

**ОЦЕНКА РЕСУРСОВ СВЯЗАННОГО ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,  
СОРБИРОВАННОГО ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫМИ КОМПОНЕНТАМИ  
И КЕРОГЕНОПОДОБНЫМ ПОЛИМЕРОМ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
(НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ)**

Н.А. Скибицкая<sup>1</sup>, И.О. Бурханова<sup>1</sup>, М.Н. Большаков<sup>1</sup>,  
Е. Г. Доманова<sup>1</sup>, В.А. Кузьмин<sup>1</sup>, Т.А. Пуго<sup>1</sup>, О.О. Марутян<sup>1</sup>,  
О.П.Яковлева<sup>1</sup>, Л.А. Зекель<sup>2</sup>,  
А.А. Прибылов<sup>3</sup>, О.К. Навроцкий<sup>4</sup>

1– ИПНГ РАН, 2 – ИНХС РАН, 3 – ИФХ РАН, 4 – НВ НИИГГ

В настоящее время проводится большая работа по оценке гигантских мировых запасов нетрадиционного сланцевого газа [1], приуроченного к нефтегазоматеринским отложениям. Значительная часть такого газа находится в связанном состоянии. Вместе с тем, при подсчете запасов газа на «традиционных» месторождениях углеводородов учитывают только эффективный поровый объем, пластовые температуру и давление, а также PVT-свойства пластового газа. Аномальные газосорбционные свойства битумоидных компонентов (асфальтенов, смол, твердых парафинов, масел), и тем более керогеноподобного полимера, приуроченных к неэффективным поровым объемам в трещинной, трещинно-поровой и тонкопоровой части матрицы продуктивных отложений этих месторождений, не рассматриваются.

Исследования авторского коллектива показали, что существенная часть природного газа месторождений, сложенных карбонатными нефтегазоматеринскими толщами, адсорбирована, сорбирована, растворена в высокомолекулярных битумоидных компонентах и в керогеноподобном полимере. Запасы этого газа на многих месторождениях со сложнопостроенными коллекторами соизмеримы с запасами свободного газа, но до сих пор они не учитываются ни при утверждении в ГКЗ, ни при проектировании разработки месторождений УВ.

В 2012–2014 гг. сотрудниками лаборатории проблем освоения нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья ИПНГ РАН совместно с творческими коллективами других институтов были проведены научно-исследовательские работы в соответствии с разделом 1.3.1 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<sup>1</sup>.

Главной целью работы была оценка ресурсов связанного газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). Для достижения этой цели были решены научно-исследовательские задачи по двум основным направлениям – изучение сорбционных свойств компонентов органического вещества (ОВ) – высокомолекулярных битумоидных компонентов матричной нефти и керогеноподобного полимера – по отношению к компонентам природного газа, а также оценка запасов вышеуказанных компонентов ОВ на изучаемом месторождении. Оценка ресурсов керогеноподобного полимера (далее для краткости – керогена) на Оренбургском НГКМ проводилась впервые, поэтому была разработана методика подсчета запасов керогена для исследуемых отложений.

Объектом исследований послужили высокомолекулярные битумоидные компоненты (ВМК) и керогеноподобный полимер (кероген) продуктивных отложений Оренбургского НГКМ. Вовлечение в разработку запасов матричной нефти и дополнительных объемов газа, связанного высокомолекулярными компонентами матричной нефти и керогеноподобным полимером, позволит добиться более эффективного функционирования газохимического комплекса региона.

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

Для понимания процессов, протекающих в породообразующей матрице продуктивных отложений, а также для решения конкретных задач, связанных с добычей газа и газового конденсата, весьма важны данные о взаимодействии компонентов битумоидов (ВМК) и керогеноподобного нерастворимого органического полимера с компонентами газо-жидкостного флюида. Как показали выполненные исследования, в условиях залегания битумоиды и кероген взаимодействуют с компонентами газовой фазы, в результате чего происходят сорбция газов и изменения объема и агрегатного состояния ВМК и керогена.

При разработке методики оценки сорбционных способностей ОВ авторы исходили из необходимости максимального приближения к пластовым условиям на Оренбургском

---

<sup>1</sup> 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. Москва, 2012. 68 с.

НГКМ и условиям возможного технологического воздействия (давление до 30 МПа и температура в интервале 30–70 °С). Подробно методика описана в отчете<sup>1</sup>.

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  $P_i$  ниже давления насыщения  $P_S$  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,  $D_i$ <sup>1</sup>:

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

где  $q_i$  – содержание сорбированного газа в сорбенте, нм<sup>3</sup>/т;  $P_i$  – парциальное давление газа в равновесной газовой фазе, атм.

Битумоиды способны поглощать большие количества природного газа. Например, при температуре  $T$  30 °С и давлении  $P$  250 атм 1 т асфальтенов, смол, масел и парафинов, выделенных из образцов, отобранных из параметрической скважины центральной части ОНГКМ, соответственно поглощает из смеси газов пластового состава 144, 195, 244 и 323 нм<sup>3</sup> газа. При снижении пластового давления или повышении температуры количества поглощенного газа снижаются (рис. 1).

