

Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки

А.Н. Дмитриевский¹, Н.А. Скибицкая^{1*}, Н.А. Гафаров¹, Е.А. Чернышева², О.К. Навроцкий³, И.О. Бурханова¹, М.Н. Большаков¹, Н.И. Самохвалов¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

3 – Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Саратов, Россия

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Аннотация. В связи с падением добычи газа и конденсата на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении приоритетным направлением деятельности ПАО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Оренбург» является воспроизводство минерально-сырьевой базы и достижение максимальных коэффициентов компонентоотдачи для обеспечения сырьем Оренбургского газо-химического комплекса. Решение этой задачи напрямую связано с вовлечением в добычу и глубокую комплексную переработку уникальных запасов трудноизвлекаемой нефти (матричной нефти, высокомолекулярного сырья), приуроченной к газонасыщенной части Оренбургского месторождения. Трудноизвлекаемая нефть имеет переменный состав – от высокобитуминозной в трещинно-поровых и поровых низкопроницаемых коллекторах до жидкой традиционной в поровых и крупнопоровых проницаемых коллекторах. В настоящей работе проанализированы результаты оценки запасов матричной нефти, прогнозных ресурсов попутных компонентов матричной нефти – металлов и запасов сорбированного газа, не учитываемых при подсчете запасов.

Ключевые слова: матричная нефть, высокомолекулярное сырье, высокомолекулярные компоненты, сорбированный газ, металлы, геологические запасы, трудноизвлекаемые запасы, извлекаемые запасы, прогнозные ресурсы, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Чернышева Е.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Самохвалов Н.И. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>

Введение

Уникальное по запасам газа Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ), открытое в 1966 г., разделено на центральный, западный и восточный участки. Продуктивные отложения Оренбургского месторождения представлены карбонатными породами кальцито-доломитового состава пермокарбонового возраста. В разрезе выделяют следующие типы коллекторов: поровые

(коэффициент пористости $K_p \geq 6\%$), порово-трещинные ($3 \leq K_p < 6\%$) и трещинные ($K_p < 3\%$) (Кутеев Ю.М., 1979; Боярчук А.Ф., 1994). В настоящее время запасы газа месторождения выработаны уже на 68%, однако Оренбургское НГКМ по-прежнему является основным источником сырья Оренбургского газо-химического комплекса. Авторами статьи проанализирован ресурсный потенциал газовой части месторождения.

Геологические запасы матричной нефти и прогнозные ресурсы металлов в газовой части ОНГКМ

Подсчитанные в 2003 г. на основе разработанных методик специалистами ИПНГ РАН, ООО «ВолгоУралНИПИгаз» и компании «Рохаг» геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (определенной как высокомолекулярное сырье (ВМС) на тот момент исследований) были представлены на рассмотрение и экспертизу в ГКЗ МПР РФ. Экспертно-технический совет ФГУ ГКЗ Роснедра Министерства природных ресурсов в 2005 г. оценил суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья (нефти) в зонах газонасыщения ОНГКМ в объеме 2,59 млрд т нефтяного эквивалента, в том числе 578 млн т масел были отнесены к запасам категории С₂.

В 2012 г. на основе разработанной уточненной методики и созданных оригинальных математических геолого-

геохимических объемных (3D) моделей Оренбургского НГКМ учеными ИПНГ РАН (в составе договора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с ООО «Газпром добыча Оренбург») был проведен уточненный подсчет суммарных геологических запасов матричной нефти, а также подсчет запасов (ресурсов) ее отдельных компонентов (жидких нефтяных углеводородов, масел, смол, асфальтенов). Уточненные суммарные геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (матричной нефти, ВМС) в поровых и трещинно-поровых коллекторах газонасыщенной части Оренбургского месторождения составили 3,058 млрд т, в том числе запасы жидких нефтяных углеводородов (ЖУВ) – 2,421 млрд т, суммарные запасы высокомолекулярных компонентов (ВМК): масел, смол, асфальтенов – 637,2 млн т, из которых 337,72 млн т составляют запасы масел (табл. 1) [1].

Таблица 1

Геологические запасы матричной нефти и ее высокомолекулярных компонентов, в том числе масел, смол, асфальтенов в продуктивных отложениях газовой части Оренбургского НГКМ (2012 г., ИПНГ РАН)

