DOI: 10/31660.0445-0108-2018-6-45-58

УДК 622.279

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛАНЦЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА КАРМАЛИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. А. Захаров[1], С. В. Коротков[1], А. И. Гриценко[2], Р. А. Ивакин[3], В. Г. Григулецкий[3]

[1]ООО «Газпром добыча Краснодар», г. Краснодар, Россия
[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, Россия
[3]Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, Россия

Аннотация. Изложены результаты анализа промыслово-поисковых работ пяти разведочных скважин на Кармалиновском газоконденсатном месторождении. Установлено, что восточная часть лицензионного участка характеризуется отсутствием трещиноватости в палеозойских отложениях, а развитие продуктивной залежи простирается в северо-западном направлении.

Проведение гидроразрыва пласта позволило получить устойчивый дебит газа и газового конденсата на скв. 4 в 3,8 раза больше, чем по скв. 1 и 2, которые испытывались после бурения без операции гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: низкопроницаемые сланцеватые отложения; дебит газа; продуктивные отложения; перфорация; проницаемость пласта

THE TEST RESULTS OF LOW-PERMEABILITY SHALE DEPOSITS WHEN DRILLING THE PRE-CRETACEOUS COMPLEX AT THE KARMALINOVSKOYE GAS CONDENSATE FIELD

A. A. Zakharov[1], S. V. Korotkov[1], A. I. Gritsenko[2], R. A. Ivakin[3], V. G. Griguletsky[3]

[1]LLC «Gazprom dobycha Krasnodar», Krasnodar, Russia
[2] LLC «Gazprom VNIIGAZ», Moscow, Russia
[3]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

Abstract. The article reports the results of the analysis of the field prospecting activities of five exploratory wells at the Karmalinovskoye gas condensate field. We have found that the eastern part of the licensed area is characterized by the lack of fructuring in Paleozoic deposits, and the development of the productive deposit extends in the north-west direction.

Hydraulic fracturing made it possible to get a stable gas and gas condensate flow rate in well № 4. This volume exceeds 3,8 times as large than flow rate in wells № 1 and № 2, which were tested after drilling without conducting hydraulic fracturing.

Key words: low-permeability shale deposits; gas flow rate; productive sediments; perforation; reservoir permeability

Необходимость разработки низкопроницаемых сланцеватых отложений домелового комплекса на территории Южного федерального округа отмечалась в работах С. М. Карнацхова, В. С. Коваленко, Н. А. Гафарова, В. Л. Гуляева, В. И. Высоцкого [1–4] и др.

Ранее [5, 6] отмечалась необходимость реализации Пилотного Проекта разведки, разработки и добычи газа из низкопроницаемых пластов домелового комплекса на месторождениях ООО «Газпром добыча Краснодар».

С этой целью в период 2016–2017 гг. ООО «Газпром добыча Краснодар» на Кармалиновском лицензионном участке были продолжены геолого-разведочные работы в части строительства разведочных скв. 5 и 4 с заканчиванием их методом ГРП.

В тектоническом плане участок работ расположен в пределах эпипалеозойской Скифской плиты в области сочленения Северо-Ставропольского свода и Западно-Ставропольской впадины в пределах Григорополисского прогиба (моноклинали), восточного окончания Расшеватского вала, Тищенского прогиба и западного окончания Северо-Ставропольского свода.

По поверхности фундамента в пределах Кармалиновского месторождения наблюдается региональный подъем с юго-запада на северо-восток в сторону Северо-Ставропольского свода с абсолютных отметок от –2 360 до –2 310 метров.

Структура осложнена тектоническими нарушениями, имеющими субширотное и субмеридиональное простирание.

Амплитуда разломов составляет 10–15 м. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе –2 300 м составляют 6,8 × 4,2 км, амплитуда —43 метра. Абсолютная отметка в своде структуры равна –2 277 м (по скв. 1).

Продуктивная толща в скважинах, где получена промышленная продукция, представлена монолитной однородной массой, составленной из трещиноватых глинистых сланцев и аргиллитов, с небольшими прослоями кварцитов, реже алевролитов и песчаников.

Кармалиновское газоконденсатное месторождение (ГКМ) открыто в 2006 году поисковой скв. 1 в результате проведения геолого-разведочных работ в пределах одноименной площади.

По результатам геофизических исследований скважин (ГИС) скв. 1 в кровельной части палеозойских отложений выделен перспективный объект, сложенный раздробленными, сланцами и аргиллитами.

В таблице 1 приведены основные виды геолого-разведочных работ, выполненных на Кармалиновском лицензионном участке в период 2003–2017 гг.