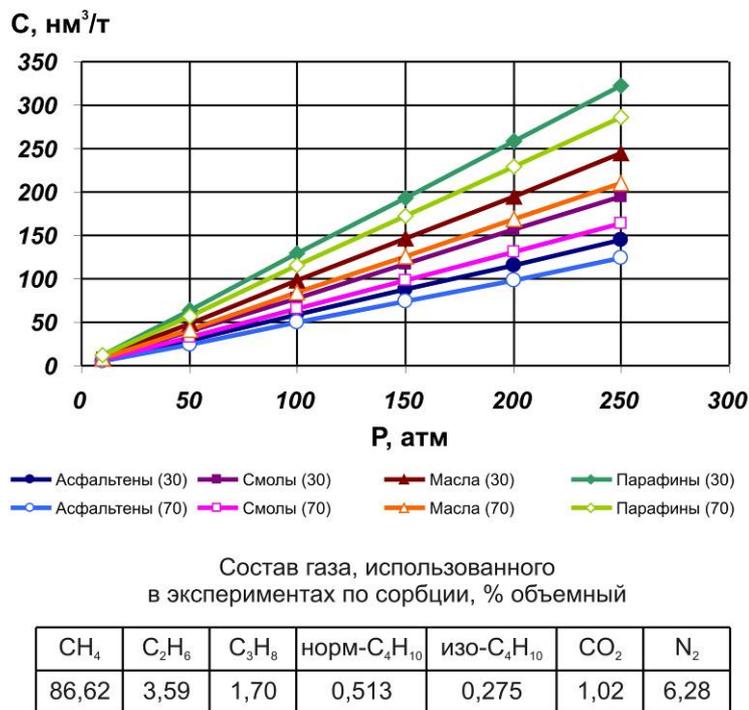


Рис. 1. Количество связанного битумоидами газа ( $C$ , нм<sup>3</sup>/т) при различных давлениях в пласте и температурах 30 и 70 °С. На рисунке приведен состав газа, использованный в экспериментах

Расчеты показали, что в связанном битумоидами газе, по сравнению с составом равновесного газа, содержится меньше метана и существенно больше тяжелых компонентов – этана, пропана и бутана. Содержание балластных углеводородных газов ( $\text{CO}_2$  и  $\text{N}_2$ ) в связанном газе почти в 2 раза ниже, чем в исходном.

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. Содержание пропана и бутана во всех битумоидах в несколько раз выше, чем в газовой фазе в свободном поровом объеме. 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  $\text{C}_2 - \text{C}_4$  в газе возрастают.

Из результатов изучения состава ВМК (битумоидов), выделенных из образцов керна, следует, что в реальных условиях битумоиды представляют собой смесь асфальтенов, смол и масел (парафины в составе ВМК ОНГКМ имеют подчиненный характер) с различным соотношением компонентов. Нами было выбрано несколько различных вариантов состава битумоидов, для которых выполнен расчет количества и состава сорбированного газа. Были рассчитаны количества связанного газа при разных пластовых условиях. Смеси битумоидов сорбируют большие объемы природного газа. Так, например, при  $T = 30 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $P = 250 \text{ атм}$  1 т битумоидов в зависимости от их состава содержит от 207 до 283  $\text{м}^3$  связанного газа.

Полученные результаты позволяют рассчитать запасы связанного пластового газа в широком диапазоне термобарометрических условий, составов газа и битумоидов.

#### **Сорбционные свойства образцов керогеноподобного полимера продуктивных отложений газонасыщенных зон Оренбургского НГКМ**

На данном этапе работы выполнены исследования сорбции метана при температурах 30, 50 и 70  $^\circ\text{C}$  на керогенсодержащей пробе при давлениях газа до 400 атм. 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. 2). Характер сорбции ранее исследованных высокомолекулярных

битумоидных компонентов 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.

На основе полученных данных можно оценить удельную сорбцию керогенсодержащей пробы (возраст – P<sub>1</sub> 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 удельную сорбцию метана. Таким образом, для индивидуального вещества керогена коэффициент удельной сорбции при 30 °С составил 0,98 нм<sup>3</sup>/т·атм, при 50 °С – 0,93 нм<sup>3</sup>/т·атм, при 70 °С – 0,88 нм<sup>3</sup>/т·атм. Эти значения существенно выше, чем коэффициенты удельной сорбции метана асфальтенами, смолами и маслами, которые при 30 °С равны 0,511 нм<sup>3</sup>/т·атм, 0,573 нм<sup>3</sup>/т·атм, 0,717 нм<sup>3</sup>/т·атм, соответственно, а при 70 °С – 0,47 нм<sup>3</sup>/т·атм, 0,57 нм<sup>3</sup>/т·атм, 0,703 нм<sup>3</sup>/т·атм, соответственно.

