

**НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОЦЕНКИ НЕУЧТЕННЫХ ЗАПАСОВ СВЯЗАННОГО
ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СОРБИРОВАННОГО ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫМИ
КОМПОНЕНТАМИ И КЕРОГЕНОПОДОБНЫМ ПОЛИМЕРОМ
ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ)**

Н.А. Скибицкая¹, И.О. Бурханова¹, М.Н. Большаков¹, Е.Г. Доманова¹,
В.А. Кузьмин¹, Т.А. Пуго¹, О.О. Марутян¹, О.П. Яковлева¹, Л.А. Зекель²,
А.А. Прибылов³, О.К. Навроцкий⁴
1 – ИПНГ РАН, 2 – ИНХС РАН, 3 – ИФХ РАН, 4 – НВ НИИГТ,
e-mail: skibitchka@mail.ru

Как показывает мировой опыт разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, разрабатываемых десятилетиями, объемы уже добытого газа существенно (более чем в 1,5 раза) превышают первоначальные балансовые объемы свободного газа этих месторождений. При этом месторождения продолжают работать.

При подсчете запасов свободного газа на месторождениях учитывают эффективный поровый объем, пластовые температуру и давление, а также PVT – свойства пластового газа. Аномальные газосорбционные свойства битуминозных компонентов (асфальтенов, смол, твердых парафинов, масел), и тем более керогеноподобного полимера, приуроченных к неэффективной части поровых объемов в трещинной, трещинно-поровой и тонкопоровой частях матрицы продуктивных отложений этих месторождений, не учитываются. Вместе с тем в настоящее время проводятся многочисленные работы по оценке гигантских мировых запасов нетрадиционного сланцевого газа [1], приуроченного к нефтегазоматеринским отложениям, и значительная часть такого газа находится в связанном состоянии.

Можно утверждать, что природный газ месторождений, сложенных карбонатными нефтегазоматеринскими толщами, приуроченный к низкопроницаемым породам продуктивных отложений (как низкопористых, так и высокопористых), а также к породам, имеющим трещинно-поровую и трещинную структуры емкостного пространства, в основном адсорбирован, абсорбирован, растворен в высокомолекулярных битуминозных компонентах и в керогеноподобном полимере, заполняющих частично или полностью такие емкостные объемы. Запасы этого газа на многих месторождениях со сложно-построенными коллекторами соизмеримы с запасами свободного газа, но до сих пор не

учитываются ни при утверждении в ГКЗ, ни при проектировании разработки месторождений.

В 2012–2013 гг. сотрудниками лаборатории проблем освоения нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья ИПНГ РАН совместно с творческими коллективами других институтов проводились научно-исследовательские работы в соответствии с разделом 1.3.1д «Научное обоснование оценки неучтенных запасов связанного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений (на примере Оренбургского НГКМ)» Программы фундаментальных исследований Президиума РАН «Фундаментальный базис инновационных технологий прогноза, оценки, добычи и глубокой комплексной переработки стратегического минерального сырья, необходимого для модернизации экономики России» на 2012–2015 гг. За два года были решены следующие задачи:

1. Систематизация накопленных и новых экспериментальных данных по сорбции компонентов природного газа высокомолекулярными компонентами газо- и нефтегазоконденсатного месторождений.
2. Оценка сорбционных свойств образцов керогеноподобного полимера из продуктивных отложений газонасыщенных зон Оренбургского НГКМ (ОНГКМ).
3. Дифференцированная оценка запасов высокомолекулярных компонентов (смола, асфальтенов, масел) на ОНГКМ на основе 3D математического моделирования.
4. Разработка методики оценки запасов нерастворимого керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях ОНГКМ.

Объектом исследований послужили высокомолекулярные битуминозные компоненты (ВМК) и керогеноподобный полимер продуктивных отложений ОНГКМ.

Обобщенный анализ сорбционных свойств высокомолекулярных компонентов по отношению к природному газу и его компонентам

Важное значение для понимания процессов, протекающих в породообразующей матрице продуктивных отложений, а также для решения конкретных задач, связанных с добычей газа и газового конденсата, имеют данные о взаимодействии высокомолекулярных компонентов (ВМК) и керогеноподобного нерастворимого органического полимера с компонентами газо-жидкостного флюида. Как показали выполненные исследования, в условиях залегания битумоиды и нерастворимый

керогеноподобный полимер (далее для краткости – кероген) взаимодействуют с компонентами газовой фазы, в результате чего происходят сорбция газов и изменение их объема и агрегатного состояния высокомолекулярных компонентов и керогена.

Для экспериментальных исследований процессов сорбции газообразных компонентов была использована объемно-весовая установка, разработанная в Институте физической химии РАН. Принципиальная схема установки показана на рис. 1.

При разработке методики сорбции авторы исходили из необходимости максимального приближения к пластовым условиям на ОНГКМ и условиям возможного технологического воздействия (давление до 30 МПа и температура в интервале 30÷70 °С). Подробно методика описана в отчете [2].

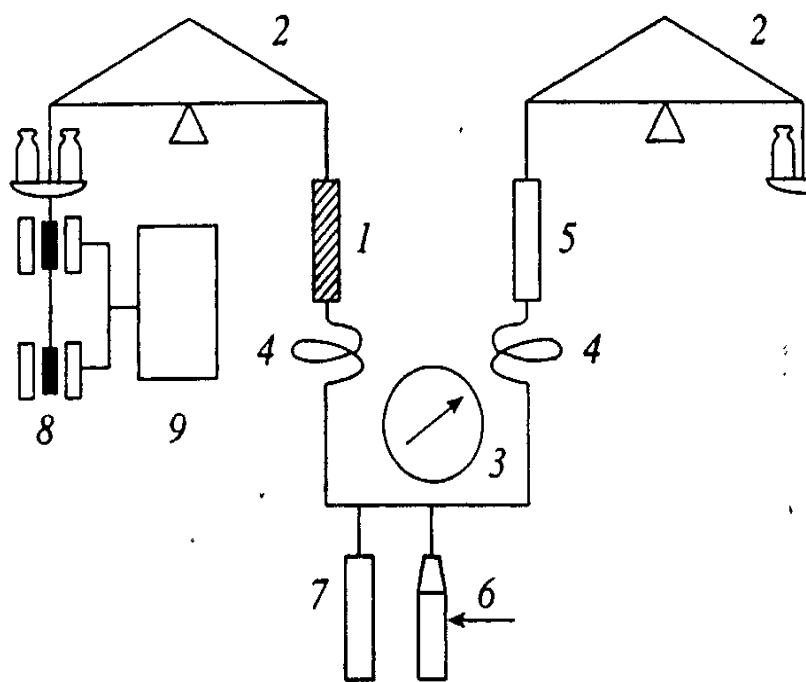


Рис. 1. Принципиальная схема объемно-весовой установки для экспериментальных исследований процессов сорбции газообразных компонентов, разработанная в Институте физической химии РАН

