газового потока, когда начинается интенсивная («обвальная») конденсация тяжелых компонентов смеси. Поэтому при газодинамической сепарации целесообразно обеспечивать значительное переохлаждение природного газа для достижения области быстрой конденсации тяжелых компонентов, что в работе связывается с резким снижением величины детерминанта термодинамической устойчивости.

Ющенко Т.С. Математическое моделирование РVT-свойств газоконденсатных систем, контактирующих с остаточной водой в пористой среде / Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 38–45.

Рассматривается современный метод моделирования фазового равновесия в природных газоконденсатных системах, учитывающий наличие минерализованного раствора воды в порах коллектора, на базе трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Гурона–Видала вместо классического правила смешивания для более корректного описания наличия полярных молекул (вода, метанол, соли) в многокомпонентной системе.

Применимость метода моделирования обосновывается на примере бинарных смесей воды с метаном, этаном, пропаном, н-бутаном, азотом, диоксидом углерода и сероводородом путем сравнения соответствующих расчетных и экспериментальных данных. Предлагаются новые значения параметров, предусмотренных правилом смешивания Гурона–Видала, позволяющие повысить точность описания

фазового равновесия бинарных смесей в широком диапазоне изменения давлений и температур.

Сравниваются результаты расчета влагосодержания углеводородной смеси по инженерным формулам (метод Бюкачека) и математического моделирования этого же параметра с использованием уравнения состояния Пенга–Робинсона и правила смешивания Гурона–Видала. Влияние остаточной воды на поведение пластовой газоконденсатной системы при разработке залежи оценивается на основе результатов математического моделирования исследования на истощение при постоянном объеме (CVD-тест) с применением метода расчета многофазного равновесия. Приводится пример влияния остаточной воды на термобарические свойства реальной высококонденсатной системы, находящейся в пластовых условиях при высокой температуре.

Смирнов Г.С. Молекулярно-динамические модели газовых гидратов и описание фазовых диаграмм / Г.С. Смирнов, В.В. Стегайлов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 46–51.

Гидраты природных газов или газовые гидраты – это нестехиометрические соединения включения, в которых молекулы газа (молекулы-гости) заключены в полостях трехмерной решетки из молекул воды (каркас хозяина). Стабилизация водных клатратных каркасов, термодинамически менее стабильных, чем лед или жидкая вода при тех же условиях, обеспечивается за счет ван-дер-ваальсовых взаимодействий гость–хозяин.

Месторождения природных газовых гидратов встречаются на шельфе и в зоне вечной мерзлоты. Они активно изучаются уже более сорока лет, так как содержат большое количество метана и рассматриваются как перспективный источник топлива. Вместе с тем газовые гидраты, существующие при температурах и давлениях, близких к условиям их разложения, представляют экологическую опасность: в случае смещения теплового равновесия освободившийся метан может внести значительный вклад в парниковый эффект. Поэтому знание динамических, термодинамических и механических свойств газовых гидратов важно для оценки их поведения при разработке газогидратных месторождений.

За последние годы было проведено множество теоретических, экспериментальных и компьютерных исследований газовых гидратов. Проведенные исследования месторождений на Аляске, в Канаде и Японии показывают, что добыча метана из природных гидратов может быть выполнена с использованием существующих технологий. Более того, около побережья Японии недавно была произведена первая в мире пробная добыча газа из месторождения в желобе Нанкай.

Молекулярная динамика позволяет исследовать свойства вещества на микроскопическом уровне, поэтому ее развитие привело к пониманию ряда фундаментальных свойств газовых гидратов. Были

исследованы как механические, так и термодинамические свойства газовых гидратов в широком диапазоне температур и давлений, для различных газовых гидратов достигнуто определенное понимание процессов гидратообразования.

Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.

Заманчивые перспективы разработки месторождений сланцевого газа и нефти привели к повышению интенсивности исследования процессов в низкопроницаемых коллекторах, содержащих значительное количество органического материала (керогена). Одной из побудительных причин повышенного интереса послужило то обстоятельство, что реальные показатели разработки оказались выше прогнозных, полученных с помощью традиционных расчетных методик. Изучение физических основ движения флюидов и создание адекватных математических моделей позволит обосновать более оптимистические варианты разработки этого вида ресурсов.