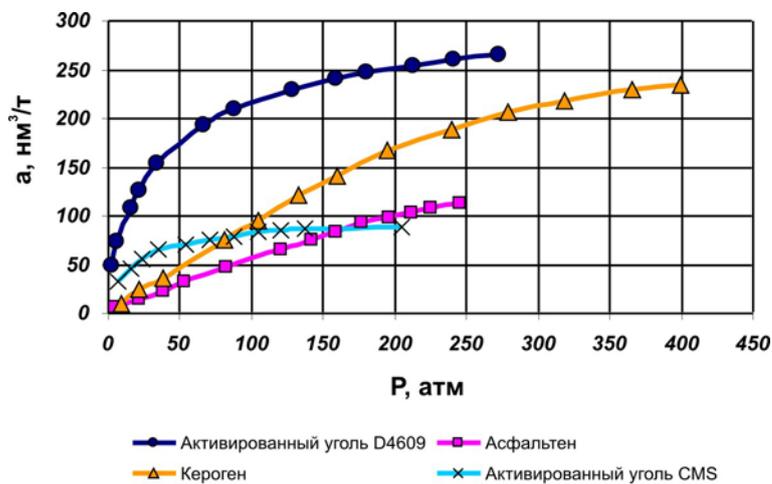


Рис. 2. Изотермы сорбции метана при 30 °С на образцах асфальтена, керогена из продуктивных отложений ОНГКМ и активированных углей CMS и D 4690.

### Дифференцированная оценка запасов высокомолекулярных компонентов (смола, асфальтенов, масел) на ОНГКМ на основе 3D математического моделирования

При подсчете запасов высокомолекулярных компонентов матричной нефти (смола, асфальтенов, масел) был использован объемно-весовой метод, который является разновидностью объемного метода. В рамках данной работы использовался программный пакет IRAP RMS компании Roxar. Оценка геологических запасов проводилась в

артинских, сакмарских, ассельских, верхнекаменноугольных и среднекаменноугольных продуктивных отложениях центральной части ОНГКМ.

Основными подсчетными параметрами при оценке запасов ВМК матричной нефти являются объем залежи, концентрация ВМК 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. Величины минералогической плотности определялись лабораторным способом на образцах керна из пяти разведочных скважин (более 5000 определений). Средние величины минералогической плотности пород изучаемого разреза варьируют в пределах от 2,65 до 2,74 г/см<sup>3</sup>. Артинские отложения характеризуются средними 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 построены на основе разработанной ранее методики оценки суммарной и покомпонентной (асфальтены, смолы, масла) концентраций ВМК матричной нефти<sup>2</sup>.

Величины концентраций изначально были получены в массовых процентах (килограмм компонента на килограмм породы), а в дальнейшем переведены в кг компонента на м<sup>3</sup> породы. Для этого имеющиеся показатели концентраций в массовых процентах умножали на величину минералогической плотности породы (в кг/м<sup>3</sup>), а также долю твердой части в объеме породы:

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

Максимальными концентрациями ВМК матричной нефти (5,06–6,22 кг/м<sup>3</sup>) характеризуются отложения сакмарского яруса. Минимальные концентрации ВМК (0,52–0,63 кг/м<sup>3</sup>) характерны для пород верхнекаменноугольного возраста.

---

<sup>2</sup> 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 3D 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. Москва, 2012. 48 с.

Результаты подсчета геологических запасов отражены в табл. 1. Подсчитанные суммарные геологические запасы (перспективные ресурсы) ВМК 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 (см табл. 1, рис. 3).

Таблица 1

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 <sup>3</sup>	Запасы ВМК, тыс. т			
		Суммарные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфальтены, тыс. т
P <sub>1</sub> art	50370,1	96873,0	51342,6	32482,8	13047,6
P <sub>1</sub> scm	35594,8	201303,7	106691,0	58521,4	36091,3
P <sub>1</sub> ass	21663,9	44442,7	23554,6	13474,2	7413,9
C <sub>3</sub>	15621,8	9083,8	4814,3	3079,2	1190,3
C <sub>2</sub> (mc)	13662,9	60154,0	31881,6	17064,4	11207,4
<b>ВСЕГО</b>	<b>136913,5</b>	<b>411857,2</b>	<b>218284,1</b>	<b>124622,0</b>	<b>68950,5</b>

Основные геологические запасы ВМК матричной нефти (72%) сосредоточены в отложениях артинско-сакмарского возраста (табл. 1). Большая часть этих запасов ВМК – в низкопористых породах (трещинно-поровые коллектора) – 240,8 млн т (что составляет 58% суммарных геологических запасов ВМК матричной нефти).

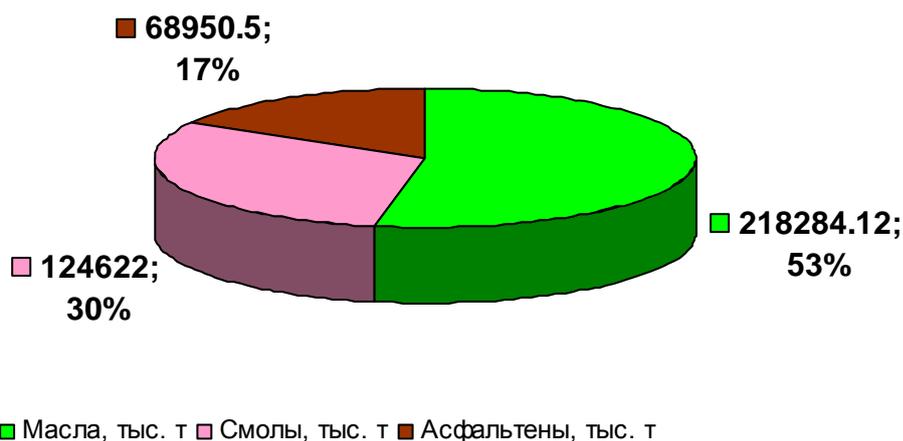


Рис. 3. Результаты подсчета геологических запасов высокомолекулярных компонентов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ, тыс. т (дифференциация по компонентному составу)