1 – ампула с сорбентом - адсорбер; 2 - рычажные коромысловые аналитические весы (ВРЛ-200);
3 – эталонный манометр; 4 – тонкий металлический капилляр диаметром 1 мм, свитый в пружину;
5 – ампула весового манометра; 6 – вентиль; 7 – балластная емкость; 8 – катушки датчика и электрической компенсации весов; 9 – электронный блок весов

В результате выполненных исследований были установлены механизм и количественные закономерности сорбции углеводородных газов на высокомолекулярных компонентах матричной нефти в продуктивных отложениях ОНГКМ – асфальтенах,

смолах, маслах и парафинах. В частности, было установлено, что при парциальном давлении компонента газовой фазы ниже давления насыщения ($P_i < P_s$), зависимость его сорбции от парциального давления для всех исследованных ВМК имеет линейный характер. Это позволило на основе полученных данных рассчитать значения удельной сорбции каждого компонента газовой фазы на каждом ВМК, D_i :

$$D_i = q_i / P_i, \text{ нм}^3/\text{т}\cdot\text{атм}, \quad (1)$$

где q_i – содержание сорбированного газа в сорбенте, $\text{нм}^3/\text{т}$; P_i – парциальное давление газа в равновесной газовой фазе, атм.

Как было установлено, значения D_i остаются достаточно стабильными при следующих парциальных давлениях газов в смеси (атм): метан 44–245 атм, этан 1,76–9,2 атм, пропан 0,73–3,99 атм, бутан 0,4–1,69 атм, двуокись углерода 0,49–5 атм, азот 1–100 атм. Величины значений D_i приведены в табл. 1.

Таблица 1

Значения коэффициента удельной сорбции (поглощения) D_i индивидуальных газов из модели пластовой газовой смеси, $\text{нм}^3/\text{т}\cdot\text{атм}$ (центральная часть ОНГКМ)

Компонент газа	Асфальтены		Смолы		Масла		Парафины	
	30 °С	70 °С	30 °С	70 °С	30 °С	70 °С	30 °С	70 °С
Метан	0,511	0,470	0,573	0,570	0,717	0,703	0,947	0,932
Этан	0,892	0,774	1,545	0,98	1,89	1,48	2,47	2,15
Пропан	2,764	1,382	5,76	3,61	7,7	4,69	10,57	7,62
Бутан	4,422	1,989	11,9	4,26	15,1	8,86	20,2	11,7
Двуокись углерода	0,829	0,663	1,32	0,851	1,05	0,9	1,17	1,075
Азот	0,249	0,231	0,392	0,333	0,456	0,371	0,513	0,488

На основе полученных данных разработана методика, позволяющая рассчитать запасы связанного пластового газа в широком диапазоне термобарометрических условий, составов газа и битумоидов.

Битумоиды способны поглощать большие количества природного газа. Например, при 30 °С и 250 атм 1 т асфальтенов, смол, масел и парафинов, выделенных из образцов, отобранных из параметрической скважины центральной части ОНГКМ, соответственно поглощают из смеси газов пластового состава (табл. 2) 144, 195, 244 и 323 нм^3 газа (рис. 2). При снижении пластового давления или повышении температуры количества поглощенного газа снижаются.

Состав газа, использованного в экспериментах по сорбции, % объемный

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	Норм-C ₄ H ₁₀	Изо-C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂
86,62	3,59	1,70	0,513	0,275	1,02	6,28

Расчеты показали, что в связанном битумоидами газе, по сравнению с равновесным газом, содержится меньше метана и существенно больше тяжелых компонентов – этана, пропана и бутана. В ряду асфальтены – смолы – масла – парафины содержания пропана и бутана в связанном газе при 30 °С соответственно возрастают с 7,87 и 6,03 до 13,9 и 12,3% (объем.) при содержании в исходном газе 1,7 и 0,79% (объем.). Содержание балластных неуглеводородных газов (CO₂ и N₂) в связанном газе почти в 2 раза ниже, чем в исходном.

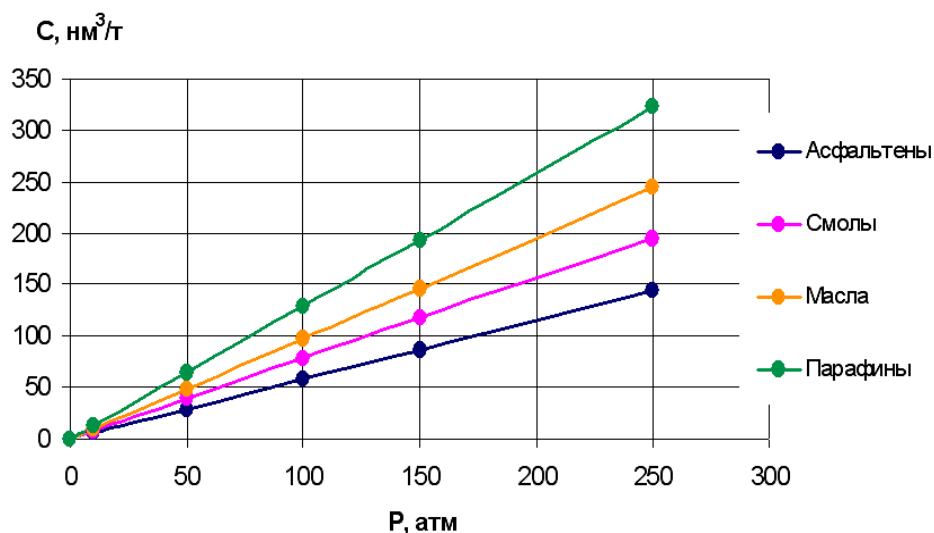


Рис. 2. Количество связанного битумоидами газа (C , нм³/т) при различных давлениях в пласте ($T = 30$ °С). Состав газа см. табл. 2

Сопоставление газоемкости свободного порового пространства и газоемкости битумоидов в условиях равновесного состояния системы показало, что объемная концентрация метана и азота в битумоидах существенно ниже, чем в свободном поровом пространстве, и уменьшается в ряду асфальтены – смолы – масла – парафины с 63,9 до 47,6 нм³/м³ для газа, состав которого приведен в табл. 2. Содержание этана в асфальтене и смоле при 30 °С выше, а при 70 °С – ниже, чем его содержание в газовой фазе в свободном поровом объеме. В маслах и парафинах содержание этана выше, чем в газе, при всех исследованных температурах. Содержание пропана и бутана во всех битумоидах в несколько раз выше, чем в газовой фазе в свободном поровом объеме. Например, при

30 °С содержание указанных газов в парафине выше, чем в газе в свободном поровом объеме, соответственно в 8,3 и 15,6 раза. При повышении температуры до 70 °С содержание бутана и пропана в битумоидах снижается. Содержание диоксида углерода в битумоидах близко к его содержанию в газе.