Таблица 1

Виды геолого-поисковых работ на Кармалиновском участке

Виды работ	Год														
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, пог. км	363,56														
электроразведка ДНМЭ, пог. км				44											
сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, км^2									35						
геохимические исследования											35				
бурение скв. № 1, пог. км			2600												
бурение скв. № 2, пог. км				2550											
ПМ ВСП, скв.			№ 1	№ 2											
бурение скв. № 3, пог. км						2550									
бурение скв. № 5, пог. км														2550	
бурение скв. № 4, пог. км															2600

Из представленных данных видно, что всего в период 2005–2008 гг. на Кармалиновском участке пробурены три скважины: поисковая № 1, и разведочные № 2 и № 3.

Скв. 1 Кармалиновская пробурена с целью поисков залежей углеводородов (УВ) в отложениях хадумской, кумской и зеленой свит, палеоцена, нижнего мела и палеозоя до глубины 2 603 метра.

Эксплуатационная колонна диаметром 140 мм спущена на глубину 2 591 м.

В результате бурения подтверждено наличие брахиантиклинали амплитудой 25–30 м по палеозойским отложениям, а также по залегающим на них с угловым стратиграфическим несогласием отложениям нижнего мела.

28 марта 2006 года была выполнена перфорация кровельной части палеозойских отложений в интервалах 2 467–2 488 м и 2 497–2 500 м совместно перфоратором ПК-105Н с плотностью 20 отверстий на 1 пог. м.

29 марта в скважине был получен промышленный приток газа и газового конденсата.

Таким образом, скв. 1 явилась первооткрывательницей промышленной залежи УВ на территории Ставропольского края в палеозойских отложениях фундамента, представленных передробленными сланцами и аргиллитами.

Продуктивный интервал в скважине был недостаточно охарактеризован керновым материалом. В 24 м установленной продуктивной части палеозойских отложений керн отбирался лишь из 6 м, причем вынос керна составил 0,5 м, то есть 8 %. Поднятый керн представлен сильно передробленными, перемятыми черными аргиллитами и глинистыми сланцами, наиболее представительные для определения коллекторских свойств образцы разрушены.

В апреле 2006 года силами ОАО «СевКавНИПИгаз» проведены исследования скв. 1. Среднее пластовое давление по результатам трех замеров составило 225,48 кгс/см^2. Пластовая температура на глубине 2 460 м равна 103,5 ^{0}С.

Скважина отработана на 11 режимах, при этом отмечено ухудшение работы скважины при увеличении депрессии и длительной работе скважины. Дебит газа на исследуемых режимах составил от 12,1 (штуцер 3 мм) до 20–22 тыс. м^3/сут (штуцер 5 мм; 5,5 мм; 6 мм; 6,5 мм).

Проницаемость пласта для газа рассчитывалась по коэффициентам уравнений притока и путем обработки кривой восстановления давления (КВД) и составляет $0{,}31 \times 10^{-15}$ и $0{,}18 \times 10^{-15}$ м^2.

Конденсатогазовый фактор на режимах колебался от 113,2 до 193,9 см^3/м^3. В процессе исследования были отобраны пробы газа, конденсата и воды, анализ которых был выполнен в ОАО «СевКавНИПИгаз». Скважина была законсервирована до обустройства промысла.

Скв. 2 Кармалиновская пробурена в пределах одноименной сейсмической структуры, выделенной по результатам сейсмических работ ООО «Костромагеофизика», с учетом переинтерпретации геофизических (сейсморазведка, электроразведка) работ и данных бурения скв. 1 Кармалиновской.

Скв. 2 заложена в 1,5 км на северо-восток от скв. 1 с целью поиска залежей газа в отложениях палеозоя; пробурена до глубины 2 550 метров.

Из интервала перфорации 2 530–2524 м, 2 516–2 496 м получен промышленный приток газа и газового конденсата.

По результатам испытаний на штуцере 4,5 мм дебит газа составил 10–13 тыс. м^3/сут, конденсата — 2,1 м^3/сут, воды — 0,22 м^3/сут. В ходе исследований установлено, что пластовое давление составило 221,78 кгс/см^3 на середине интервала перфорации (2 513 м). Пластовая температура на глубине 2 490 м равна 108,5 ^{0}С.

При работе на режиме (Ø = 4,5 мм) наблюдались длительные по времени колебания устьевых давлений, что связано с небольшой скоростью потока, накоплением жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и на забое. При обработке КВД получены коэффициенты ά = 35 450 и ß = 1 850. Проницаемость пласта для газа, рассчитанная по коэффициенту кривой восстановления «ß», составила $0{,}31 \cdot 10^{-15}$ м^2. Средний конденсатогазовый фактор составляет 175,5 см^3/м^3.

Депрессия на пласт при работе на режиме составляла ΔP = от 1 51,8 до 147,8 кгс/см^2.