К числу отличительных особенностей рассматриваемых коллекторов относят: малые размеры пор, в которых содержатся основные запасы газа, наличие значительного количества газа в адсорбированном состоянии, наличие растворенного газа в керогене.

В статье дан краткий обзор представленных в литературе математических моделей отдельных (элементарных) процессов. Предложен подход к их интегрированию и созданию комплексных моделей на основе концепции мультиконтинуальных сред, в качестве которых выступают трещинная и пористая среды, адсорбированный газ, кероген. Набор сред и обменных процессов выбирают исходя из особенностей конкретного коллектора.

Обсуждаются задачи, возникающие при различном представлении обменных членов. В заключительной части рассматриваются некоторые методы численного моделирования. Предложен алгоритм получения автомодельного решения задач для бесконечного пласта и примеры компьютерных расчетов, выполненных по программе, написанной на языке Фортран.

Парфенова Н.М. Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Е.Б. Григорьев, М.М. Орман, И.В. Заночуева // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 60–65.

Впервые проведены комплексные физико-химические исследования газоконденсатов из 5 разведочных скважин Южно-Киринского месторождения, являющегося первоочередным объектом

освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Разработка месторождения началась в 2010 г. Бурением первых двух скважин на Южно-Киринской структуре была выявлена промышленная газоконденсатная залежь в породах дагинского горизонта миоцена. В 2013–2014 гг. были пробурены скважины 3–6.

В связи с тем что в ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Киринского месторождения, исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является актуальным и своевременным. Установлено, что конденсаты Южно-Киринского месторождения, отобранные из разведочных скважин 1, 2, 3, 5, 6 трех эксплуатационных объектов, по плотности относятся к конденсатам легкого (скв. 1–3 с плотностью 742,0–748,8 кг/м³) и среднего (скв. 5–6 с плотностью 750,1–754,6 кг/м³) типов. Это конденсаты малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые, по химическому составу относящиеся к метаново-нафтеновому типу. Выкипают в интервале температур от начала кипения до 300 °С с остатком 5,5–6,4 % масс. По физико-химическим характеристикам конденсаты схожи между собой, но не идентичны. По всем параметрам наблюдаются некоторые различия.

Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции конденсатов характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив. Рекомендованы 2 варианта переработки конденсатов Южно-Киринского месторождения:

- 1) топливный – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;
- 2) нефтехимический – производство ценного углеводородного сырья для нефтехимии из легкой части конденсатов (до 150 °С) – метилциклогексана, толуола, ксилолов, поскольку в конденсатах их содержится заметное количество: метилциклогексана – 4,2–4,3 % масс., толуола – 2,4–2,6 % масс., ксилолов 3–4 % масс.

Косякова Л.С. Геохимические исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения / Л.С. Косякова, Н.М. Парфенова, В.Ю. Артемьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 66–73.

Южно-Киринское месторождение расположено в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 35 км от берега. Глубина моря в районе месторождения меняется в интервале 110–320 м. Южно-Киринская структура является одной из крупных структур, выявленных с помощью сейсморазведки на Киринском блоке. В 2010–

2014 г. на этой структуре ООО «Газфлот» пробурены 6 скважин, установивших промышленную газоконденсатную залежь в дагинском горизонте. Залежь многопластовая с толщиной продуктивных пластов 14–26 м.

В связи с наличием аномальных зон в толще дагинского горизонта, выявленных методами 3D-сейсморазведки, и очень сложной тектоники представлялось интересным определить геохимические особенности компонентного состава конденсатов по площади Южно-Кириного месторождения. С использованием методов капиллярной газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и инфракрасной спектроскопии получены геохимические характеристики конденсатов Южно-Кириного месторождения. По результатам ГЖХ бензиновых фракций рассчитаны различные коэффициенты, являющиеся индикаторами условий формирования исходного органического вещества и степени его катагенетической преобразованности.