Используя приведенные выше данные, можно прогнозировать изменение состава газа в процессе его добычи. В десорбированном газе уменьшается содержание метана и азота. Содержание углеводородов C_2-C_4 в газе возрастает. Следует отметить, что подобная картина будет наблюдаться при десорбции связанного газа из других битумоидов.

Из результатов изучения состава ВМК, выделенных из образцов керна, следует, что в реальных условиях битумоиды представляют собой смесь асфальтенов, смол, масел и парафинов с различным соотношением компонентов. Нами было выбрано несколько различных вариантов состава битумоидов, для которых был выполнен расчет количеств и состава сорбированного газа. Были рассчитаны количества связанного газа при разных пластовых условиях. Смеси битумоидов сорбируют большие объемы природного газа. Так, например, при $T = 30$ °С и $P = 250$ атм 1 т битумоидов в зависимости от их состава содержит от 207 до 283 nm^3 связанного газа.

В заключение следует отметить, что полученные результаты позволяют рассчитать запасы связанного пластового газа в широком диапазоне термобарометрических условий, составов газа и битумоидов.

Сорбционные свойства образцов керогеноподобного полимера из продуктивных отложений газонасыщенных зон Оренбургского НГКМ

На данном этапе работ были выполнены исследования сорбции метана при температурах 30, 50 и 70 °С на керогенсодержащей пробе при давлениях газа до 400 атм. Сорбционная установка (см. рис. 1) позволяет измерять изотермы сорбции и десорбции в интервале температур от 298 до 358 °К и избыточных давлений от 0,1 до 25 МПа. Исходя из кинетических данных, время достижения равновесия для каждой точки на изотермах сорбции метана керогенсодержащей пробой составляло 1–1,5 ч.

Полученные изотермы сорбции метана имеют типичный вид для сорбции газов твердыми сорбентами. При давлениях газа выше 200 атм концентрация молекул газа на поверхности вещества становится близкой к насыщению поверхности, и изотерма сорбции постепенно выходит на асимптоту (рис. 3). На ранее исследованных

высокомолекулярных битумоидных компонентах характер сорбции был иным. На изотермах сорбции газа асфальтенами, смолами, парафинами отсутствовали участки, свидетельствующие о прекращении сорбции с увеличением давления метана, то есть насыщения поверхности газом не происходило. Как было установлено, сорбция газов указанными битумоидами носила характер растворения.

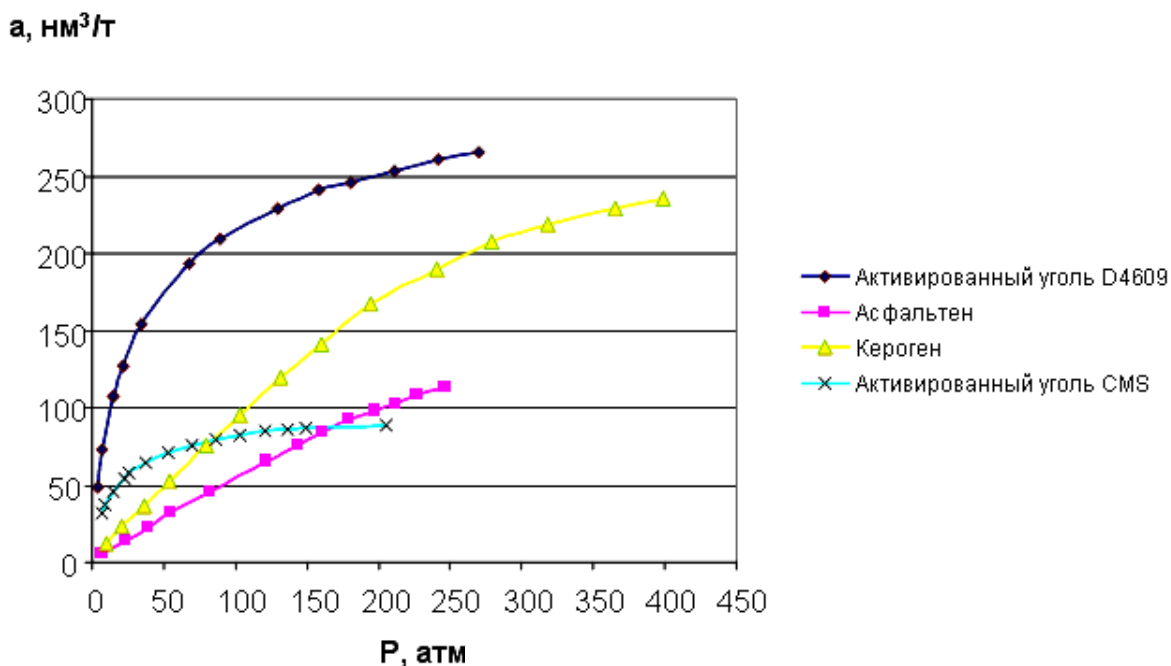


Рис. 3. Изотермы сорбции метана при 303 °К на образцах асфальтена, керогена из продуктивных отложений ОНГКМ и активированных углей CMS и D 4690

На основе полученных данных можно оценить удельную сорбцию керогенсодержащей пробы (возраст – P₁ art) по отношению к метану в интервале температур 30–70 °С. В диапазоне давлений метана до 200 атм изотермы имеют линейный характер, что позволяет рассчитать их удельную сорбцию. Значение коэффициента удельной сорбции для керогенсодержащей пробы при 50 °С составило $1,06 \cdot 10^{-4}$ г/г·атм, при 70 °С – $1 \cdot 10^{-4}$ г/г·атм. Для расчета сорбционных свойств индивидуального вещества керогена был выполнен пересчет с учетом содержания керогена в пробе. При этом учитывался элементный состав керогена. Методика определения элементного состава керогена подробно описана в работе [3], результаты представлены в табл. 3.

Таким образом, для индивидуального вещества керогена коэффициент удельной сорбции при 50 °С составил $(70,87:11,3) \cdot 1,06 \cdot 10^{-4} = 6,65 \cdot 10^{-4}$ г/г·атм или $0,93 \text{ nm}^3/\text{г} \cdot \text{атм}$; при 70 °С эта величина составила $6,27 \cdot 10^{-4}$ г/г·атм или $0,88 \text{ nm}^3/\text{г} \cdot \text{атм}$. Эти значения значительно

выше, чем коэффициенты удельной сорбции метана асфальтенами, смолами и маслами (см. табл. 1).