Полученная вода является технической, с незначительной примесью конденсационной. Она сульфатно-натриевого типа, с общей минерализацией 8,466 г/л,

удельным весом 1,005 г/см^3 и *pH* — 6,6. Необходимо отметить, что вынос воды к концу работы на режиме почти прекратился.

После проведения исследований разведочную скв. 2 Кармалиновская законсервировали.

Скв. 3 Кармалиновская заложена так же, как скв. 1 и 2, в пределах одноименной сейсмической структуры. Она расположена в поле аномального объекта геоэлектрических параметров, выявленного электроразведкой, перспективного на обнаружение залежей УВ по данным дифференциально-нормированного метода электроразведки (ДНМЭ) (поляризуемость $P > 0,5$ усл. ед., в одинаковых геоэлектрических условиях со скв. 2, но гипсометрически на 16 м выше последней). Скважина закладывалась с учетом результатов переинтерпретации геофизических данных и результатов бурения скв. 2.

Фактическая конструкция скважины следующая: направление 426 мм — 10 м; кондуктор 324 мм —140 м; техническая колонна 245 мм — 970 м; эксплуатационная колонна 140 мм — 2 513 м.

Бурение скважины из-под технической колонны в интервале 973–2 550 м велось на глинистом растворе (плотность — 1,18 г/см^3, вязкость — 30–50 с) долотами 215,9СГНУ. При бурении с отбором керна использовались долота К187,3/80СЗ «Недра».

После привязки по гамма-каротажу (ГК) и локатору муфт (ЛМ) скважина была перфорирована в интервале 2 500–2 475 м (палеозойские отложения) ПК-105 по 20 отв. на 1 пог. м, всего 500 отверстий. При подвеске НКТ Ø 73 мм на глубине 2 473,92 м было выполнено снижение уровня технической водой в затрубное пространство до глубины 1 000 метров. На трубном пространстве установлен штуцер 5 мм. Скважина в отработке находилась 7 дней. При отработке в трубном наблюдался барботаж. После установки на трубное штуцера 3 мм и компрессования в затрубное пространство при $P = 0/24$ атм на выходе появился газ, факел длиной 1–1,5 м горел в течение 2–3 мин. При следующем компрессовании в затрубное (при открытом трубном, без штуцера) при $P_{сд} = 20$ атм на выходе выделялся газ, зафиксировано пламя длиной 2 метра.

С целью интенсификации притока проводились повторная перфорация, обработка ПАВ, гидропескоструйная перфорация (ГПП), глино-кислотная обработка (ГКО).

После проведения ГКО при обратной промывке скважины технической водой вымыли продукты реакции и разгазированную жидкость в объеме 7м^3.

В дальнейшем продолжались работы по компрессированию скважины, в результате которых на устье из затрубного пространства наблюдались разгазированные пачки с продуктами реакции, влажный газ(горел факел длиной 0,5 м). Получить промышленный приток газа не удалось. Скв. 3 Кармалиновская была ликвидирована.

Как уже отмечалось выше, одним из критериев заложения разведочной скв. 3 стали результаты проведения полевых геофизических работ, выполненных методом ДНМЭ. Исследования выполнены ООО «Сибирская геофизическая научно-производственная компания» в 2006–2007 гг. в объеме 44 км^2.

По работам вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и ДНМЭ были намечены зоны повышенной трещиноватости и возможного УВ-насыщения.

Результаты исследований методом ДНМЭ представлены на рисунке 1.

Результаты бурения и испытания скв. 3 Кармалиновской показали, что несмотря на косвенные признаки газонасыщения, прогноз развития трещиноватости по данным электроразведки не подтвердился.

С целью уточнения геологического строения месторождения, прогноза наличия и распространения пород-коллекторов площади в 2011 году ОАО «Ставропольнефтегеофизика» проведены сейсморазведочные работы 3D методом общей глубинной точки (МОГТ) в объеме 35 км^2.