Возраст отложе-ний	Объем пород выше ВНК*, млн м³	Запасы ВМК, тыс. т				Σ Запасы жидких УВ, тыс. т	Запасы ретроград-ного конденсата, тыс. т	Запасы жидких УВ матричной нефти, тыс. т	Запасы матричной нефти, тыс. т	Σ Запасы ЖУВ матричной нефти и масел, тыс. т	Σ Запасы смол и асфаль-тенов, тыс. т
		Суммар-ные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфаль-тены, тыс. т						
Центральная часть											
P _{1ar}	50370,1	96873,0	51342,6	32482,8	13047,6	687136,3	25406,8	661729,5	758602,5	713072,1	45530,4
P _{1sm}	35594,8	201303,7	106691,0	58521,4	36091,3	341525,9	16141,9	325384,0	526687,6	432075,0	94612,7
P _{1a}	21663,9	44442,7	23554,6	13474,2	7413,9	290388,2	11478,0	278910,2	323352,9	302464,8	20888,1
C ₃	15621,8	9083,8	4814,3	3079,2	1190,3	333918,9	9858,1	324060,8	333144,6	328875,1	4269,5
C _{2m}	13662,9	60154,0	31881,6	17064,4	11207,4	59001,3	6969,6	52031,7	112185,7	83913,3	28271,8
ВСЕГО	136913,5	411857,2	218284,1	124622,0	68950,5	1711970,6	69854,5	1642116,1	2053973,2	1860400,2	193572,5
Западная часть											
P _{1ar}	7549,8	15736,3	8340,2	3619,3	3776,8	96407,4	3857,9	92549,5	108285,8	100889,7	7396,1
P _{1sm}	10719,4	63338,3	33569,3	14567,8	15201,2	143373,4	5560,7	137812,7	201151,0	171382,0	29769,0
P _{1a}	5092,6	10364,1	5494,5	2381,5	2488,1	75217,1	2919,9	72297,2	82661,3	77791,7	4869,6
C ₃	3324,3	2115,1	1121,0	486,4	507,7	80797,4	2135,5	78661,9	80777,0	79782,9	994,1
C _{2m}	1032,7	4428,8	2347,4	1018,6	1062,8	4738,0	529,9	4208,1	8636,9	6555,5	2081,4
ВСЕГО	27718,8	95982,6	50872,4	22073,6	23036,6	400533,3	15003,9	385529,4	481512,0	436401,8	45110,2
Восточная часть											
P _{1ar}	23856,9	98472,6	52190,4	22648,8	23633,4	294674,0	8658,6	286015,4	384488,0	338205,8	46282,2
P _{1sm}	8460,1	30680,1	16260,4	7056,4	7363,3	107464,1	2029,7	105434,4	136114,5	121694,8	14419,7
P _{1a}	126,1	213,5	113,2	49,1	51,2	2046,8	76,6	1970,2	2183,7	2083,4	100,3
ВСЕГО	32443,0	129366,2	68564,0	29754,3	31047,9	404184,9	10764,9	393420,0	522786,2	461984,0	60802,2
Центральная, западная и восточная части											
ВСЕГО	197075,3	637206,0	337720,5	176449,9	123035,0	2516688,8	95623,3	2421065,5	3058271,4	2758786,0	299484,9

*ВНК – водонефтяной контакт

Особый интерес в газовой части ОНГКМ представляют суммарные геологические запасы нефти в поровых коллекторах – 1,530 млрд т, в том числе 1,267 млрд т – запасы жидких нефтяных углеводородов и 0,139 млрд т – запасы масел. Суммарные геологические запасы масел и жидких нефтяных углеводородов в

поровых коллекторах ОНГКМ составляют 1,406 млрд т (табл. 2). В соответствии с классификацией запасов нефти и ресурсов горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, эти запасы могут быть отнесены к геологическим запасам категории C_2 и даже C_1 [2].

Таблица 2

**Результаты дифференцированного подсчета геологических запасов
матричной нефти и ее жидких углеводородных и высокомолекулярных компонентов,
в том числе масел, смол, асфальтенов в трещинно-поровых и поровых коллекторах
продуктивных отложений газовой части Оренбургского НГКМ
(тип коллектора: тр/пор – трещинно-поровый, пор. – поровый) [1]**

Запасы по типам коллектора	Запасы (ВМК), тыс. т				Запасы ЖУВ матричной нефти, тыс. т	Суммарные запасы матричной нефти (ВМК+ЖУВ), тыс. т
	Суммарные запасы ВМК, тыс. т	Масла, тыс. т	Смолы, тыс. т	Асфальтены, тыс. т		
тр./пор.	374348,9	198404,9	103574,1	72369,8	1154052,8	1528401,6
пор.	262857,1	139315,6	72875,8	50665,2	1267012,7	1529869,8
ВСЕГО	637206,0	337720,5	176449,9	123035,0	2421065,5	3058271,4
Распределение запасов по типам коллектора, %						
тр./пор.	58,7	58,7	58,7	58,8	47,7	50,0
пор.	41,3	41,3	41,3	41,2	52,3	50,0

Таким образом, запасы масел и жидких нефтяных углеводородов в поровых коллекторах (коэффициент пористости $K_p \geq 6\%$), которые на данный момент можно было бы отнести к геологическим запасам категории C_1 , составляют в сумме 1,406 млрд т.

При коэффициенте извлечения нефти (КИН), равном 10%, извлекаемые запасы нефти в газовой части месторождения могут составить 140,6 млн т, что в соответствии с классификацией запасов приближается к категории месторождений с крупными запасами и в полтора раза превышает расчетные извлекаемые запасы нефти восточной оторочки ОНГКМ [3]. При КИН, равном 20%, извлекаемые запасы составят 281 млн т, что может существенно перекрыть весь сформированный нефтяной баланс ООО «Газпром нефть» по Оренбургской области [4]. Вышеупомянутые извлекаемые запасы приурочены к поровым коллекторам, в то время как существует также ресурсный резерв жидких углеводородов (1,154 млрд т)

в трещинно-поровых коллекторах ОНГКМ (см. табл. 2).

Оценка ресурсов содержащихся в матричной нефти ценных металлов (редких, редкоземельных, цветных и благородных) показала, что Оренбургское НГКМ является перспективным источником полиметаллического сырья для химической промышленности. Прогнозные ресурсы металлов, наиболее перспективных с точки зрения получения товарных продуктов в результате переработки матричной нефти, составили: ванадия V – 153091,7 т, никеля Ni – 37699,8 т, галлия Ga – 1105,4 т, молибдена Mo – 3532,4 т, серебра – Ag 510,9 т [5]. В пересчете на пятиокись ванадия ресурсы V в продуктивных отложениях ОНГКМ составляют 543,9 тыс. т, что в полтора раза превышает суммарные геологические запасы пятиокиси ванадия трех крупных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – Ромашкинского, Ново-Елховского и Степноозерского [6].