Таблица 3

Средние данные по составу нерастворимого керогеноподобного органического полимера, выделенного из образцов пород продуктивных отложений ОНГКМ [3]

Компонент	Элементный состав, % на <i>daf</i>					
	C	H	S	N	O _d	S+N+O _d
Керогеноподобный органический полимер	70,87	8,38	5,77	1,64	13,4	20,8

Как видим, величина сорбции керогена из отложений ОНГКМ при давлении 400–450 атм приближается к аномальной величине сорбции активированного угля D 4690. Это означает, что при подсчете запасов связанного газа на месторождениях необходимо оценивать ресурсы не только высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, масел, твердых парафинов), но и ресурсы керогена. Таким образом, возникает необходимость разработки методики определения концентраций керогена в горных породах по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и построения 3D математической модели распределения концентраций керогена в продуктивных отложениях месторождений.

Дифференцированная оценка запасов высокомолекулярных компонентов (смол, асфальтенов, масел) на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении на основе 3D математического моделирования

При подсчете запасов высокомолекулярных компонентов (смол, асфальтенов, масел) матричной нефти был использован объемно-весовой метод, который является разновидностью объемного метода, применяемого наиболее часто при подсчете запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ [4]. Грамотное использование компьютерного 3D моделирования существенно облегчает задачу подсчета запасов и приводит к увеличению достоверности конечного результата [5]. В рамках данной работы использовался программный пакет IRAP RMS компании Roxar. Оценка геологических запасов проводилась в следующих подсчетных объектах:

- артинские отложения центральной части ОНГКМ;
- сакмарские отложения центральной части ОНГКМ;

- ассельские отложения центральной части ОНГКМ;
- верхнекаменноугольные отложения центральной части ОНГКМ;
- среднекаменноугольные отложения центральной части ОНГКМ.

Основными подсчетными параметрами при оценке запасов ВМК матричной нефти являются объем залежи, концентрация высокомолекулярных компонентов матричной нефти, коэффициент пористости и минералогическая плотность пород.

Подсчет запасов проводился дифференцированно в коллекторах трещинно-порового (коэффициент пористости от 3 до 6%) и порового (коэффициент пористости больше 6%) типов. Объем пород-коллекторов трещинно-порового типа центральной части ОНГКМ составил 76982,9 млн м³, порового типа – 59930,6 млн м³. Объем пород-коллекторов артинского яруса равен 50370,1 млн м³, из них 55,7% приходится на трещинно-поровые коллекторы и 44,3% – на поровые. Объем пород-коллекторов сакмарского яруса составил 35594,8 млн м³ (62,0% трещинно-поровых и 38,0% поровых); ассельского яруса – 21663,9 млн м³ (48,6 и 51,4% соответственно); верхнекаменноугольных отложений – 15621,8 млн м³ (54,8 и 45,2% соответственно); среднекаменноугольных – 13662,9 млн м³ (57,0 и 43,0% соответственно).

Величины минералогической плотности определялись лабораторным способом на образцах керна пяти разведочных скважин (более 5000 определений). Средние значения $\delta_{\text{мин}}$ отражены в табл. 4.

Таблица 4

Минералогические плотности пород Оренбургского НГКМ

Возраст пород	Минералогическая плотность $\delta_{\text{мин}}$, кг/м ³	
	$K_n < 6\%$	$K_n > 6\%$
P ₁ art	2710	P ₁ art
P ₁ scm	2710	P ₁ scm
P ₁ ass	2700	P ₁ ass
C ₃	2690	C ₃
C ₂	2690	C ₂

В среднем артинские отложения характеризуются величинами пористости 4,5% для трещинно-поровых коллекторов и 9,9% для поровых; сакмарские отложения – 4,4 и 8,9%, ассельские – 4,5 и 8,2%, верхнекаменноугольные – 4,4 и 9,3%, среднекаменноугольные – 4,3 и 8,2% соответственно.

Математические геолого-геохимические модели распределения высокомолекулярных компонентов матричной нефти были построены на основе разработанной ранее методики оценки суммарной и покомпонентной (асфальтены, смолы, масла) концентраций ВМК матричной нефти [6]. Для центрального, восточного и западного участков месторождения созданы отдельные модели.

Величины концентраций изначально были получены в массовых процентах (килограмм компонента на килограмм породы), а в дальнейшем переведены в кг компонента на м³ породы. Для этого имеющиеся концентрации в масс.% умножали на величину минералогической плотности породы (в кг/м³), а также долю твердой части в объеме породы:

$$\delta_{\text{мин}} \cdot (1 - K_n \text{ (д.е.)}) / 100. \quad (2)$$

Максимальными концентрациями высокомолекулярных компонентов матричной нефти (5,06–6,22 кг/м³) характеризуются отложения сакмарского яруса. Минимальные концентрации ВМК (0,52–0,63 кг/м³) характерны для пород верхнекаменноугольного возраста.

Результаты подсчета геологических запасов отражены в табл. 5. Подсчитанные суммарные геологические запасы (перспективные ресурсы) высокомолекулярных компонентов матричной нефти составили 411,9 млн т. Геологические запасы масел составили 218,3 млн т, перспективные ресурсы смол – 124,6 млн т, перспективные ресурсы асфальтенов – 68,9 млн т (табл. 5, рис. 4).

Таблица 5

Результаты подсчета геологических запасов (перспективных ресурсов) высокомолекулярных компонентов матричной нефти, в т.ч. масел, смол, асфальтенов в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн м ³	Запасы ВМК, тыс. т			
		Суммарные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфальтены, тыс. т
Центральная часть ОНГКМ					
P ₁ art	50370,1	96873,0	51342,6	32482,8	13047,6
P ₁ scm	35594,8	201303,7	106691,0	58521,4	36091,3
P ₁ ass	21663,9	44442,7	23554,6	13474,2	7413,9
C ₃	15621,8	9083,8	4814,3	3079,2	1190,3
C ₂ (mc)	13662,9	60154,0	31881,6	17064,4	11207,4
ВСЕГО	136913,5	411857,2	218284,1	124622,0	68950,5

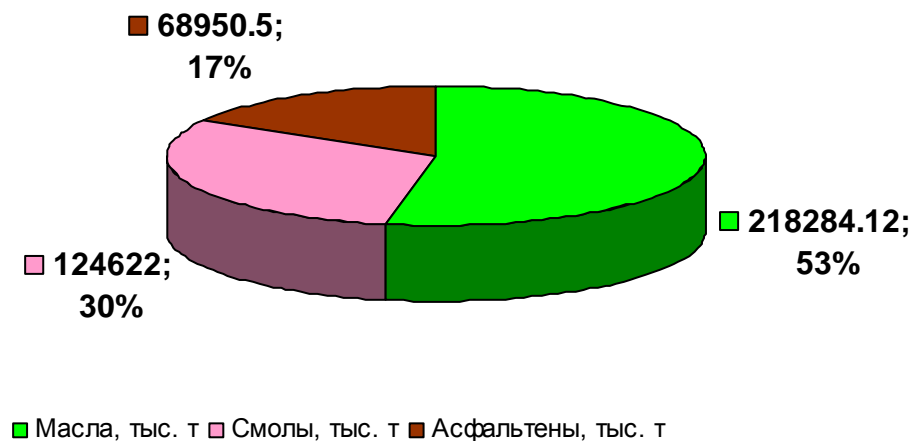


Рис. 4. Результаты подсчета геологических запасов высокомолекулярных компонентов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ, тыс. т (дифференциация по компонентному составу)

Основные геологические запасы ВМК матричной нефти (72%) сосредоточены в отложениях артинско-сакмарского возраста (см. табл. 5). Большая часть запасов высокомолекулярных компонентов матричной нефти сосредоточена в низкопористых породах (трещинно-поровые коллектора) – 240,8 млн т, что составляет 58% суммарных геологических запасов ВМК матричной нефти.