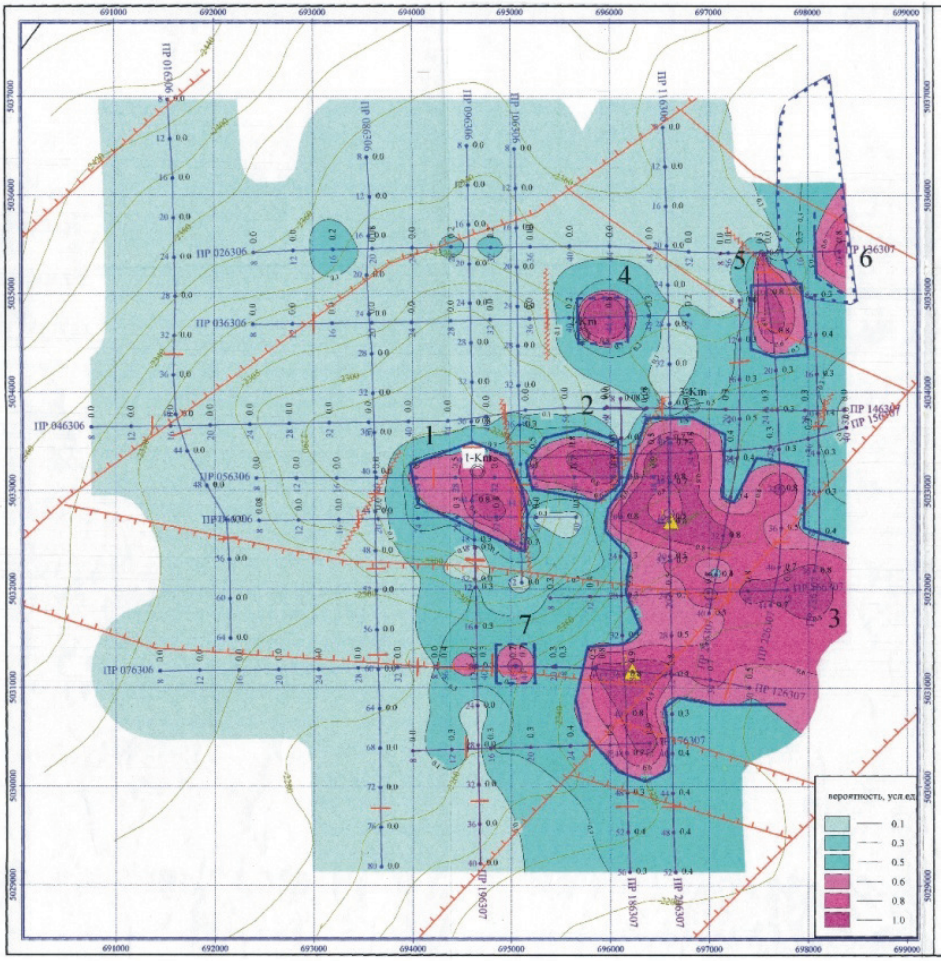

Рис. 1. ***Результаты исследований дифференциально-нормированным методом электроразведки***

По результатам сейсмических работ было определено, что одним из косвенных признаков наличия залежи в пределах площади бурения скв. 5 могли служить повышенные значения акустического импеданса (рис. 2).

На основе качественного анализа, с учетом данных опробования палеозойских коллекторов в скважинах был сделан вывод, что породам с улучшенными коллекторскими свойствами будут соответствовать повышенные значения импеданса, пониженные значения связываются с распространением плотных малопроницаемых отложений.

Скв. 1 Кармалиновская находится в области повышенных значений, отвечающей зоне развития коллекторов.

Скв. 3 Кармалиновская попадает в зону минимальных значений импеданса, что указывает на развитие на данном участке плотных малопроницаемых пород.

Скв. 2 Кармалиновская находится в пограничной зоне, что объясняет ее меньший приток газа по сравнению со скв. 1 Кармалиновской.

Учитывая проведенные ранее работы и достаточную изученность месторождения сейсмическими методами и бурением «Проектом разведочного бурения на Кармалиновском месторождении Ставропольского края», выполненного в 2012 году, рекомендовано строительство двух разведочных скв. 4 и 5.

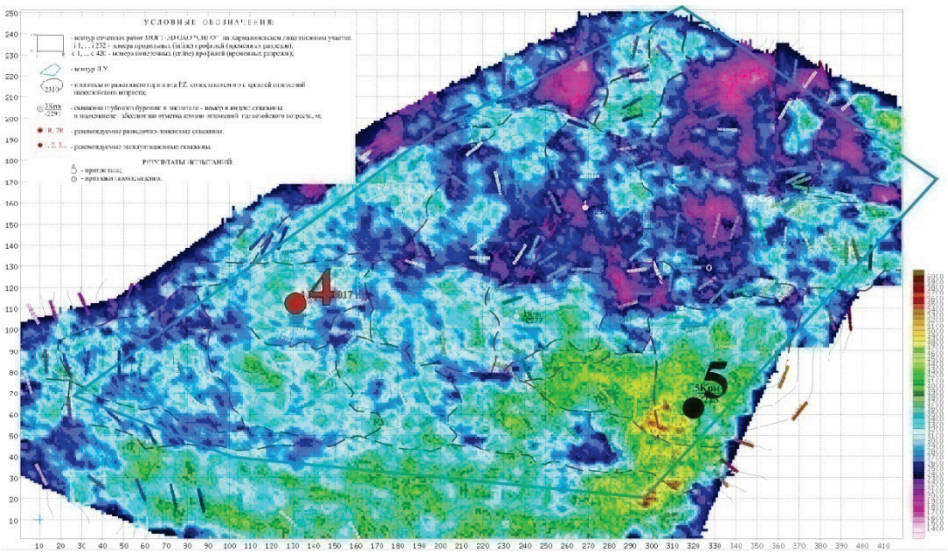

Рис. 2. ***Карта распределения значений акустического импеданса в коре выветривания палеозойских отложений***

С целью разведки восточной части Кармалиновского месторождения предлагается пробурить разведочную скв. 5 Кармалиновскую, проектной глубиной 2 550 м (–2 360 м). Скважина закладывается на расстоянии 2,1 км к юго-востоку от поисковой скв. 1, вблизи с принятой границей залежи.