**Построение объемных (3D)
математических моделей
распределения параметров пластов
на основе результатов интерпретации
данных геофизических исследований
скважин (ГИС)**

На основе комплексного анализа петрофизических, геохимических, физико-химических исследований свойств пород ОНГКМ (всего более 5000 образцов, в том числе из скважины 1-ВМС), на основе установленных связей «керна – керн» и «керна – ГИС», разработаны методики интерпретации, позволяющие определять в разрезе как карбонатных, так и терригенных отложений,

в том числе терригенных отложений с карбонатным цементом, литологические, фильтрационно-емкостные свойства пород, нефтегазонасыщенность [7–9].

В качестве примеров на рис. 1 представлены планшеты, на которых показаны возможности интерпретации данных ГИС для карбонатных пород (нижнепермские отложения ОНГКМ, см. рис. 1а), а также терригенных пород, в том числе с карбонатным цементом (нижне-меловые и среднеюрские продуктивные отложения Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО), см. рис. 1б) [9].

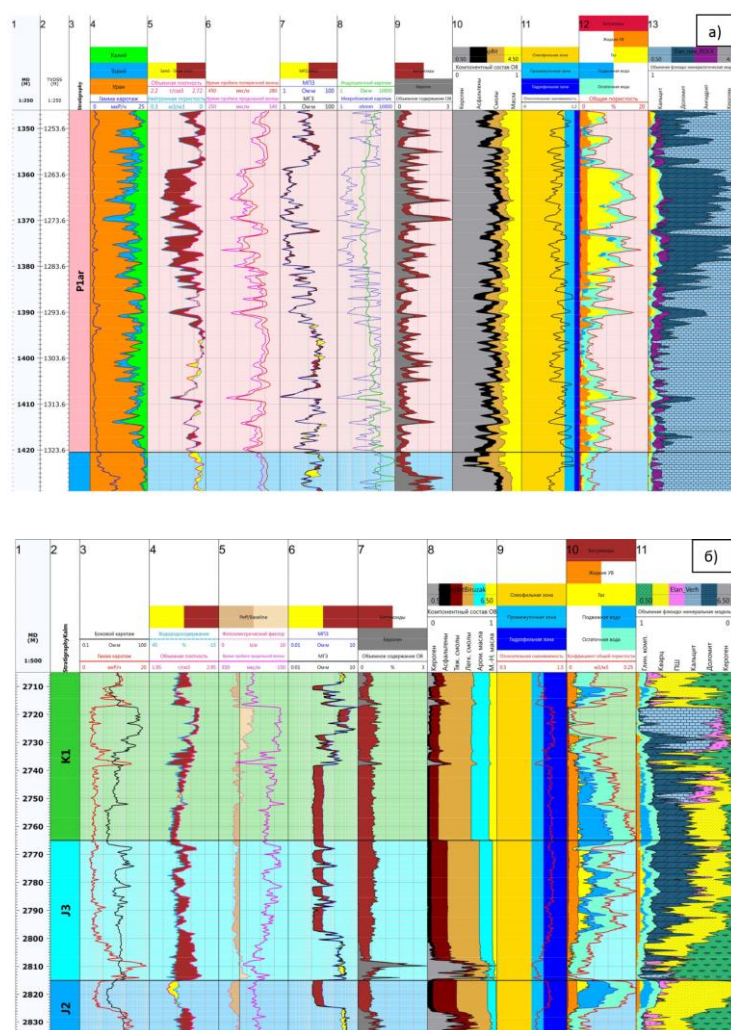


Рис. 1. Планшеты с результатами интерпретации данных ГИС:

- а – разрез нижнепермских отложений Оренбургского НГКМ (P_{1ar}, скв. 1-ВМС);
- б – разрез мезозойских отложений Восточно-Предкавказской НГО [9]

В результате интерпретации материалов ГИС в разрезе вскрытых скважиной газонасыщенных отложений дополнительно определяются:

- содержание керогена;
- содержание битумоидов;
- содержание компонентов

битумоидов:

- асфальтенов,
- смол тяжелых (спирто-бензольных),
- смол легких (бензольных),
- масел;
- содержание жидких нефтяных углеводородов в газонасыщенном разрезе;
- избирательная смачиваемость пород водой, в присутствии углеводородов $\theta_{В-Г}$;
- избирательная смачиваемость пород углеводородами, в присутствии воды $\theta_{Г-В}$;
- относительная или преимущественная смачиваемость одним из флюидов $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$;
- дифференциация интервалов разреза на олеофильные (гидрофобные), гидрофильные, и с промежуточными (фильно-фобными) характеристиками:
 - содержание подвижной воды и неподвижной (остаточной, связанной),

- остаточная газонасыщенность, потенциально защемляемая в порах при обводнении,
- скорость процесса обводнения при разработке месторождения на режиме «истощения» или при разработке нефтяного месторождения заводнением.

На основе полученных результатов и имеющейся геологической модели появляется возможность построения объемных (3D) математических моделей распределения вышеперечисленных параметров. Цифровое геологическое моделирование позволяет решать такие важные задачи как:

- подсчет запасов углеводородов,
- планирование скважин,
- подготовка основы для

гидродинамического моделирования [10].