Разработка методики оценки запасов нерастворимого керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Первоначальный этап разработки методики оценки запасов нерастворимого в органических растворителях рассеянного органического вещества (керогена, нерастворимого органического полимера) в горных породах предполагает анализ предшествующего опыта по данной тематике как российских, так и зарубежных исследователей.

Зачастую исследователи-геофизики рассматривают органическое вещество как однородный компонент горной породы, не разделяя его на разные по свойствам части – растворимую в органических растворителях (битумоиды) и нерастворимую (кероген). По этой причине в обзоре рассмотрены методики оценки количественного содержания органического вещества в целом.

По своим физическим свойствам кероген и битумоиды нефтегазоматеринских толщ во многом схожи с гипергенными битумами. Присутствие органического вещества в горных породах существенно влияет на показания промысловых геофизических методов:

1. *Электрические методы.* Битумоиды и кероген препятствуют проникновению фильтрата бурового раствора в породу, в результате чего в пласте не формируется зона проникновения, и его сопротивление, в отличие от газо- и нефтенасыщенных пород-коллекторов, остается неизменно высоким; кроме того, часто в нефтегазоматеринских толщах практически отсутствует остаточное водонасыщение.
2. *Нейтронные методы.* Высокий водородный индекс битумоидов (около 0,6) и керогена (около 0,8) сказывается на показаниях нейтронных методов (НК – нейтронный каротаж).
3. *Акустические методы.* Низкая акустическая жесткость ОВ отражается на кривых акустического каротажа (АК).
4. *Радиоактивные методы.* Часто ОВ характеризуется высокой концентрацией урана, в связи с чем содержащие ОВ породы выделяют по аномалиям интегральной (ГК) и спектральной модификациям гамма-каротажа (ГК-С); низкая плотность ОВ обуславливает занижение показаний гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКп).
5. *Ядерно-магнитный метод.* Из-за неподвижности керогена, так же как и гипергенных битумов, в пластовых условиях происходит занижение водородосодержания, определенного по данным ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК), по сравнению с суммарным водородосодержанием породы, определяемым по данным НК.

Подробный обзор приведен в отчете [3].

Продуктивные отложения ОНГКМ представлены карбонатными породами со сложным вещественным составом и сложной структурой порового пространства. По литологическому составу коллекторы подразделяются на доломиты, известняки, их переходные разновидности. Также в породах присутствуют гипс, ангидрит, органическое вещество. Каждый из компонентов изучаемых горных пород влияет на показания методов геофизических исследований скважин. По этим причинам задача разработки является сложной и требует значительного массива априорной информации.

Прямые лабораторные методы оценки содержания нерастворимого ОВ (керогена, нерастворимого органического полимера), предполагающие выделение керогеноподобного полимера из керна [7], являются трудоемкими и не могут проводиться

массово. В отличие от прямых методов, косвенный пиролитический метод дает возможность получить информацию о нефтематеринской породе без длительной обработки керна и шлама [8].

При исследовании керна параметрической скважины центральной части ОНГКМ был использован термический масс-спектрометрический анализатор «Литотерм-1000», разработанный фирмой «ВИНЭКС» и предназначенный для пиролитических исследований образцов горных пород и пластовых жидкостей (исследования выполнены Навроцким О.К. и др.).

«Литотерм-1000» является универсальным прибором для изучения нефтематеринских пород. Пределы измеряемых концентраций – 10^{-3} –100% весовых, при газовом анализе – 10^{-3} –100% объемных. Аналитический цикл пиролиза включает три последовательных этапа. На первом этапе образец породы весом в 50–100 мг нагревается до 250 °С в потоке инертного газа (азота). В этих условиях из образца выделяются свободные и адсорбированные УВ (параметр S_1). Этот параметр может быть использован для оценки продуктивности разреза. На втором этапе температура прогрева образца в азотной среде увеличивается до 600 °С. В этом температурном интервале определяется количество УВ, способного генерироваться при пиролизе нерастворимой части керогена и асфальтово-смолистых компонентов битумоидов (параметр S_2), а также температура максимальной генерации. Завершается аналитический цикл определением количества органического углерода породы путем сжигания образца в воздушной среде при температуре 600–650 °С.

Пиролитическим способом были исследованы 233 образца керна, отобранного из параметрической скважины центральной части ОНГКМ.

Содержание органического вещества в породе возможно оценить по количеству органического углерода породы $C_{орг}$ (пиролитический параметр ROC). Количество определений $C_{орг}$ в изучаемом разрезе равно 208. Минимальное содержание $C_{орг}$ составило 0,01 мг/г, максимальное – 62,5 мг/г, среднее – 1,75 мг/г. Распределение содержания органического углерода по разрезу неравномерно – максимальными концентрациями $C_{орг}$ характеризуются нижнепермские отложения (табл. 6).

Знание элементного состава керогена позволяет оценить его объемное и массовое содержание в породе по величине $C_{орг}$. Согласно результатам исследований, в керогеноподобном полимере ОНГКМ содержится 70,87% углерода [3]:

$$K_{\text{кер}} = C_{\text{орг}}/0,71 \cdot 10^{-3} \cdot \delta_{\text{гп}}/\delta_{\text{кер}} \cdot 100, \quad (3)$$

$$C_{\text{кер}} = C_{\text{орг}}/0,71/10, \quad (4)$$

где $K_{\text{кер}}$ – объемное содержание керогена в горной породе (%); $C_{\text{кер}}$ – массовое содержание керогена в горной породе (%); $C_{\text{орг}}$ – количество органического углерода по данным пиролитических исследований (мг/г); $\delta_{\text{гп}}$ – плотность минеральной части горной породы, принята равной 2,7 г/см³; $\delta_{\text{кер}}$ – плотность керогена, принята равной 1,3 г/см³ (Методические рекомендации по подсчету геологических запасов..., 2003 г.).