Установлено, что конденсаты из шести разведочных скважин Южно-Кириного месторождения схожи по фракционному и компонентному составу, но не идентичны, образованы из органического вещества смешанного типа. По алкановым коэффициентам флюиды Южно-Кириного месторождения относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками. По соотношениям углеводородов бензиновых фракций флюиды Южно-Кириного месторождения являются вторичными конденсатами. Для конденсата из скв. 4 выявлены некоторые отличия от других конденсатов месторождения, что, возможно, связано с расположением данной скважины на западной оконечности структуры.

Лапшин В.И. Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.А. Константинов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 74–83.

Определение газоконденсатных характеристик пластовых систем глубокозалегающих залежей, особенно со сложным составом пластового газа, сопряжено со значительными трудностями: большой глубиной, аномально высоким пластовым давлением, сложным составом пластового газа, высоким содержанием C_{3+} , возможным содержанием агрессивных компонентов H_2S , CO_2 . На примере трех глубокозалегающих залежей (Астраханское месторождение, ачимовские залежи Уренгойского НГКМ, юрские отложения Песцового месторождения) показаны порядок проведения газоконденсатных исследований, результаты определения состава пластового газа, физико-химических характеристик конденсата и термодинамических характеристик пластовых смесей.

Проведен анализ изменения состава, свойств и особенностей фазовых характеристик пластовых

смесей трех глубокозалегающих залежей. Показано, что на извлечение конденсата из недр оказывают влияние следующие факторы:

- потенциальное содержание конденсата в пластовом газе;
- состав пластового газа;
- термобарические условия нахождения залежей;
- степень насыщенности пластовой системы углеводородами C_{3+} ;
- обогащенность промежуточными углеводородами газовой фазы;
- содержание H_2S и CO_2 в пластовом газе.

Изменение приведенных параметров существенно влияет на извлечение конденсата из недр, а растянутый фракционный состав, повышенное содержание нафтеновых углеводородов, наоборот, ухудшают растворимость конденсата в пластовом газе, тем самым снижая конденсатоотдачу.

Кузнецов М.А. Теплоемкость флюидонасыщенных пород коллекторов месторождений углеводородов / М.А. Кузнецов, П.О. Овсянников, Е.Б. Григорьев, П.А. Нестеров // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 84–87.

Рассмотрена методика расчета теплоемкости песчаных и карбонатных пород, насыщенных углеводородами. Предполагается, что система «порода-флюид» подчиняется правилу равноправной аддитивности Неймана–Коппа. Влияние температуры на теплоемкость породообразующих минералов оценивается по уравнению Майера–Келли. Для практических расчетов до температур 600 К предложены литологические треугольники теплоемкости песчаных и карбонатных пород. Теплоемкость насыщающих углеводородов в различных фазовых состояниях рассчитывается указанными сравнительными методами.

Незовитина М.А. К расчету термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы в рамках строгой кинетической теории / М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырев, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 88–92.

Для расчета термодиффузионных постоянных (ТДП) в многокомпонентных газовых системах в настоящее время используются формулы строгой кинетической теории, а также различные полуэмпирические методы. Как показали проведенные экспериментальные исследования, расчет ТДП в рамках строгой кинетической теории дает отклонения в диапазоне 10–100 %. При этом для отдельных значений ТДП имеются и качественные отклонения.

В настоящей статье приведены расчетные и экспериментальные значения ТДП трехкомпонентной газовой системы $H_2-N_2-CO_2$ и соответствующих ей бинарных систем газов. Расчеты проводились для потенциала Леннарда–Джонса. Показано, что

при использовании классических комбинационных правил вычисления параметров потенциала взаимодействия разнородных частиц расчетные значения ТДП существенно, на 10–60 %, расходятся с экспериментом.

Подобраны значения параметров потенциала Леннарда–Джонса для взаимодействия разнородных молекул, при которых рассчитанные в рамках строгой кинетической теории значения ТДП бинарных систем газов согласуются с экспериментальными. Использование данных параметров потенциала Леннарда–Джонса для межчастичных взаимодействий приводит к согласию расчетных и экспериментальных значений ТДП в трехкомпонентной газовой системе. Таким образом, формулы строгой кинетической теории можно применять для расчета ТДП многокомпонентных газовых систем, однако вопрос о методе нахождения параметров потенциала межчастичного взаимодействия остается открытым.