Местоположение скважины выбрано в зоне развития коллекторов и их возможного УВ-насыщения по данным ДНМЭ, на удалении от скв. 3 Кармалиновской, расположенной в зоне отсутствия коллекторов.

Кроме вышеуказанных работ, предшествующих заложению разведочных скв. 4 и 5, в 2014–2015 гг. на Кармалиновском лицензионном участке ТГРУ ОАО «Татнефть» были проведены геохимические исследования по технологии пассивной адсорбции углеводородов, включающие отбор проб воздуха из почв, грунта и их анализ для определения состава углеводородного газа (PGS Германия).

Метод прямого определения углеводородных соединений позволил с земной поверхности прогнозировать на изучаемой площади наличие глубокозалегающих объектов углеводородного сырья посредством обнаружения и определения состава гомологического ряда углеводородных газов в опоискованном грунтовом слое, состав и распределение которых статистическими методами сравниваются с продуктивной газосодержащей и непродуктивной сухой скважинами.

Всего было установлено 196 «sorber», в том числе 166 полевых по сети профилей и 30 модельных вокруг скв. 2 и 3. Далее «sorber» были отправлены в лаборатории PGS (Германия). Исследование «sorber» проводилось по цепочке термодесорбция — газохроматография — масселективное определение углеводородных соединений (выделялось более 80 углеводородных соединений с точностью до 1 пикограмма (х 10^{-9}–10^{-12} грамма).

Результаты работ представлены на карте распределения вероятностей наличия продукта по типу скв. 2 Кармалиновской (рис. 3).

На основании продуктивной модели (скв. 2) на опоискованном участке было выявлено несколько достоверных геохимических объектов, представленных положительными аномалиями, которые могут быть связаны с подповерхностными залежами газа и газоконденсата, в том числе на планируемых к бурению площадках разведочных скв. 4 и 5.

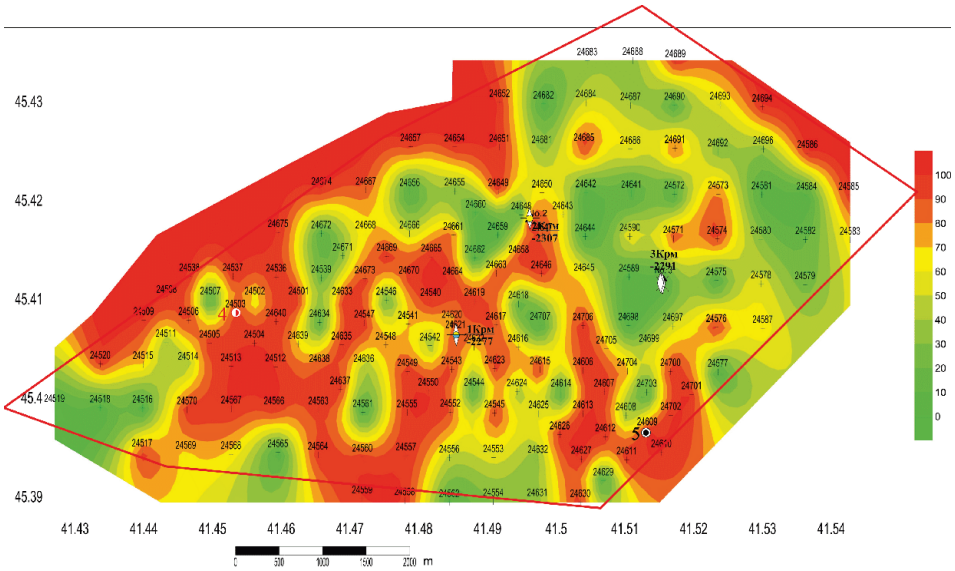

Рис. 3. ***Распределение вероятностей наличия продукта по типу скв. 2 Кармалиновской (вариант 1, ТГРУ ОАО «Татнефть», 2014 год)***

В связи с неоднозначными данными по эталонной — продуктивной скв. 2, находящейся вблизи тектонической зоны, результаты лабораторных работ по геохимии в 2015 году были повторно переобработаны (рис. 4).