## Разработка методики оценки запасов нерастворимого керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях ОНГКМ

Первоначальный этап разработки методики оценки запасов нерастворимого в органических растворителях рассеянного ОВ (керогена, нерастворимого органического полимера) в горных породах предполагал анализ предшествующего опыта исследований по данной тематике как российских, так и зарубежных ученых. Была систематизирована информация о влиянии ОВ на результаты таких методов геофизических исследований скважин (ГИС), как электрические, нейтронные, акустические, способы измерения естественной и искусственной радиоактивности, ядерно-магнитного резонанса. Также были проанализированы публикации российских и зарубежных авторов, посвященные методикам оценки содержания ОВ в горных породах по данным ГИС [2–3].

Ввиду сложности состава матрицы и структуры порового пространства изучаемых пород, задача разработки методики оценки содержания керогена является сложной и требует значительного массива априорной информации. Прямые лабораторные методы оценки содержания нерастворимого ОВ (керогена, нерастворимого органического полимера), предполагающие выделение керогена из керна [4], 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 [5].

Пиролитическим способом были исследованы 208 образцов керна, отобранного из параметрической скважины в центральной части ОНГКМ. Одним из результатов таких исследований является характеристика породы по содержанию органического углерода  $C_{орг}$ . Минимальное содержание  $C_{орг}$  в изучаемом продуктивном разрезе 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. 2).

Таблица 2

Результаты оценки количества органического углерода в продуктивных отложениях ОНГКМ

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

Знание элементного состава керогена позволило оценить его массовое и объемное содержание в породе по величине  $C_{орг}$  (см табл. 2). Согласно результатам исследований, в нерастворимом органическом веществе ОНГКМ содержится 70,87% углерода [6]:

$$C_{кер} = C_{орг} / 0,71, \quad (3)$$

$$K_{кер} = C_{орг} / 0,71 \cdot \delta_{тв} / \delta_{кер}, \quad (4)$$

где  $C_{кер}$  – массовое содержание керогена в горной породе (доли единицы);  $K_{кер}$  – объемное содержание керогена в горной породе (доли единицы);  $C_{орг}$  – количество органического углерода по данным пиролитических исследований (г/г);  $\delta_{тв}$  – плотность минеральной части горной породы, принята равной 2,7 г/см<sup>3</sup>;  $\delta_{кер}$  – плотность керогена, принята равной 1,3 г/см<sup>3</sup> [7].

Расчеты по формулам (3) и (4) показали, что среднему содержанию органического углерода в разрезе, равному 1,75 мг/г, соответствует объемное содержание керогена 0,5% об., массовое – 0,25% масс. По причине того, что каменноугольные продуктивные отложения изучаемого разреза бедны  $C_{орг}$  (табл. 2), в дальнейшем рассматривались свойства только нижнепермских отложений.

Анализ распределения величин  $C_{орг}$  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 значениями 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 проведено сопоставление содержания органического углерода с гамма-активностью пород. Это сопоставление показало, что только для сакмарского гамма-репера характерна прямая линейная связь между  $C_{орг}$  и гамма-активностью.

Для оценки возможностей методов ГИС при решении задачи определения концентрации керогена в изучаемых отложениях проанализированы физические параметры карбонатной горной породы (водородосодержание, плотность, интервальное время пробега продольной волны). Выявлено, что рассмотренные свойства керогена

практически неотличимы от свойств фильтрата бурового раствора, поэтому при наличии зоны проникновения бурового раствора комплексирование методов определения пористости результатов не даст. Таким образом, для пористых нерадиоактивных интервалов артинского и ассельского ярусов с повышенным содержанием органического углерода оценка  $K_{кер}$  по результатам ГИС затруднительна. На этом этапе для таких отложений предлагается оценка содержания керогеноподобного вещества по осредненным данным пиролитических исследований.

Более благоприятная ситуация для оценки  $K_{кер}$  по результатам ГИС характерна для отложений сакмарского репера. Ввиду низкой пористости, здесь не происходит проникновение фильтрата бурового раствора вглубь породы, поры заполнены остаточной водой (по материалам петрофизических исследований). Согласно описанию керна и расчетным величинам минералогической плотности, породообразующим минералом здесь является кальцит. Также для изучаемого интервала имеется большое количество определений коэффициента пористости по керну. Эта информация дала возможность провести индивидуальную интерпретацию данных акустического каротажа (АК), гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа (НК). Кроме того, в скважине был проведен ядерно-магнитный томографический каротаж, и  $K_{кер}$  также оценивали по комплексу ЯМТК+НК (рис. 4).