Булейко В.М. Определение гидратного числа и плотности гидрата пропана методом прецизионной адиабатической калориметрии / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.А. Истомин, В.С. Янковая // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 93–98.

С использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии определены плотность и гидратное число гидрата пропана при термобарических условиях, соответствующих как жидкому, так и газообразному состоянию пропана. Плотность и гидратное число гидрата пропана были определены на основе измеренных значений соотношений дифференциалов давления и температуры dP/dT вдоль линии равновесия фаз «гидрат – лед (вода) – пропан», энтальпий, балансовых и строгих термодинамических соотношений (уравнение Клапейрона–Клаузиуса). Установлены условия применимости уравнения Клапейрона–Клаузиуса для системы «вода – индивидуальный алкан».

Плотность является одним из основных термодинамических параметров любого вещества, в том числе и газовых гидратов. Измерение плотности газовых гидратов и связанного с ней гидратного числа сопряжено с рядом трудностей. Поэтому экспериментальные значения этих параметров определены до настоящего времени лишь для небольшого количества гидратов.

Полученные экспериментально значения плотности и гидратных чисел индивидуальных алканов должны использоваться при расчете технологических режимов эксплуатации скважин.

Троицкий В.М. Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов, В.А. Истомин, С.Г. Рассохин, В.П. Ванькова, А.В. Мизин, А.Е. Алеманов // Вести газовой науки: Актуальные

вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 99–109.

Разработка и эксплуатация такого проблемного месторождения, как Чайнинское, потребует новых технологических подходов и решений. Примером соответствующей полезной инновации может служить технология водогазового воздействия. Однако при использовании указанной технологии важно знать заранее, какому минимальному уровню минерализации должна соответствовать закачиваемая в пласт вода, чтобы исключить процессы гидратообразования.

В статье приводятся результаты экспериментального исследования процессов гидратообразования при фильтрации газа и воды различной степени минерализации в капилляре при пластовых условиях Чайнинского НГКМ. В качестве газа использованы метан и газ сепарации ботубинского горизонта, а в качестве воды – растворы кальциево-натриевых солей в дистиллированной воде. Экспериментально обнаружено, что для метана гидратообразование наступает при уровне минерализации воды ниже 150 г/л, а в случае газа сепарации – ниже 200 г/л.

Кроме того, детально изучены процессы образования и разложения гидратов метана в режиме фильтрации и изменения температуры в модели пласта Чайнинского НГКМ при начальной водонасыщенности порядка 64 %. Обнаружены наиболее чувствительные к гидратообразованию фильтрационные параметры в виде перепада давления на модели пласта и избыточного объема газа, выделяющегося при гидраторазложении. Показано, что при образовании газогидратов метана в гидратную фазу переходит до 30 % содержащейся в модели пласта воды.

Орлов Д.М. Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации флюида на риск разрушения горных пород / Д.М. Орлов, А.В. Богданов, А.П. Федосеев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 110–115.

Одним из основных факторов, влияющих на фильтрационные свойства пласта, являются действующие в окрестности скважин напряжения. Величина этих напряжений зависит как от деформационных свойств породы, так и от давления флюидов на забое скважины. Выполнены экспериментальные исследования влияния, которое оказывает скорость фильтрации флюида на разрушение пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений газа шельфа о. Сахалин. Эксперименты проводились в условиях равновесного и неравноосного нагружения скелета сухой или частично водонасыщенной породы-коллектора в широком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств. Разрушения пород не происходило при средних градиентах давления по коллекции образцов до 25–30 МПа/м. Разрушения сухих и частично насыщенных водой пород не происходило даже при наличии сдвигового напряжения, обусловленного неравноосной нагрузкой. Обнаружено, что фильтра-

ция воды в процессе центрифугирования оказывала более сильное воздействие на структуру скелета породы, чем фильтрация газа при больших градиентах в условиях пластовых напряжений.

Крикунов А.И. Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов ХМ1 и ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 116–125.