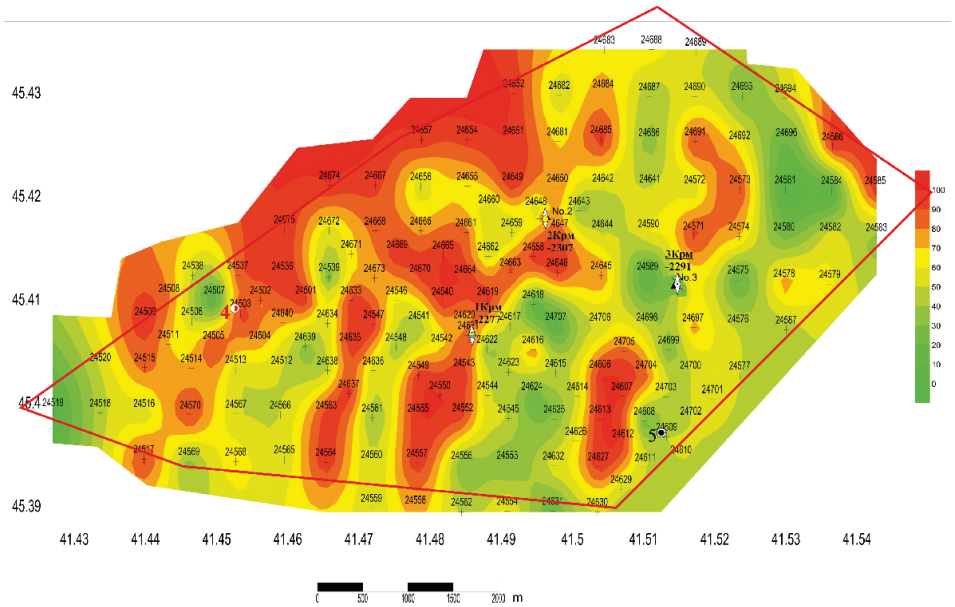

Рис. 4. ***Распределение вероятностей наличия продукта на Кармалиновском лицензионном участке (вариант 2, компания PGS, Германия, 2015 год)***

Результаты переобработки подтвердили данные продуктивности скв. 1, 2 и планируемой к бурению разведочной скв. 4, находящихся в положительных аномалиях с вероятностью от 70 до 100 %, отсутствие продукта в скв. 3, находящейся в краевой части негативной аномалии.

Планируемая к бурению скв. 5, находящаяся на карте варианта 1 в положительной аномалии с вероятностями от 70 до 100 %, на карте повторных результатов находится в аномалии с вероятностями от 50 до 60 %, что может отражать лишь следы УВ, но не залежи.

Восточная граница положительной аномалии с вероятностями от 70 до 100 % после переинтерпретации имеющихся данных сместилась западнее на 500 м от планируемой скв. 5.

Тем не менее, учитывая результаты сейсморазведочных работ, прогноз распространениягазонасыщенных коллекторов по данным ДНМЭ, а также распределение по площади повышенных значений акустического импеданса, очередной скважиной для бурения и уточнения геологического строения залежи была выбрана разведочная скв. 5, в юго-восточной части лицензионного участка.

Бурение скважины начато в сентябре 2016 года.

Фактическая конструкция скважины следующая: направление 42 мм — 21,5 м; кондуктор 324 мм — 138 м; техническая колонна 245 мм — 965,9 м; эксплуатационная колонна 140 мм — 2 550 м.

Бурение скважины из-под технической колонны в интервале 965,9–2 550 м велось на буровом растворе с углеводородной основой (РУО) плотностью 1,10–1,12 г/см^3, вязкостью 30–50 с.

Для оценки петрофизических и коллекторских свойств палеозойских отложений проектом предусматривался отбор керна в объеме 60 м. В скважине выполнено 5 долблений с отбором керна.

Керн отобран в интервале 2 385,1–2 429,3 м. Фактически проходка составила 44,2 м, вынос керна — 43,9 м (99%). Вынос керна был приостановлен.

В связи с подклинками плотных трещиноватых пород в керноснаряде сроки отбора керна были выше проектных. Керн представлен переслаиванием аргиллитов, песчаников, глинистых сланцев, кварцитов. Аргиллиты темно-серые, черные, плотные и средней крепости, трещиноватые, местами слюдистые, песчанистые, углистые. Песчаники темно-серые, кварцевые, крепкие, сильно пиритизированые, в однородной массе выделяются прожилки пирита.

Сланцы глинистые и слабоглинистые, черные, углистые, трещиноватые, плотные, средней крепости, сланцеватой текстуры; местами с вкрапленностью пирита, прожилками кварца.

Кварциты от молочно-белых до темно-серых и черных, зернистые, массивные, крепкие, твердые, плотные.