Как видно на планшете (рис. 4), кривые  $K_{кер}(АК)$ ,  $K_{кер}(ГГКп)$  и  $K_{кер}(ЯМТК+НК)$  практически совпадают, а результаты интерпретации данных НК в 1,5–2 раза выше. Сопоставление средних величин  $K_{кер}$  по разным методам ГИС с содержанием ОВ по материалам пиролитических исследований в интервале, наиболее охарактеризованном параметром  $S_{орг}$ , показало, что АК и ГГКп занижают количество ОВ в породе, а НК – завышает. Наиболее близки к лабораторным исследованиям результаты комплексирования НК и ЯМТК. К тому же этот способ не предполагает использования априорных данных по величинам коэффициентов пористости (по керну). Величины  $K_{кер}(ЯМТК+НК)$  были использованы для уточнения связи между содержанием керогена и гамма-активностью породы по материалам ГИС для отложений сакмарского репера (рис. 5 а). Уточненная связь позволяет оценивать содержание керогена в интервале сакмарского гамма-репера по материалам ограниченного комплекса ГИС, который проводится в эксплуатационных скважинах.

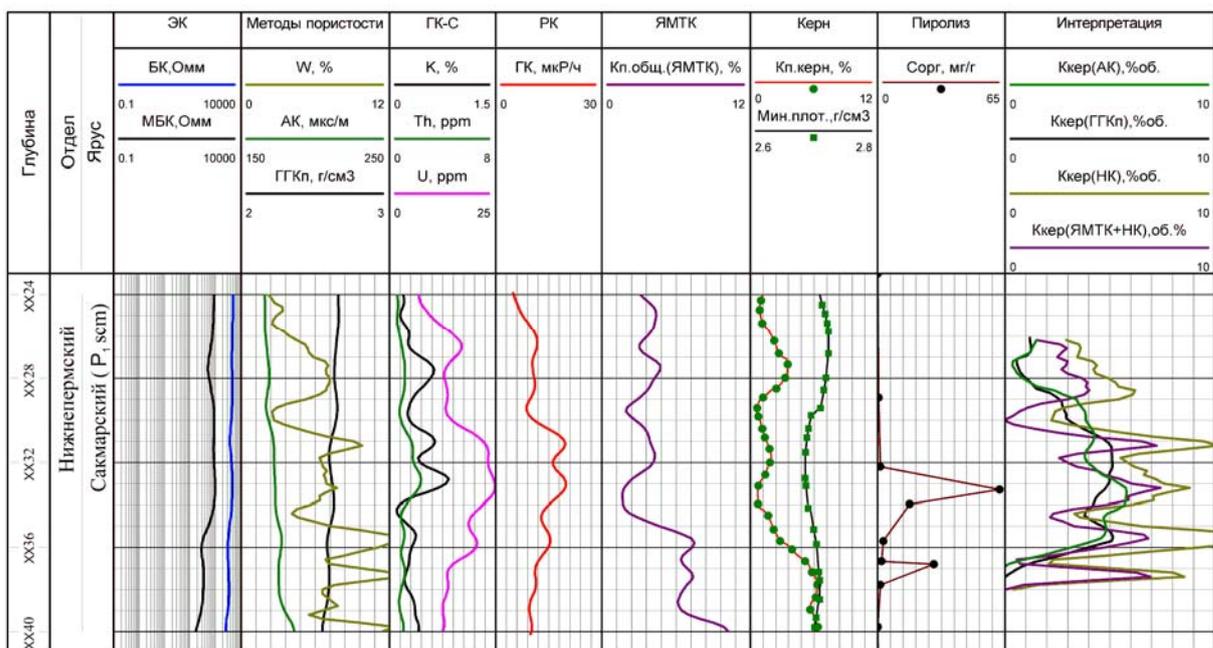


Рис. 4. Результаты оценки содержания керогена в породах сакмарского репера по индивидуальной интерпретации методов ГИС (АК, ГГКп, НК) и комплексированию методов ЯМТК и НК

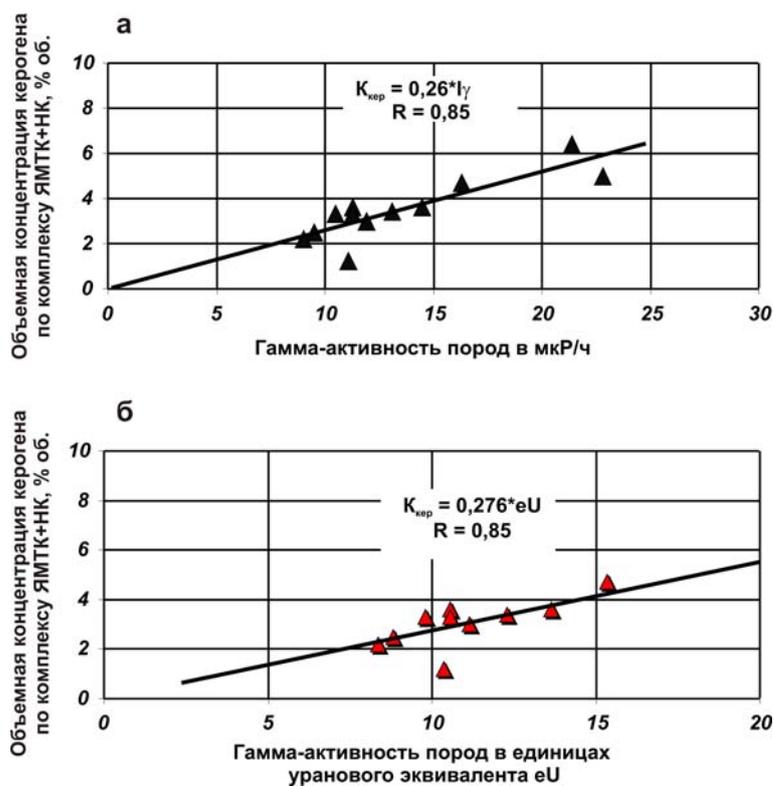


Рис.5. Сопоставление результатов оценки объемного содержания керогеноподобного полимера по комплексу ЯМТК+НК с гамма-активностью пластов по гамма-каротажу (ГК) для отложений сакмарского репера: а – в мкР/ч; б – в единицах уранового эквивалента