Южная периферия Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется очень сложным строением терригенных отложений нижнего венда и совершенно недостаточной степенью их изученности. В 2014 г. на данной территории проведены 3D-сейсморазведочные работы и построены структурные карты по ряду отражающих сейсмических горизонтов, в том числе по кровле ботубинских и подошве хамакинских продуктивных отложений. Анализ полученных материалов показывает, что расположение линий разломов на всех этих картах не зависит от возраста отложений и остается постоянным, из чего можно сделать вывод, что на картах изображены лишь молодые разломы, образовавшиеся после формирования вендского терригенно-карбонатного комплекса пород, или же те, что неоднократно проявляли свою активность. Открытым на сегодня остается вопрос о существовании в данном регионе внутриформационных или погребенных разломов. Эти разломы могли появляться в периоды значительных структурных преобразований, когда отложения того или иного возраста под действием тектонических сил выводились на поверхность, подвергались размыву или, наоборот, погружались на большую глубину.

Кроме перспективы увеличения за счет рассматриваемого района площади газовых и нефтяных залежей, привлекает к себе внимание еще и то, что в районе скв. 808 планируется создание подземного хранилища для концентрата гелия в пласте ХМ2 хамакинского продуктивного горизонта. В этом контексте вызывает интерес то обстоятельство, что разрезы пробуренных здесь скважин расчленяются и сопоставляются разными авторами не одинаково.

Четыре корреляционные схемы, составленные авторами статьи на основе промыслово-геофизических данных и макроописания керна, характеризующего отложения терригенного венда на юге Чайядинского НГКМ, убедительно показывают, что в преимущественно заглинизированной толще, перекрывающей пласт ХМ2, породы-коллекторы отсутствуют. Данный интервал пород можно с большой долей уверенности принимать за непроницаемую крышку для подземного хранилища концентрата гелия.

Крикунов А.И. Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложений терригенного венда на южной периферии Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.И. Крикунов, А.Е. Рыжов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 126–134.

Необходимость создания подземного хранилища для концентрата гелия в районе скв. 808 послужила серьезнейшим поводом для проведения 3D-сейсморазведочных работ на южной периферии Чайядинского месторождения. С целью детализации внутреннего строения терригенных отложений нижнего венда в указанном регионе составлена корреляционная схема в диапазоне от сульфатно-карбонатных пород буюкской свиты до алевролитопесчано-гравелитовых отложений талахской свиты по линии скважин 321-56, 321-58 и 321-75. В разрезе скважин выделены и прокоррелированы 19 промыслово-геофизических и литологических синхронных реперных горизонтов.

С применением методов циклостратиграфического анализа детально расчленена и прокоррелирована толща терригенного венда в южной части Чайядинского НГКМ, показана история формирования комплекса пород, вскрытого скважинами 321-56, 321-58, 321-75. Ни в одной из скважин в толще, перекрывающей продуктивный пласт ХМ2, в котором предполагается создать подземное хранилище для концентрата гелия, породы-коллекторы не встречены. Преимущественно заглинизированный интервал пород, расположенный над пластом ХМ2, с точки зрения литолого-фациальных исследований можно рассматривать как надежную непроницаемую крышку-флюидоупор. Опасение вызывает лишь разлом, выявленный в 2013 г. в результате палеоструктурных построений, выполненных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и подтвержденный в последнее время 3D-сейсморазведочными работами. Разлом, который проходит вблизи скв. 808, может существенно сократить полезную площадь подземного хранилища гелия, если окажется, что он не обладает достаточными флюидоупорными свойствами.

Крикунов А.И. Уточнение внутреннего строения верхнедагинских отложений на Южно-Киринском нефтегазоконденсатном месторождении с использованием циклостратиграфического анализа / А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова, Н.Ю. Канунникова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 135–143.

Статья посвящена уточнению внутреннего строения верхнедагинских нефтегазоносных отложений среднего миоцена на северо-восточном шельфе о. Сахалин.

Проблема снабжения горючим сырьем стоит сегодня очень остро перед Дальним Востоком, где в последние годы проводятся интенсивные поиски и разведка скоплений жидких и газообразных углеводородов. Наиболее перспективным в этом отношении является территория о. Сахалин и акватория прилегающего к нему шельфа. Геологическое строение острова и его шельфа демонстрирует участие метаморфизованных пород дислоцированного фундамента мезозойского и более древнего возрастов, а также кайнозойских отложений осадочного чехла (палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы), которые представлены мощными преимущественно терригенными толщами.