При этом модель можно непрерывно уточнять при получении новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения [11]. На рис. 2 в качестве примера приведена карта линейных запасов матричной нефти в поровых коллекторах центральной газовой части ОНГКМ, построенная на основе созданных в ИПНГ РАН 3D моделей.

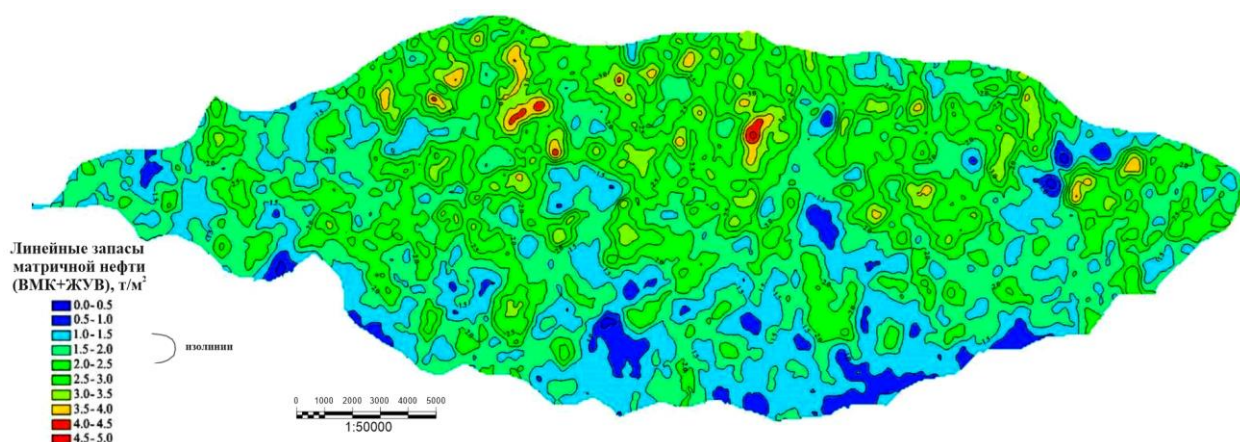


Рис. 2. Карта линейных суммарных (жидких и битуминозных) запасов матричной нефти в газонасыщенных поровых коллекторах в центральной части ОНГКМ, т/м² [1]

На рис. 3 представлены объемные модели распределения суммарных концентраций матричной нефти и ее компонентов (ЖУВ, суммарных ВМК незрелой матричной нефти и отдельных битуминозных компонентов в составе

ВМК — масел, смол, асфальтенов) в продуктивных отложениях площади размером 2,25 км × 2,25 км, включающей планируемый на ОНГКМ опытный участок 2-6 ВМС по отработке технологий добычи нефти из газовой части залежи.

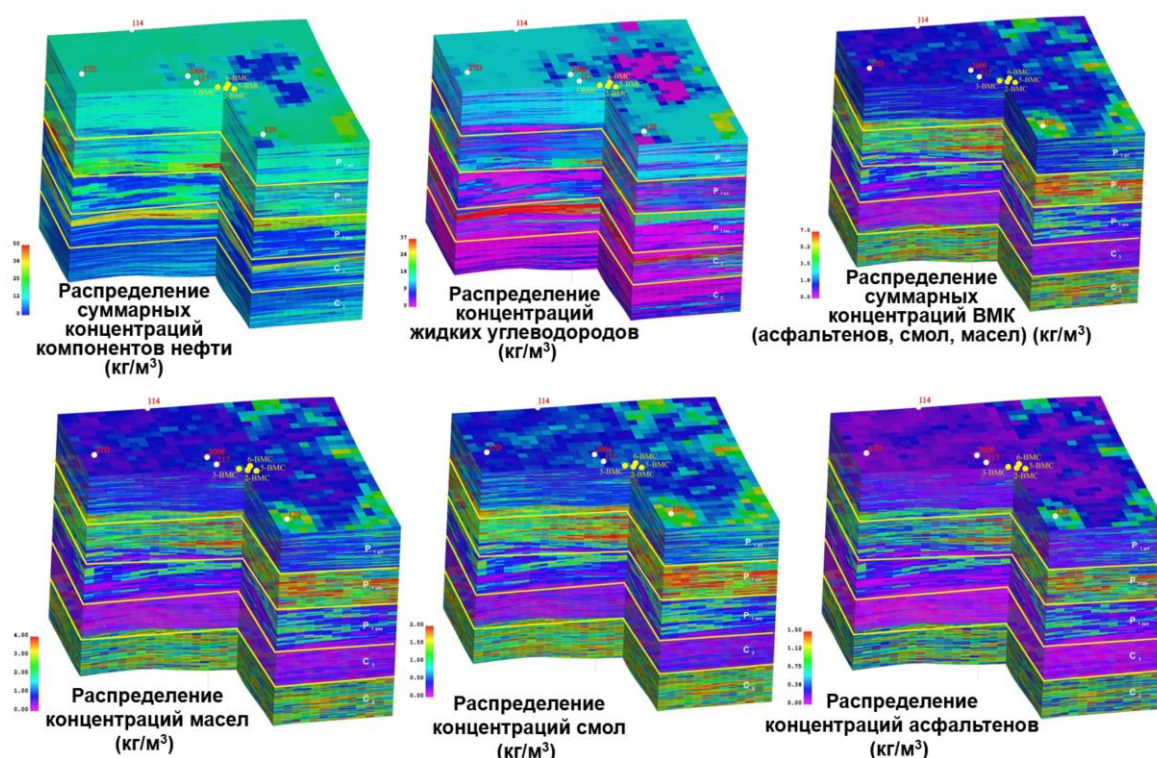


Рис. 3. Объемные 3D модели распределения концентраций матричной нефти (ВМС) и ее компонентов (кг/м³) в районе планируемого на ОНГКМ опытного участка 2-6 ВМС по отработке технологий добычи нефти из газовой части залежи (площадь размером 2,25 км × 2,25 км, включающая планируемый на ОНГКМ опытный участок 2-6 ВМС)