### Оценка запасов керогеноподобного полимера на ОНГКМ

Оценка запасов керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях центральной части ОНГКМ была проведена объемно-статистическим методом на основе средних концентраций органического углерода  $C_{орг}$  (см. табл. 2). Результаты подсчета запасов приведены в таблице 3. Изучаемые отложения содержат почти 1,1 млрд т керогена.

Таблица 3

Результаты подсчета запасов керогеноподобного полимера (керогена) в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ объемно-статистическим методом

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн $m^3$	Коэфф-т пористости $K_p$ , д.е.	Масс. сод-е керогена в г.п. $C_{кер}$ , % масс.	Об. сод-е керогена в г.п. $K_{кер}$ , % об.	Запасы керогена, тыс. т
P <sub>1</sub> art	50370,1	0,070	0,22	0,47	286349,3
P <sub>1</sub> scm	35594,8	0,061	0,61	1,27	551536,9
P <sub>1</sub> ass	21663,9	0,066	0,41	0,84	220928,0
C <sub>3</sub>	15621,8	0,076	0,04	0,08	15015,8
C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> mc	13662,9	0,061	0,05	0,11	18349,3
<b>ВСЕГО</b>	<b>136913,5</b>	<b>0,067 д.е.</b>	<b>0,27 % масс.</b>	<b>0,55 % об.</b>	<b>1092179,3</b>

Кроме того, с целью детального анализа распределения ресурсов керогеноподобного полимера в разных типах коллекторов ОНГКМ оценка запасов объемно-весовым методом с учетом связи объемной концентрации керогена  $K_{кер}$  и гамма-активности пород сакмарского гамма-репера  $I_\gamma$  (рис. 5) была проведена на хорошо изученном участке центральной части месторождения. На этом участке размером 2,25×2,25 км ранее были оценены такие фильтрационно-емкостные параметры как коэффициенты открытой, эффективной и динамической пористости, а также коэффициенты проницаемости с учетом распределения следующих типов пород по структуре емкостного пространства: порового, порового слабопроницаемого (тонкопорового, с субкапиллярным размером пор), порово-трещинного, трещинного<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Отчет по теме «Разработка и технико-экономический анализ технологии извлечения металлов из остатка переработки матричной нефти» – Этап 1. – Раздел 1.1.2. «Разработка трехмерной модели распределения компонентов матричной нефти (асфальтенов, смол тяжелых, смол легких, масел, жидких нефтяных углеводородов) в продуктивных отложениях планируемого на ОНГКМ опытного полигона по отработке технологий добычи матричной нефти». Ответственный соисполнитель Скибицкая Н.А. Москва. 2014.

В соответствии с методикой оценки содержания керогена в породах сакмарского гамма-репера ОНГКМ (по величинам естественной гамма-активности<sup>4</sup>), данные ГК следует переводить в единицы уранового эквивалента  $eU$ . С целью уточнения запасов керогеноподобного полимера в породах сакмарского гамма-репера с учетом связи  $K_{кер} = f(eU)$  (рис. 5 б) для этих отложений была построена модель гамма-активности пород (в единицах уранового эквивалента). Запасы керогена в пределах полигона по результатам использования объемно-статистического метода составили 8 млн т, а при учете уточненной оценки ресурсов керогена объемно-весовым методом с привлечением показаний гамма-каротажа в породах сакмарского гамма-репера – 7,6 млн. т. Анализ распределения ресурсов керогена в разных типах коллекторов сакмарского гамма-репера в пределах выбранного участка показал, что максимальными концентрациями отличаются коллектора порового и порового слабопроницаемого типов (33,9 кг/м<sup>3</sup> и 35,1 кг/м<sup>3</sup>, соответственно). Величины объемных концентраций керогена в коллекторах порово-трещинного и трещинного типов составляют, соответственно, 33,0 кг/м<sup>3</sup> и 28,7 кг/м<sup>3</sup>.

#### **Оценка запасов связанного газа на Оренбургском месторождении**

Оценка запасов связанного газа проводилась путем умножения запасов ВМК матричной нефти и керогеноподобного полимера на соответствующие коэффициенты сорбции. Для битумоидов (ВМК матричной нефти) эти коэффициенты приведены в табл. 4. Количество метана, сорбируемого керогеном при пластовых условиях изучаемого месторождения, согласно проведенным исследованиям, составляет 200 нм<sup>3</sup>/т<sup>1</sup>. Для учета состава газа величину коэффициента сорбции метана керогеном умножали на его долю в пластовом газе – 86,6% (см. рис. 1). Таким образом, коэффициент сорбции газа керогеном составил 173,2 нм<sup>3</sup>/т.