С точки зрения поисков залежей нефти и газа наиболее интересным является верхнедагинский стратиграфический подгоризонт среднего миоцена. Представлен он в основном переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Циклостратиграфический анализ позволил составить 4 корреляционные схемы, выявить и проследить в разрезах скважин пространственное положение разновозрастных отложений 5 седиментационных циклов и 20 синхронных реперных горизонтов. Наряду с выявленными и показанными на корреляционных схемах 5 поверхностями размывов в разрезах скважин имеются свидетельства присутствия дополнительных локальных размывов, которые не затрагивали одновременно всю территорию месторождения. Скорее всего, это связано с наличием многочисленных тектонических блоков, вертикальные подвижки которых происходили в разное время и гидродинамическую связь между которыми следует еще тщательно изучить.

Жуков В.С. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) / В.С. Жуков, П.Ю. Иванов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 144–148.

При разработке месторождений нефти и газа, как правило, происходит снижение пластового давления, а горное давление вышележащих пород остается без изменений. При этом происходит перераспределение напряжений, и ту часть нагрузки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть и т.д.), будет воспринимать уже скелет горной породы, ее твердая матрица. Поэтому основной причиной изменений физических свойств, сопровождающих разработку месторождений углеводородов, является снижение пластового давления и/или повышение эффективного давления.

Проведены определения комплекса физических свойств более 170 образцов горных пород дагинской свиты Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения при моделировании пластовых условий. Для физического моделирования процесса разработки месторождения оценены изменения ком-

плекса физических свойств горных пород при снижении пластового давления на 10,0 МПа и соответствующем увеличении эффективного давления с 37,0 до 47,0 МПа.

Среднее значение коэффициента пористости уменьшилось на 0,049 абсолютных процентов, или относительное изменение составило 0,24 %. Скорость продольной волны увеличилась на 0,070 км/с, или на 2,0 %. Скорость поперечной волны выросла на 0,019 км/с, или на 1,17 %. Объемная плотность увеличилась на 0,00071 г/см³, или на 0,034 %. Сжимаемость порового пространства выросла на $1,67 \cdot 10^{-5}$ 1/атм, или на 10,5 %. Среднее значение газопроницаемости снизилось на 0,242 мД, а относительное изменение составило 0,144 %. Все изменения указаны относительно средних величин петрофизических параметров при эффективном давлении в пласте 37,0 МПа.

Проведен анализ изменений ряда петрофизических параметров горных пород при увеличении эффективного давления, и в первом приближении составлены оценки этих изменений. Зависимости зачастую отличаются от линейных, что требует их уточнения путем проведения дополнительных экспериментальных исследований. Полученные результаты помогут оценить изменения пластовых условий, определенные по данным геофизических исследований скважин, и оценить степень изменения продуктивных горизонтов при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения.

Извеков И.Б. Критерии и перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской областей Западно-Сибирской мегапровинции / И.Б. Извеков // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 149–160.

Арктические районы Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна характеризуются разной степенью геолого-геофизической изученности. Одни нефтегазоносные области и районы в значительной степени опробованы, другие находятся на начальной стадии поисково-разведочного процесса. Относительно хорошо изучен Тазовский п-ов, в меньшей степени – Ямальский п-ов, наименее изученной территорией Западно-Сибирской мегапровинции является самая северная и труднодоступная Гыданская нефтегазоносная область (НГО).

Зона сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гыданской НГО характеризуется различной нефтегазоносностью и по разрезу, и по площади. В результате поисково-разведочных работ в этой зоне установлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. Промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от кровли сеномана до палеозойских включительно.

Перспективы дальнейших поисков и разведки скоплений нефти и газа изучаемого района обусловлены рядом критериев. Основным критерием, определяющим формирование структур и характер осад-

конакопления в изучаемой зоне, является ее тектоническое развитие. В тектоническом отношении в изучаемой зоне основное влияние на формирование структур оказал этап континентального рифтогенеза. Дифференциация тектонических движений способствовала гипсометрическому расчленению территории, которое нашло отражение в структуре мезозойско-кайнозойского чехла в целом. Дифференцированные тектонические подвижки фундамента во многом предопределили фациальные неоднородности.