В открытом стволе в интервале 2 110–2 550 м был выполнен следующий комплекс ГИС: ВИКИЗ, ИК, ГК, НГК, ННК-Т, АК,ГГП-П, ИННК, наклонометрия, инклинометрия.

По данным ГИС в разрезе палеозойских отложений определяются два интервала предположительно газонасыщенных коллекторов. I объект: кровельная часть палеозойских отложений 2 402–2 390 м; II объект: пласт-коллектор в палеозойских отложениях 2 452,4–2 445,7м. С учетом данных опробования скв. 1 и 2, пробуренных в 2005–2006 гг., было принято решение об испытании кровельной части в интервале 2 402–2 390 м с последующим проведением ГРП.

В декабре 2016 года в скв. 5 провели перфорацию интервала 2 390–2 402 м и приступили к освоению. Для вызова притока использовали азотный компрессор, а также ПАВ для снижения плотности жидкости в лифтовых трубах.

До проведения ГРП из I-го объекта притока пластового флюида не получено. 14 января 2017 года с привлечением флота РУП «ПО «Беларуснефть» был проведен мини-ГРП.

Начальное давление разрыва составило 505 кгс/см^2, в процессе закачки давление на устье скважины возрастало до 738 кгс/см^2, что косвенно указывает на крайне низкие значения проницаемости продуктивного интервала.

По данным отчета РУП «ПО «Беларуснефть» эффективность жидкости разрыва составила 77 %, проницаемость по графику смыкания трещины — 0,00031 10^{-15} м^2.

По обобщению полученной информации был сделан вывод о том, что в процессе закачки такие породы трескаются сетью, а не единой магистральной трещиной (как сланцевый коллектор).

В результате для основного ГРП были рекомендованы закачка маловязкой жидкости с максимально возможным расходом нагнетания и распределение мелкого проппанта с небольшими концентрациями в большом объеме смеси.

Основной ГРП был выполнен 16.01.2017, с учетом тестового разрыва всего в скважину было закачано 185 м^3 жидкости и 20 т проппанта (16 т фракции 30/50 и 4 т фракции 20/40).

После подъема пакера и смены НКТ были продолжены работы по освоению скважины.

Освоение производили с использованием азотного компрессора. Для увеличения выноса жидкости в скважину вводились ПАВ. При продувках скважины получен нестабильный приток газа, в отдельные часы факел горел до 7,0–10,0 м.

После безуспешных попыток получения устойчивого притока газа была выполнена кумулятивная перфорация нижнего объекта в интервале 2 452,4–2 445,7 м (02.02.2017) без подъема НКТ в условиях депрессии на пласт 80 кгс/см^2.

По завершении прострелочно-взрывных работ роста давления в трубном и затрубном пространствах не зафиксировано. Дальнейшая отработка скважины в условиях постепенного увеличения депрессии до 180 кгс/см^2 не привела к появлению устойчивого притока флюида из пласта.

В период с 10 по 11 февраля 2017 года в скважине проведены газодинамические исследования, которые показали, что забойное давление составило 63 кгс/см^2, расчетный дебит газа — 0,5 тыс. м^3/сут.

Основной причиной неполучения промышленного притока газа стала крайне низкая проницаемость кровельной части палеозойских отложений, что обусловлено отсутствием развития естественной трещиноватости.

В феврале 2017 года скважина была ликвидирована.

В соответствии с проектом геолого-разведочных работ изучение Кармалиновского месторождения было продолжено.

Скв. 4 была заложена в западной части лицензионного участка. Строительство осуществлялось на основании проекта, составленного для разведочных скв. 4 и 5, в связи с чем проектная конструкция и типы буровых растворов были идентичными.

Бурение скважины начато в августе 2017 года.

Фактическая конструкция скважины следующая: направление 426 мм—18 м; кондуктор 324 мм— 140 м; техническая колонна 245 мм—970 м; эксплуатационная колонна 140 мм— 2 600 м.

Бурение скважины из-под технической колонны в интервале 970–2 600 м велось на буровом растворе с углеводородной основой плотностью 1,12+/–0,03 г/см^3.

Как и по разведочной скв. 5, для оценки петрофизических и коллекторских свойств палеозойских отложений проектом предусматривался отбор керна в объеме 60 метров.

В скважине выполнено 8 долблений, керн отобран в интервалах 2 490–2 511,7 м (нижний мел), 2 511,7–2 536,3 м, 2 246–2 250 м (палеозой). Фактически пройдено с отбором керна 52,3 м, вынос составил 50,5 м (96,6 %). Керн палеозойских отложений представлен переслаиванием сланцев черных углистых, параллельной и косой слоистости, плотных, слабой и средней крепости, с включениями зерен пирита, прожилками кварцита молочно-белого цвета, аргиллитов темно-серыхплотных, крепких, слабоизвестковистых, с прожилками кварцита и вкраплениями зерен глауконита, ЛБА 1–3 балла БГ(ЛБ).