В табл. 5 приведены результаты подсчета запасов связанного газа для продуктивных отложений центральной части ОНГКМ. Оцененные запасы здесь составляют 276,9 млрд нм<sup>3</sup> связанного газа. Соотношение запасов газа, сорбированного керогеноподобным полимером и ВМК матричной нефти, составляет 68% и 32%,

---

<sup>4</sup> Научное обоснование оценки неучтенных запасов связанного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений (на примере Оренбургского НКМ)// Отчет о НИР по программе фундаментальных исследований Президиума РАН / Институт проблем нефти и газа РАН. Руководитель темы Скибицкая Н.А. Москва, 2013. 43 с.

соответственно (рис. 6). Половина запасов связанного газа сосредоточена в отложениях сакмарского яруса (табл. 5).

Таблица 4

Количество газа, связанного битумоидами Оренбургского НГКМ при температуре 30 °С и давлении 250 атм (нм<sup>3</sup>/т)<sup>1</sup>

Асфальтены	Смолы	Масла	Парафины
145,1	195,4	244,5	323,0

Таблица 5

Результаты подсчета запасов связанного газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн м <sup>3</sup>	Запасы газа, связанного ВМК матричной нефти, млн нм <sup>3</sup>	Запасы газа, связанного керогеноподобным полимером, млн нм <sup>3</sup>	Суммарные запасы связанного газа, млн нм <sup>3</sup>
P <sub>1</sub> art	50370,1	20795,9	49607,2	70403,1
P <sub>1</sub> scm	35594,8	42763,1	95548,3	138311,4
P <sub>1</sub> ass	21663,9	9468,8	38273,6	47742,4
C <sub>3</sub>	15621,8	1951,7	2601,3	4553,0
C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> mc	13662,9	12757,2	3178,8	15936,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>136913,5</b>	<b>87736,7</b>	<b>189209,1</b>	<b>276945,9</b>

Используя величины содержания керогена в породах сакмарского гамма-репера по данным моделирования, были уточнены запасы связанного керогеном газа. Разница в запасах связанного газа, оцененного двумя способами, составляет в пределах полигона 70,1 млн нм<sup>3</sup>, в пределах центральной части ОНГКМ – 8,8 млрд нм<sup>3</sup>. В относительных величинах это разница около 3,3 % от общих запасов сорбированного газа.

С целью оценки значимости запасов связанного газа было проанализировано соотношение величин запасов связанного и свободного газа<sup>5</sup> в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ (табл. 6). Результаты анализа показали, что в целом запасы связанного газа в отложениях центральной части ОНГКМ достигают 15% от суммарных запасов свободного и связанного газа (рис. 7). Минимальное соотношение

<sup>5</sup> Политыкина М.А. Генеральный пересчет запасов газа, конденсата, нефти, серы, гелия и др. компонентов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам разработки и работ по доразведке. – Оренбург, фонды “ВолгоУралНИПИгаз”, 1995.

запасов связанного и свободного газа характерно для отложений верхнего карбона (2%), максимальное – для отложений сакмарского яруса (27,8%).

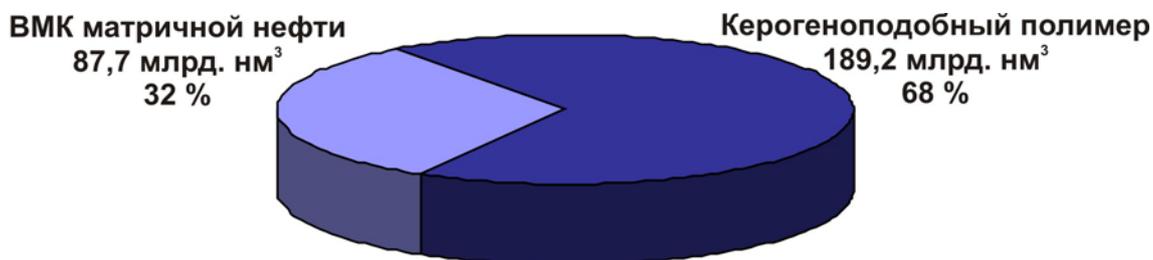


Рис. 6. Результаты подсчета запасов газа, связанного высокомолекулярными компонентами матричной нефти и керогеноподобным полимером, в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ

Таблица 6

Сопоставление результатов подсчета запасов связанного и свободного газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн м³	Запасы свободного газа, млрд м³	Запасы связанного газа, млрд. м³			Соотношение запасов связанного и свободного газа, %
			ВМК	Кероген	Суммарные	
P <sub>1</sub> art	50370,1	566,4	20,8	49,6	70,4	11,1
P <sub>1</sub> scm	35594,8	359,9	42,8	95,5	138,3	27,8
P <sub>1</sub> ass	21663,9	255,9	9,5	38,3	47,7	15,7
C <sub>3</sub>	15621,8	219,8	2,0	2,6	4,6	2,0
C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> mc	13662,9	155,4	12,8	3,2	15,9	9,3
<b>ВСЕГО</b>	<b>136913,5</b>	<b>1557,3</b>	<b>87,7</b>	<b>189,2</b>	<b>276,9</b>	<b>15,1</b>