Наряду с тектоническим критерием, определившим характер накопления осадков, не менее важным является стратиграфический фактор, обусловивший выдержанность отложений по разрезу и площади. Особенностью изучаемой зоны сочленения является приуроченность ее к области замещения фациальных зон в юрских и меловых отложениях.

Помимо распределения и выдержанности отложений по площади и разрезу, необходимо учитывать и литологический критерий, определяющий качество коллекторов и покрышек. Литологические характеристики изучаемого района представлены в объеме нефтегазоносных комплексов.

Учитывая критерии поиска, а также степень геолого-геофизической изученности исследуемого района, основные перспективы дальнейших поисков и разведки месторождений углеводородов связаны с п-овом Гыдан и прилегающим к нему ареалом Тазовской и Обской губ. Исходя из результатов анализа размещения залежей углеводородов в объеме нефтегазоносных комплексов составлены рекомендации по дальнейшему поиску и разведке месторождений.

Норман Г.Э. Атомистическое моделирование пластовых систем месторождений углеводородов / Г.Э. Норман, В.В. Писарев, В.В. Стегайлов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 161–165.

Статья представляет собой обзор современных методов компьютерного атомистического моделирования молекулярных систем в приложении к вопросам добычи углеводородов. Атомистическое моделирование позволяет *ab initio*, т.е. без проведения экспериментов, рассчитывать свойства веществ. Рассматриваются примеры атомистических моделей для описания уравнений состояния и транспортных свойств молекулярных соединений. Показано, что современные атомистические модели углеводородов обладают высокой переносимостью (т.е. гомологичные молекулы строятся из одинаковых «блоков» с заданными параметрами взаимодействия) и при этом с высокой точностью воспроизводят в вычислительном эксперименте фазовые диаграммы индивидуальных веществ и бинарных смесей. Рассмотрены подходы к расчетам проницаемостей пористых сред для сжимаемых газов. Демонстрируются примеры, показывающие воз-

можность расчета проницаемостей пористой среды для газовых смесей путем прямого моделирования методом молекулярной динамики. В примерах рассматриваются как однофазные течения, так и двухфазные, где вследствие конденсации газа в порах скачкообразно может меняться проницаемость для одного из компонентов. На основании представленных в литературе данных можно сделать вывод, что результаты атомистического моделирования могут использоваться наряду с экспериментальными данными в качестве входных данных для гидродинамических моделей пластов.

Склярв З.П. Динамика распределения лицензий на шельфе Российской Федерации в 1993–2014 гг. / З.П. Склярв, В.С. Ткач // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 166–175.

В статье предлагается обзор движения лицензий на право пользования участками, содержащими запасы и ресурсы углеводородного сырья и расположенными полностью либо частично на шельфе морей Российской Федерации, в период с 1993 г., когда были оформлены первые лицензии на шельфовые участки, по 2015 г. Рассматриваются динамика изменения числа лицензионных участков, их распределения по акваториям морей Российской Федерации, распределение участков по типу лицензий (поисковые лицензии, лицензии на право добычи углеводородов и «сквозные» лицензии на право изучения, разведки и добычи углеводородов). Проанализировано распределение лицензий по основным недропользователям, таким как ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «НОВАТЭК». Отдельно рассмотрены лицензионные участки, принадлежащие независимым компаниям и компаниям, осуществляющим деятельность на основании соглашений о разделе продукции, а также участки, работы на которых выполняются на основании государственных контрактов (для проведения региональных исследований, картирования, подготовки участков к лицензированию и т.п.).

Основная часть обзора представляет собой хронологию наиболее значимых событий в области лицензирования морских участков недр. Кроме того, изложены важнейшие изменения законодательства, оказывавшие влияние на лицензионную активность недропользования (либерализация либо усложнение процесса лицензирования, изменение сроков выдачи лицензий и т.п.).

Для наглядной иллюстрации распределения лицензионных участков по типам лицензий, недропользователям и регионам приведены соответствующие диаграммы и схемы расположения лицензионных участков. Перечислены участки, которые могут быть переданы недропользователям в ближайшем будущем (посредством аукционов, конкурсов либо постановлениями Правительства РФ).