Таблица 6

Результаты оценки количества органического углерода в продуктивных отложениях ОНГКМ

Стратиграфическое подразделение	Среднее значение $C_{\text{орг}}$, мг/г	Количество определений $C_{\text{орг}}$	Массовое содержание керогена в горной породе $C_{\text{кер}}$, % вес.	Объемное содержание керогена в горной породе $K_{\text{кер}}$, % об.
P _{1art}	1,59	52	0,22	0,47
P _{1scm}	4,32	48	0,61	1,27
P _{1ass}	2,88	14	0,41	0,84
C ₃	0,29	34	0,04	0,08
C ₂	0,36	60	0,05	0,11

Таким образом, при среднем содержании органического углерода в разрезе 1,75 мг/г среднее объемное содержание керогеноподобного полимера составляет 0,5% об., массовое – 0,25% вес. По причине того, что каменноугольные продуктивные отложения изучаемого разреза бедны по содержанию $C_{\text{орг}}$, в дальнейшем рассматривались свойства только нижнепермских отложений.

Анализ распределения величин $C_{\text{орг}}$ по глубине позволил выявить интервалы с высокими концентрациями органического углерода. Эти интервалы приурочены к низам артинского яруса, гамма-реперу в кровле сакмарского яруса, низам сакмарского яруса и низам ассельского яруса. При этом высокими показаниями гамма-каротажа отличаются только породы сакмарского гамма-репера. Этот интервал также выделяется среди остальных весьма низкими величинами коэффициентов открытой пористости.

С целью анализа свойств пород с высоким содержанием керогена были отобраны образцы с концентрацией органического углерода выше 5 мг/г. В разрезе изучаемой скважины таких образцов 13. Для этой группы образцов было построено сопоставление

содержания органического углерода с гамма-активностью пород (рис. 5). Это сопоставление показало, что только для сакмарского гамма-репера характерна прямая линейная связь между $C_{орг}$ и гамма-активностью.

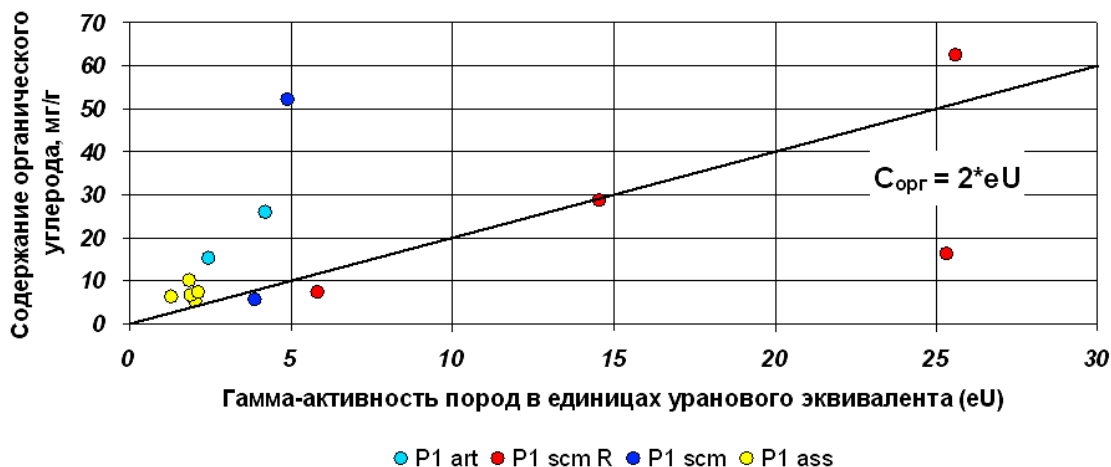


Рис. 5. Сопоставление содержания органического углерода ($C_{орг}$) с гамма-активностью пород для группы образцов с $C_{орг}$ выше 5 мг/г

Для оценки возможностей методов ГИС при решении задачи определения концентрации керогена в изучаемых отложениях были проанализированы физические параметры карбонатной горной породы (табл. 7). Как видно из табл. 7, рассмотренные свойства керогена практически не отличимы от свойств фильтрата бурового раствора, поэтому при наличии зоны проникновения комплексирование методов пористости результатов не даст. Таким образом, для пористых нерадиоактивных интервалов артинского и ассельского ярусов с повышенным содержанием органического углерода оценка $K_{кер}$ по данным ГИС затруднительна. Осложняют интерпретацию данных ГИС два фактора: в зоне проникновения содержится также неизвестное количество остаточного газа; низкое содержание керогена (составляет около 1,5% об.). В дополнение к этому, образцов с высоким $C_{орг}$, принадлежащих этим интервалам, недостаточно для получения эмпирических связей «кern–ГИС». На данном этапе для этих отложений предлагается оценка содержания керогеноподобного вещества по осредненным данным пиролитических исследований (см. табл. 6).

Более благоприятная ситуация для оценки $K_{кер}$ по данным ГИС характерна для отложений сакмарского репера. Ввиду низкой пористости здесь не происходит проникновения фильтрата бурового раствора вглубь породы, поры заполнены остаточной

Таблица 7

Величины основных физических параметров компонент карбонатной породы (Методические рекомендации по подсчету геологических запасов..., 2003 г.; Практическое руководство по интерпретации..., 2007 г.; Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа..., 1990 г., G. Mavko, 1998)

<i>Компонент</i>	<i>Водородо-содержание, %</i>	<i>Минералогическая плотность, г/см³</i>	<i>Интервальное время, мкс/м</i>
Кальцит	0	2,71	154
Доломит	2	2,85	140
Ангидрит	1,5	2,95	164
Гипс	50	2,3	172
Фильтрат	100	1,18	540
Битумоиды	70	0,9	500
Кероген	80	1,3	440

Таблица 8

Результаты оценки $K_{\text{кер}}$ по разным методам ГИС в интервале сакмарского репера, наиболее полно охарактеризованном данными пиролитических исследований

ROC, мг/г	$K_{\text{кер}}(\text{ROC}), \%$ об.	$K_{\text{кер}}(\text{АК}), \%$ об.	$K_{\text{кер}}(\text{ГГКп}), \%$ об.	$K_{\text{кер}}(\text{ЯМТК+НК}), \%$ об.	$K_{\text{кер}}(\text{НК}), \%$ об.
16,4	4,8	3,5	3,2	4,2	6,6

водой (по данным петрофизических исследований). Согласно описанию керна и расчетным величинам минералогической плотности, породообразующим минералом пород здесь является кальцит. Также изучаемый интервал плотно охарактеризован величинами коэффициентов пористости по керну. Эта информация дала возможность провести индивидуальную интерпретацию данных акустического каротажа (АК), гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа. Кроме того, в скважине был проведен ядерно-магнитный томографический каротаж, и $K_{\text{кер}}$ также оценивали по комплексу ЯМТК+НК (рис. 6).