Созданные на основе геохимических 3D моделей распределения массовых концентраций отдельных компонентов битумоидов (асфальтенов, смол спирто-бензольных, смол бензольных и масел) модели распределения содержания микроэлементов в объеме газовой части продуктивных отложений Оренбургского НГКМ позволяют построить карты средних концентраций металлов как для всей площади

месторождения, так и для отдельных участков (рис. 4).

В результате анализа 3D моделей распределения ВМК матричной нефти в продуктивных отложениях ОНГКМ были выделены 20 перспективных зон распространения ценных металлов на месторождении. Средняя концентрация битумоидов и, соответственно, металлов, в выделенных зонах в 1,6 раза выше, чем в среднем по месторождению [5].

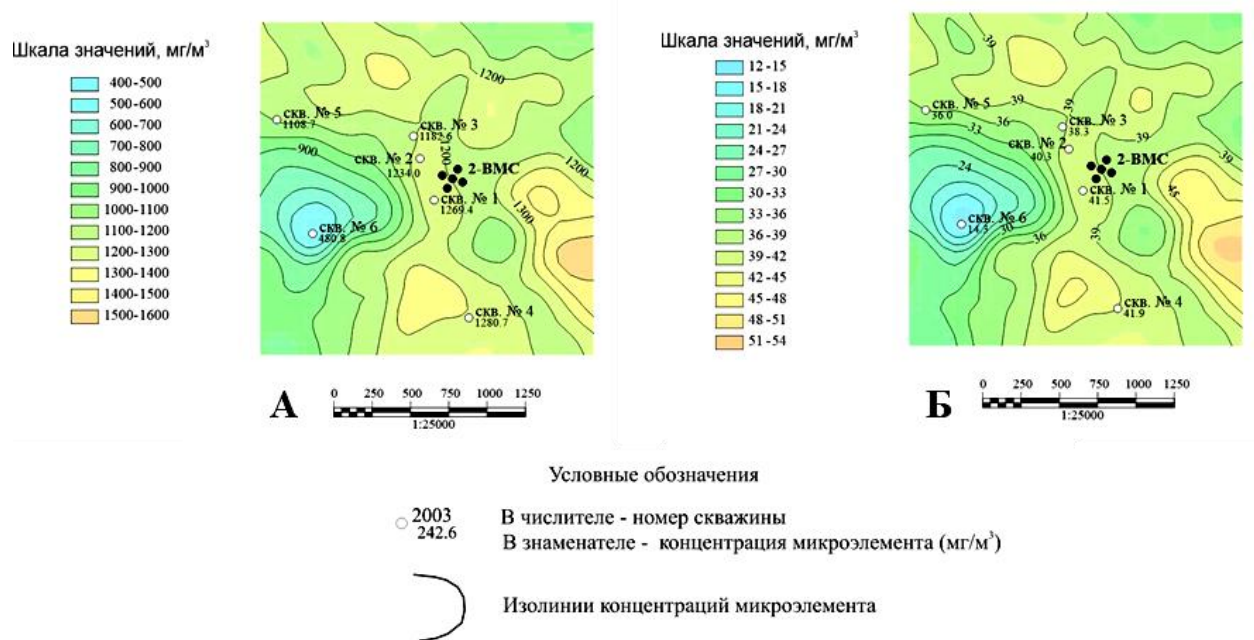


Рис. 4. Карты средних концентраций ванадия (А) и молибдена (Б) в породах-коллекторах сакмарского яруса ОНГКМ опытного участка 2-6 ВМС по отработке технологий добычи нефти из газовой части залежи (площадь размером 2,25 км × 2,25 км, включающая планируемый на ОНГКМ опытный участок 2-6 ВМС)

Ресурсы связанного газа, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеном, на Оренбургском НГКМ

На основе уточненных данных по сорбции керогеном природного газа ОНГКМ, а также разработанных методик оценки содержания керогена и битумоидов в породах по данным ГИС, были уточнены суммарные объемы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном [1, 8].

На рис. 5 показана закономерность возрастания количества сорбированного газа

с ростом пластового давления, в сравнении – для керогена и каждого из компонентов битумоидов: асфальтенов (2 образца), смол, масел, твердых парафинов при температуре 30 °С (пластовая температура месторождения составляет 27–30 °С). Исследования по сорбции газа образцами компонентов битумоидов и керогеном были выполнены на установке в ИФХиЭ РАН им. А.Н. Фрумкина.

Состав природного газа ОНГКМ, использованный в опытах по сорбции газа битумоидами приведен в табл. 3.