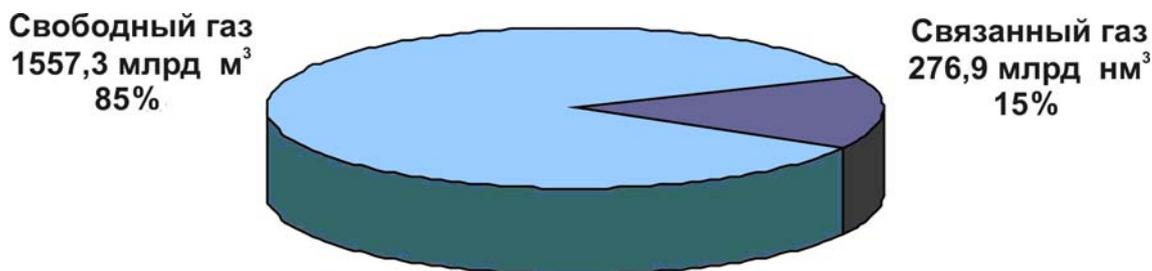


Рис. 7. Сопоставление результатов подсчета запасов свободного и связанного газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ

## **Перспективы промышленного освоения ресурсов связанного газа ОНГКМ**

Выявление и освоение запасов связанного газа, неучтенных при подсчете и утверждении запасов традиционного углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (газа и газоконденсата), необходимы для продления жизни, как самих месторождений, так и созданной на их основе инфраструктуры и социальной структуры.

Очевидно, что освоение трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья на обустроенных, с развитой инфраструктурой, крупных месторождениях намного рентабельнее, чем разработка трудноизвлекаемого нетрадиционного сырья на вновь открываемых месторождениях. Уверенность в обеспечении рентабельности добычи трудноизвлекаемой нефти возрастает многократно, учитывая Распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2012 г. № 700-р «... об одобрении классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти» в части установления в отношении нефти, добываемой на участках недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, пониженных ставок налога на добычу полезных ископаемых с дифференциацией ставок по категориям проектов на уровне от 0–10 до 30–50% от законодательно установленной ставки налога на добычу.

Для газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, вступивших в период падающей добычи, выявление дополнительных запасов связанного газа, не учтенных при оценке запасов традиционного свободного газа (в максимальной степени приуроченного к сложнопостроенным трещинным, порово-трещинным и слабопроницаемым поровым коллекторам), является важной задачей, решение которой позволит не только скорректировать проекты разработки месторождений, но и оценить перспективы по газу соответствующих добывающих компаний.

Можно ожидать, что запасы связанного газа в толщах месторождений, отнесенных к неэффективным, будут соизмеримы с запасами свободного газа эффективных толщ месторождений. Технологии добычи нетрадиционных запасов связанного газа из низкопроницаемых коллекторов отработаны мировыми компаниями на месторождениях сланцевого газа и нефти. С учетом разработанных для Оренбургского НГКМ технологий физико-химического воздействия на пласт (ароматическими рабочими агентами), а также технологий (как зарубежных, так и российских) создания развитой сети трещин и повышения температуры пласта закачкой окислителей, будет разработан комплекс

технологического воздействия для эффективной направленной добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, выпавшего в жидкую фазу конденсата и связанного газа из газонасыщенных толщ газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

### **Выводы**

1. Проведен обобщенный анализ сорбционных свойств высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, масел, твердых парафинов) по отношению к природному газу и его компонентам.

2. Впервые изучены газосорбционные свойства образцов керогеноподобного полимера из продуктивных газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ. Количество метана, сорбируемого керогеноподобным полимером при пластовых условиях изучаемого месторождения, составляет 200 нм<sup>3</sup>/т.

3. Проведена дифференцированная оценка запасов ВМК (смол, асфальтенов, масел) в породах центральной части ОНГКМ. Суммарные запасы ВМК этого участка ОНГКМ составили 411,9 млн т.

4. Разработана методика оценки запасов (ресурсов) нерастворимого керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях ОНГКМ.

5. Проведена оценка запасов (ресурсов) керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях центральной части ОНГКМ. Суммарные ресурсы керогеноподобного полимера этого участка месторождения по результатам оценки объемно-статистическим методом составили 1,1 млрд т.

6. Проведена оценка запасов (ресурсов) связанного газа в продуктивных отложениях центральной части ОНГКМ. Запасы связанного газа в породах-коллекторах этого участка месторождения оценены в 276,9 млрд нм<sup>3</sup>. Соотношение запасов газа, сорбированного керогеноподобным полимером и ВМК матричной нефти, составляет 68% и 32%, соответственно. Запасы связанного газа составляют около 15% от суммарных запасов свободного и связанного газа в центральной части ОНГКМ.

## 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. *Бурханова И.О., Скибицкая Н.А.* Обзор методик оценки количественного содержания органического вещества в нефтегазоматеринских отложениях нефтегазоконденсатных залежей по данным геофизических исследований скважин // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы разработки: Материалы Всероссийской конференции с международным участием, Москва, 2013. С. 33–38.
3. *Бурханова И.О.* Оценка содержания керогена в нефтегазоматеринских карбонатных породах по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. 2014. № 3. С. 61–66.
4. *Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И.* Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 391 с.
5. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А.* и др. Геология и геохимия нефти и газа. 2-е издание. М.: Издат. Центр «Академия», 2004. 415 с.
6. 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.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.