Как видно на планшете (рис. 6), кривые $K_{\text{кер}}(\text{АК})$, $K_{\text{кер}}(\text{ГГКп})$ и $K_{\text{кер}}(\text{ЯМТК+НК})$ практически совпадают, а результаты интерпретации данных НК в 1,5–2 раза выше. Сопоставление средних величин $K_{\text{кер}}$ по разным методам ГИС с содержанием органического вещества по данным пиролитических исследований (табл. 8) в интервале, наиболее охарактеризованном параметром ROC, показало, что АК и ГГКп занижают количество ОВ в породе, а НК – завышает. Наиболее близки к лабораторным

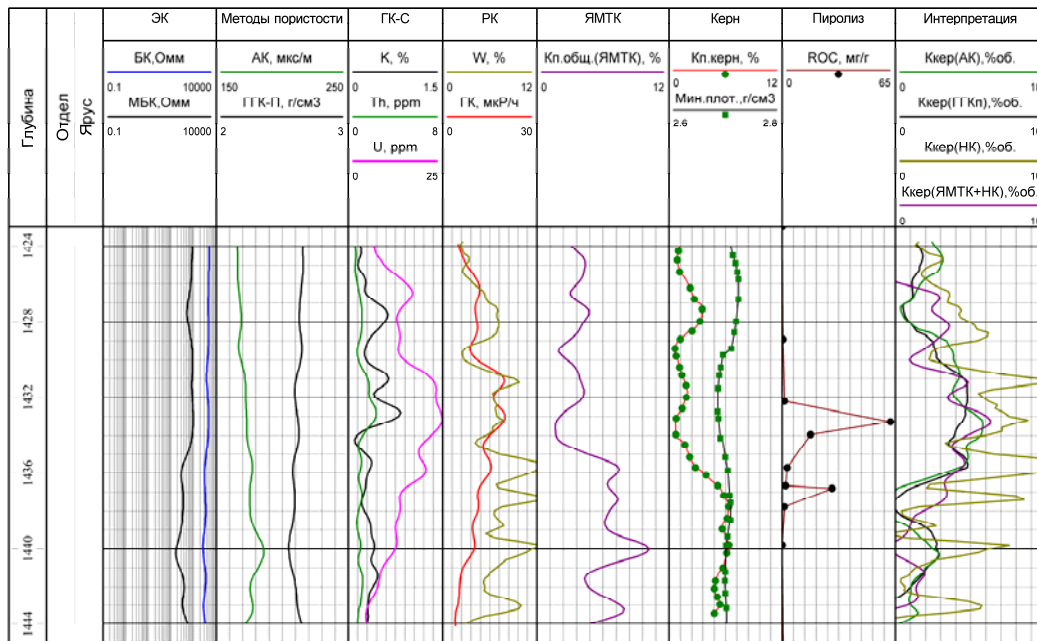


Рис. 6. Результаты оценки содержания керогена в породах сакмарского репера по индивидуальной интерпретации методов ГИС (АК, ГГКп, НК) и комплексированию методов ЯМТК и НК

исследованиям данные комплексирования НК и ЯМТК. К тому же этот способ не предполагает использования априорных данных по величинам коэффициентов пористости по керну. Величины $K_{\text{кер}}(\text{ЯМТК}+\text{НК})$ были использованы для уточнения связи между содержанием керогена и гамма-активностью породы по данным ГИС для отложений сакмарского репера (рис. 7). Уточненная связь (см. рис. 7) позволяет оценивать содержание керогена в интервале сакмарского гамма-репера по материалам ограниченного комплекса ГИС, который проводится в эксплуатационных скважинах.

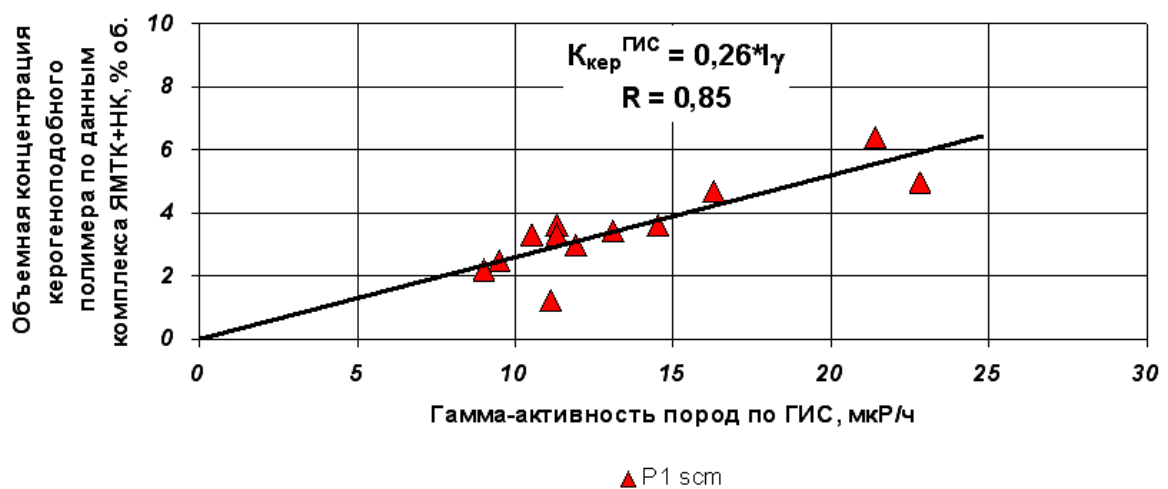


Рис. 7. Сопоставление результатов оценки объемного содержания керогеноподобного полимера по комплексу ЯМТК+НК с гамма-активностью пластов по гамма-каротажу для отложений сакмарского репера

Подводя итоги, можно заключить, что для отложений артинского и ассельского ярусов, верхнего и среднего карбона, а также для пород надреперной и подреперной частей сакмарского яруса оценка количества керогеноподобного вещества на данный момент возможна только объемно-статистическим методом. Средние величины $K_{кер}$ приведены в табл. 6 и 9. Для отложений сакмарского репера возможно использование связи $K_{кер}^{ГИС} = f(ГК)$, приведенной на рис. 6, что подтверждается практически равными средними значениями $K_{кер}$ по данным пиролиза и ГИС (см. табл. 9).

Таблица 9

Результаты оценки количества керогеноподобного полимера в отложениях сакмарского яруса ОНГКМ

Объемное содержание керогена в горной породе $K_{кер}, \% об.$	Надреперная часть сакмарского яруса	Сакмарский репер	Подреперная часть сакмарского яруса
По данным пиролитических исследований	0,10	3,25	0,76
Количество определений $S_{орг}$	5	11	32
По комплексу ЯМТК+НК	-	3,5	-

Выводы

1. Сопоставление газоемкости свободного порового пространства и газоемкости битумоидов в условиях равновесного состояния системы показало, что объемная концентрация метана и азота в битумоидах существенно ниже, чем в свободном поровом пространстве, и уменьшается в ряду асфальтены – смолы – масла – парафины с 63,9 до 47,6 nm^3 / m^3 для газа, состав которого близок к составу газа ОНГКМ.