Таблица 3

Состав природного газа ОНГКМ, использованный в опытах по сорбции газа битумоидами

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

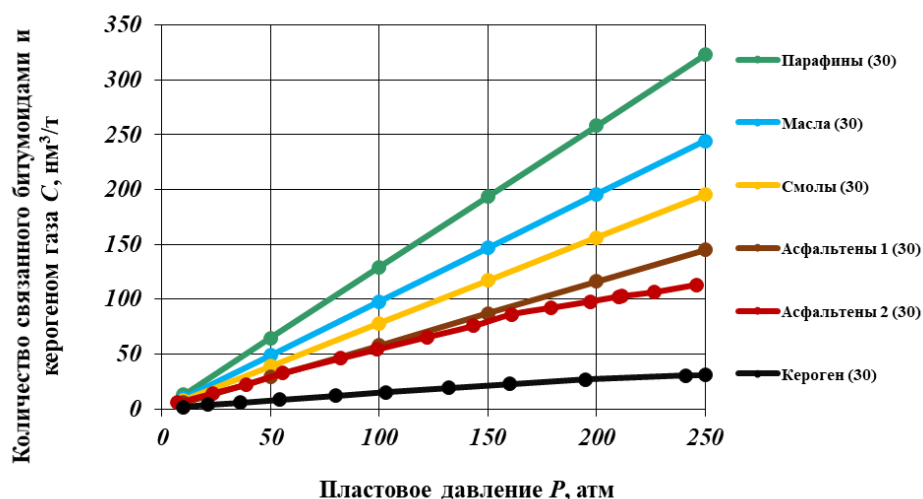


Рис. 5. Графики зависимости изменения количества газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, от пластового давления (температура $T=30\text{ °C}$) [1]

Экспериментально установлены высокая скорость десорбции и быстрый переход десорбированного газа в свободное состояние при снижении давления. При непрерывном снижении пластового давления в эффективных емкостных объемах в процессе добычи газа и нарушении при этом пластовой термодинамики связанный газ также непрерывно десорбируется и переходит в свободное состояние, восстанавливая нарушенную пластовую термодинамику.

Следовательно, при разработке месторождения на режиме «истощения», в процессе снижения пластового давления в емкостных объемах, пластовая система, стремясь восстановить нарушенную термодинамику за счет резерва связанного газа, уже на ранних стадиях разработки начинает десорбировать, стравливать и переводить в свободное состояние ранее сорбированный компонентами битумоидов и керогеном связанный газ. Таким образом, связанный газ в продуктивных нефтегазоматеринских отложениях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных

месторождений при разработке на режиме падения пластового давления является потенциально свободным газом. Темпы перехода сорбированного газа в свободное состояние зависят от темпов снижения пластового давления, дифференцированно по зонам разработки, от дебитов скважин (нм³/сут) и от суммарных объемов добываемой продукции в каждой из зон месторождения.

На рис. 6 и в табл. 4 приведены величины запасов связанного газа, суммарные и отдельно – битумоидами (ВМК) и керогеном, в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ на начало разработки, дифференцированно по частям месторождения, по стратиграфическим объектам, а также долевое участие этих запасов в суммарных запасах связанного и свободного газа месторождения.

При начальном пластовом давлении (20,44 МПа) запасы связанного газа ОНГКМ составили около 150 млрд нм³, что равно 6,8% от суммарных запасов свободного газа (2192,6 млрд м³), см. рис. 6 и табл. 4.

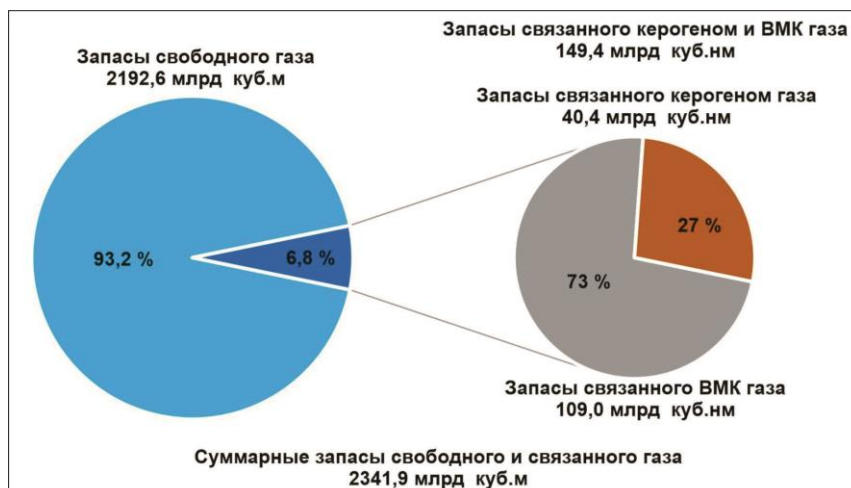


Рис. 6. Запасы связанного керогеном и битумоидами (ВМК) газа в газонасыщенных отложениях Оренбургского НГКМ на начало разработки (давление 20,44 МПа)

Таблица 4

Результаты подсчета запасов связанного газа в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ на начало разработки (давление 20,44 МПа)

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн м³	Запасы свободного газа, млрд м³	Запасы связанного газа, млрд нм³			Доля запасов связанного газа в суммарных запасах связанного и свободного газа, %
			ВМК	Кероген	Сумма	
Центральная часть						
P _{1ar}	50370,1	566,4	16,8	7,5	24,3	4,3
P _{1sm}	35594,8	359,9	34,5	14,9	49,4	13,7
P _{1a}	21663,9	255,9	7,6	6,0	13,6	5,3
C ₃	15621,8	219,8	1,6	0,4	2,0	0,9
C _{2m}	13662,9	155,4	10,3	0,5	10,8	6,9
ВСЕГО	136913,5	1557,3	70,9	29,2	100,1	6,4
Западная часть						
P _{1ar}	7549,8	86,0	2,7	0,5	3,1	3,6
P _{1sm}	10719,4	124,0	10,7	0,2	10,9	8,8
P _{1a}	5092,6	65,1	1,8	1,1	2,9	4,4
C ₃	3324,3	47,6	0,4	4,5	4,8	10,1
C _{2 m}	1032,7	11,8	0,7	1,4	2,2	18,2
ВСЕГО	27718,8	334,5	16,2	7,6	23,9	7,1
Восточная часть						
P _{1ar}	23856,9	235,8	16,7	2,6	19,3	8,2
P _{1sm}	8460,1	62,7	5,2	0,8	6,0	9,6
P _{1a}	126,1	2,2	0,0	0,1	0,1	4,5
ВСЕГО	32443,0	300,7	21,9	3,5	25,4	8,4
Центральная, западная и восточная части						
ВСЕГО	197075,3	2192,6	109,0	40,4	149,4	6,8

В табл. 5 и на рис. 7 показана динамика изменения и перехода в свободное состояние

запасов связанного газа при падении пластового давления для Оренбургского НГКМ.

Таблица 5

Изменение запасов связанного газа за период эксплуатации Оренбургского НГКМ

Давление, атм (МПа)	Запасы, млрд нм ³		
	ВМК	Кероген	Всего
250 (25,3)	134,9	46,4	181,3
201,95 (20,44)	109,0	40,4	149,4
148,2 (15)	80,0	32,0	111,9
98,8 (10)	53,3	22,7	76,0
62,2 (6,3)	33,6	14,9	48,5
30 (3)	16,2	7,3	23,5

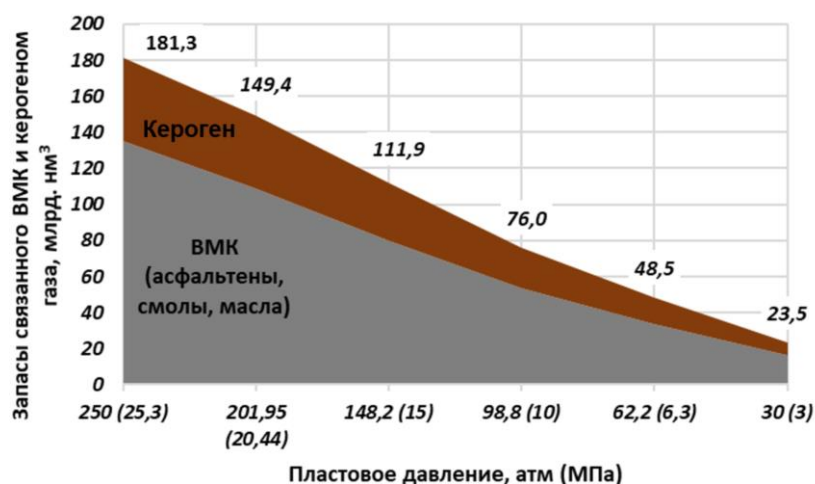


Рис. 7. Запасы связанного газа на Оренбургском НГКМ, динамика их изменения и перехода в свободное состояние при падении пластового давления в процессе разработки

За период эксплуатации до 2016 г. средневзвешенное пластовое давление на ОНГКМ снизилось с 201,95 атм до 62,2 атм, а за период до 2021 года – до 50 атм и ниже (см. рис. 7). Оставшиеся в продуктивных отложениях запасы свободного газа необходимо оценивать с учетом вышеописанных физико-химических и термодинамических закономерностей.

Заключение

Несмотря на высокую степень выработанности запасов газа, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение обладает существенными запасами

углеводородов и ценных металлов. К трудноизвлекаемым и нетрадиционным запасам месторождения относятся:

- матричная нефть, представленная жидкими углеводородами нефтяного ряда;
- незрелая битуминозная матричная нефть с растворенными и сорбированными в ней газом и жидкими нефтяными углеводородами, с содержащимися в ее составе ценными попутными компонентами (редкими, редкоземельными и благородными металлами);
- ретроградный конденсат в растворе с жидкими углеводородами матричной нефти.

Уточненные запасы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, при начальном пластовом давлении составили 6,8% от запасов свободного газа или 150 млрд м³. Исследование показало, что снижение пластового давления в процессе разработки приводит к переходу сорбированного газа в свободное состояние.

Рассмотренные перспективы повышения ресурсного потенциала Оренбургского НГКМ за счет оценки и вовлечения в освоение трудноизвлекаемых запасов матричной нефти и ее попутных

компонентов позволяют создать Национальный проект по разработке и внедрению в опытный, а затем и в опытно-промышленном масштабе технологий освоения этих запасов.