Содержание этана в асфальтене и смоле при 30 °С выше, а при 70 °С – ниже, чем его содержание в газовой фазе в свободном поровом объеме. В маслах и парафинах содержание этана выше, чем в газе, при всех исследованных температурах (30, 50 и 70 °С).

Содержание пропана и бутана во всех битумоидах в несколько раз выше, чем в газовой фазе в свободном поровом объеме. Например, при 30 °С содержание указанных газов в парафине выше, чем в газе в свободном поровом объеме, соответственно в 8,3 и 15,6 раза.

2. Исследован характер взаимодействия высокомолекулярных компонентов матричной нефти с компонентами газового флюида. Взаимодействие асфальтенов с компонентами природного газа (метаном, этаном, пропаном, диоксидом углерода и азотом) изучали в интервале температур 303–343К, давлений 0,1–40 МПа. Сорбция углеводородных газов асфальтенами обусловлена как поверхностной сорбцией, так и образованием твердых растворов в объеме сорбента.

3. В реальных условиях залежей углеводородов в зонах газонасыщения газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений ВМК незрелой матричной нефти представляют собой смесь асфальтенов, смол, масел и парафинов с различным соотношением компонентов.

Смеси битумоидов сорбируют большие объемы природного газа. Так, например, при $T = 30$ °С и $P = 250$ атм 1 т ВМК в зависимости от их состава содержит от 207 до 283 нм³ связанного газа.

Представленные результаты позволяют рассчитать запасы связанного пластового газа в широком диапазоне термобарометрических условий, составов газа и высокомолекулярных битуминозных компонентов. Кроме того, используя полученные данные, можно прогнозировать изменение состава газа в процессе его добычи.

4. Установлены сорбционные свойства керогена по отношению к метану. Коэффициенты удельной сорбции метана керогеноподобным полимером существенно выше коэффициентов удельной сорбции метана асфальтенами, смолами, маслами и твердыми парафинами. Величина сорбции керогена ОНГКМ при давлении 400–450 атм приближается к аномальной величине сорбции активированного угля D 4690. Это означает, что при подсчете запасов связанного газа на месторождениях необходимо оценивать ресурсы не только высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, масел, твердых парафинов), но и ресурсы керогена, что означает необходимость разработки методики определения концентраций керогена по данным ГИС, построения 3D математической модели распределения концентраций керогена в продуктивных отложениях месторождений.

5. Суммарные геологические запасы (перспективные ресурсы) высокомолекулярных компонентов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной части ОНГКМ составили 411,9 млн т, из них масел – 218,3 млн т, смол – 124,6 млн т, асфальтенов – 68,9 млн т. Основные геологические запасы ВМК матричной нефти центральной части

ОНГКМ (72%) сосредоточены в отложениях артинско-сакмарского возраста. Большая часть запасов высокомолекулярных компонентов матричной нефти изучаемой части Оренбургского месторождения сосредоточена в низкопористых породах (трещинно-поровые коллектора) – 240,8 млн т, что составляет 58% суммарных геологических запасов ВМК матричной нефти.

6. Проведен анализ российского и зарубежного опыта по разработке методик оценки количественного содержания органического вещества в горных породах по данным геофизических исследований скважин.

7. Проведена оценка средней массовой и объемной концентрации керогеноподобного вещества (нерастворимого органического вещества – НОВ, керогена) на основе результатов пиролитических исследований по оценке содержания органического углерода ($C_{орг}$) и определения элементного состава НОВ для пород артинского, сакмарского и ассельского ярусов нижнепермского отдела, а также для отложений верхнего и среднего карбона ОНГКМ. Минимальное содержание $C_{орг}$ составило 0,01 мг/г, максимальное – 62,5 мг/г, среднее – 1,75 мг/г. Этим величинам соответствуют значения объемного содержания НОВ 0, 0,5 и 18,3%. Анализ распределения содержания органического углерода по разрезу показал, что максимальными концентрациями $C_{орг}$ характеризуются нижнепермские отложения.

8. Для отложений сакмарского гамма-репера было оценено объемное содержание керогена ($K_{кер}$) в результате индивидуальной интерпретации данных акустического, гамма-гамма-плотностного и нейтронного каротажей, а также в результате комплексирования НК и ЯМТК. Наиболее близки к пиролитическим исследованиям данные комплексирования НК и ЯМТК. С помощью величин $K_{кер}$ (ЯМТК+НК) была уточнена связь между содержанием керогена и гамма-активностью породы по данным ГИС для отложений сакмарского репера. Уточненная связь позволяет оценивать содержание керогена по материалам ограниченного комплекса ГИС, который проводится в эксплуатационных скважинах. Эту связь рекомендуется использовать для оценки содержания керогена в породах сакмарского гамма-репера ОНГКМ.

9. Для отложений артинского и ассельского ярусов, верхнего и среднего карбона, а также для пород надреперной и подреперной частей сакмарского яруса оценка количества керогеноподобного вещества на данный момент возможна только объемно-статистическим методом на основе средних величин $C_{орг}$.

10. Результаты научно-исследовательских работ в 2012–2013 гг. позволяют выполнить оценку запасов связанного газа на ОНГКМ в 2014 году.

ЛИТЕРАТУРА

1. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States / U.S. E.I.A. – June 2013.

2. Научное обоснование оценки неучтенных запасов связанного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений (на примере Оренбургского НГКМ); Отчет о НИР по Программе фундаментальных исследований Президиума РАН / Институт проблем нефти и газа РАН; Руководитель темы Скибицкая Н.А. – М., 2013. – 43 с.

3. Состав нерастворимого керогеноподобного органического полимера в карбонатных породах Оренбургского газоконденсатного месторождения / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Скибицкая, Л.А. Зекель, О.К. Навроцкий и др. // Химия твердого топлива. – 2011. – № 3. – С. 61–70.

4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

5. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М., 2000.

6. Разработка методики оценки запасов матричной нефти: суммарных и покомпонентных (жидких углеводородов, масел, смол, асфальтенов) запасов матричной нефти на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях на основе материалов ГИС, геохимических, петрофизических исследований и 3-D математического моделирования на примере Оренбургского НГКМ; Отчет о НИР по Программе фундаментальных научных исследований государственных академий наук за 2010-2012 гг. / Институт проблем нефти и газа РАН; Руководитель темы Скибицкая Н.А. – М., 2012. – 48 с.

7. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. М.: Изд-во СО РАН, фил. «Гео». – 2005. – 391 с.

8. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа. – 2-е изд. – М.: Академия. – 2004. – 415 с.