Извлечение редких, редкоземельных и благородных металлов в «хвостах» производства, в процессе глубокой переработки тяжелых фракций продуктов переработки, в виде чистых металлов или их товарных продуктов, обеспечивает высокую рентабельность и устойчивость комплексного проекта в целом, от добычи до переработки.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С. и др. Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4(23). С. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22>
2. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102171117>
3. Алексеев А. Скрытый ресурс // Сибирская нефть. 2017. № 3(140). С. 50–56. <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN140.pdf> (Дата обращения 12.11.2021).
4. «Газпромнефть-Оренбург» рекордно нарастил запасы углеводородов // ООО «Газпромнефть-Оренбург». <https://orb.gazprom-neft.ru/press-center/news/31423/> (Дата обращения 12.11.2021).
5. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. Выделение перспективных зон распространения и оценка прогнозных ресурсов ценных металлов, содержащихся в высокомолекулярных компонентах нефти газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ // Геофизика. 2021. № 1. С. 34–40.
6. Суханов А.А., Петрова Ю.Э. Ресурсная база попутных компонентов тяжелых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 2. С. 11. http://www.ngtp.ru/rub/9/23_2008.pdf (Дата обращения 12.11.2021).
7. Бурханова И.О. Разработка методики выявления и оценки запасов высокомолекулярных компонентов (ВМК) залежей углеводородов по комплексу геолого-геофизических данных: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2012. 25 с.

8. *Бурханова И.О.* Оценка содержания керогена в нефтегазоматеринских карбонатных породах по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. 2014. № 3. С. 61–66.
9. *Самохвалов Н.И.* Оценка компонентов насыщения природных резервуаров углеводородов по комплексу литолого-петрофизических, геохимических и скважинных геофизических исследований: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. 26 с.
10. *Закревский К.Е.* Геологическое 3D моделирование. М.: Изд-во «Маска», 2009. 376 с.
11. *Платов Б.В., Огнев И.Н., Зинюков Р.А., Усманов С.А.* Моделирование нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие. Казань: К(П)ФУ, 2020. 79 с.

Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas-condensate field at the final stages of development

A.N. Dmitrievsky¹, N.A. Skibitskaya^{1*}, N.A. Gafarov¹, E.A. Chernysheva², O.K. Navrotsky³,
I.O. Burkhanova¹, M.N. Bolshakov¹, N.I. Samokhvalov¹

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

3 – Lower Volga Research Institute of Geology and Geophysics, Saratov, Russia

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Abstract. Due to the decline in gas and condensate production at the Orenburg oil and gas condensate field, the priority area of activity of Gazprom PJSC and Gazprom Dobycha Orenburg LLC is the reproduction of the mineral resource base and the achievement of maximum component recovery factors to provide the Orenburg gas and chemical complex. The solution to this problem is directly related to the involvement of the unique reserves of hard-to-recover oil (matrix oil, high-molecular raw materials), confined to the gas-saturated part of the Orenburg field, in the production and deep complex processing. Hard-to-recover oil has a variable composition – from high-bituminous oil in fractured-porous and porous low-permeability reservoirs to liquid traditional oil in porous and large-pore permeable reservoirs. This paper analyzes the results of estimating the reserves of matrix oil, the predicted resources of associated components of matrix oil (metals) and the retained gas reserves, which are not included in the assessment of reserves.

Keywords: matrix oil, high-molecular raw materials, high-molecular components, retained gas, metals, geological reserves, hard-to-recover reserves, recoverable reserves, inferred resources, Orenburg oil and gas condensate field.

Citation: Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A., Chernysheva E.A., Navrotsky O.K., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Samokhvalov N.I. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3> (In Russ.).

References

1. Dmitrievsky A.N., Efimov A.G., Gutman I.S. et al. Matrix oil and residual gas reserves of Orenburg oil-gas condensate field and prospects of their development // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 4(23). P. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22> (In Russ.).
2. On the approval of classification of the reserves and resources of oil and combustible gases: Order of the Ministry of Natural Resources of Russia from 01.11.2013 No. 477 // Official Internet Portal of Legal Information. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102171117> (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).
3. Alekseev A. A hidden resource // Siberian Oil. 2017. No. 3(140). P. 50–55. <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN140.pdf> (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).
4. Gazpromneft-Orenburg increased its hydrocarbon reserves to a record-high level // Gazpromneft-Orenburg LLC. <https://orb.gazprom-neft.ru/press-center/news/31423/> (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).

5. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N.* Identification of prospective presence zones and evaluation of forecast resources of valuable metals contained in high-molecular oil components of gas-saturated deposits of the Orenburg OGCF // *Geofizika*. 2021. No. 1. P. 34–40. (In Russ.).
6. *Sukhanov A.A., Petrova Yu.E.* Resource base of associated components of heavy oils, Russia // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2008. Vol. 3, No. 2. P. 11. http://www.ngtp.ru/rub/9/23_2008.pdf (Accessed on 12.11.2021). (In Russ.).
7. *Burkhanova I.O.* Development of a methodology for the detection and assessment of the reserves of the high-molecular components of hydrocarbon deposits based on a set of geological and geophysical data: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2012. 25 p. (In Russ.).
8. *Burkhanova I.O.* Determination of kerogen content in carbonate source rocks by well-logging data // *Geofizika*. 2014. No. 3. P. 61–66. (In Russ.).
9. *Samokhvalov N.I.* Assessment of saturation components of natural hydrocarbon reservoirs on a complex of lithologic-petrophysical, geochemical and borehole geophysical studies: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2021. 26 p. (In Russ.).
10. *Zakrevsky K.E.* Geological 3D modeling. Moscow: Maska, 2009. 376 p.
11. *Platov B.V., Ognev I.N., Zinyukov R.A., Usmanov S.A.* Modeling of oil and gas fields: Textbook. Kazan: Kazan Federal University, 2020. 79 p. (In Russ.).