В результате интерпретации материалов выполненного комплекса ГИС, ГТИ и отобранного керна в скв. 4 Кармалиновского ГКМ в разрезе палеозойских отложений были определены 2 интервала предположительно газонасыщенных коллекторов. I объект — в интервале 2 563,0–2 542,0 м и II объект — в интервале 2 525,0–2 522,0 м.

К испытанию I объекта приступили 05.12.2017 г.

С целью сохранения коллекторских свойств пласта проведено вскрытие продуктивных отложений на депрессии.

В скважину на 73 мм НКТ был спущен перфоратор SCDW 24gDPStHMX с возможностью его последующего «отстрела» на забой. Для вызова притока буровой раствор на углеводородной основе заместили на техническую воду, а затем методом компрессирования уровень снизили до 700 метров.

Вскрытие заданного интервала с плотностью 20 отв/мвыполнено путем сброса инициирующей штанги и последующим срабатыванием перфорационных зарядов.

После наблюдения за ростом трубного и затрубного давлений скважина была переведена на отработку через факельную линию.

Газодинамические исследования проведены при работе скважины на прямой отвод по трубному пространству через диафрагмы Ø 3, 4, 5 мм.

Дебит газоконденсатной смеси при работе на прямой отвод на диафрагме диаметром 4,0 мм рассчитывался по формуле

$$Q_{г.см} = \frac{C \cdot P_{изм}}{0{,}098 \cdot \sqrt{\rho_{г.см} \cdot T_{изм} \cdot z}} = 9{,}89 \quad \text{тыс. н. м}^3\text{/сут},$$

где $P_{изм}$ — давление измерителя (4,35 МПа); $T_{изм}$ — температура измерителя (284,0 К); C — постоянная диафрагмы (3,027); z — коэффициент сверхсжимаемости (0,838); $\rho_{г.см}$ — относительная плотность газа сепарации (0,7758).

Абсолютно свободный дебит газоконденсатной смеси рассчитывается по формуле

$$Q_{аб.св.} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b \cdot (P^2{}_{заб} - 1)} - a}{2b} = 24{,}45 \quad \text{тыс. н. м}^3\text{/сут},$$

где $P_{заб}$ — пластовое давление на глубине 2 518,5 м (24,06 МПа); a = 19,838 МПа^2/(тыс. м^3/сут), b = 0,157 МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2 — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определенные по индикаторной диаграмме.

Рассчитан коэффициент гидропроводности призабойной зоны

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{3{,}68 \cdot P_{ст} \cdot \left(ln \frac{R_k}{r_c} + C \right) \cdot Z \cdot T_{пл}}{\alpha \cdot T_{ст}} = 0{,}176 \text{ мкм}^2\text{·м/мПа·с},$$

где α = 19,838 — фильтрационный коэффициент, определенный по графику зависимости — (ΔP^2–c)/Q = f(Q); $P_{ст}$ = 0,1 МПа — стандартное давление; $Z_{пл}$ = 0,838 — коэффициент сверхсжимаемости; $R_к$ = 200 м — радиус контура питания (взят условно); r_c = 0,07 м — радиус скважины по долоту; C = 0 — коэффициент несовершенства; $T_{пл}$ = 388,83 ^{0}К — пластовая температура; T_o = 273 ^{0}К — стандартная температура; k = 0,00117 мкм^2 = 1,18 мД, при h = 3,6 м, μ = 0,024 сПз.

В результате выполненных исследований было установлено следующее:

- на диафрагме 4,0 мм дебит газоконденсатной смеси составил 9,9 тыс. н. м^3/сут, при $P_{тр}$ = 4,45 МПа, $P_{затр}$ = 8,94 МПа, $P_{заб}$ = 19,16 МПа;
- на штуцере/диафрагме 4/4,5 мм дебит газа сепарации составил 8,14 тыс. нм^3/сут, дебит стабильного конденсата — 1,07 м^3/сут;
- пластовое давление на глубине 2 518 м определено равным 24,1 МПа, температура — 115,8 ^{0}С.

С целью интенсификации притока 26 декабря 2017 года был проведен ГРП.

Суммарное количество закачанной жидкости составило 204 м^3, расклинивающего агента — 25 т (1 т кварцевого песка, 12 т проппанта 30/50 и 12 т проппанта 20/40). После выполнения минифрака был составлен дизайн основного разрыва с рекомендациями проведения «гибридного» ГРП с целью создания и закрепления сети мелких трещин, а не единой магистральной трещины.

Планируемые параметры трещины приведены на рисунке 5.

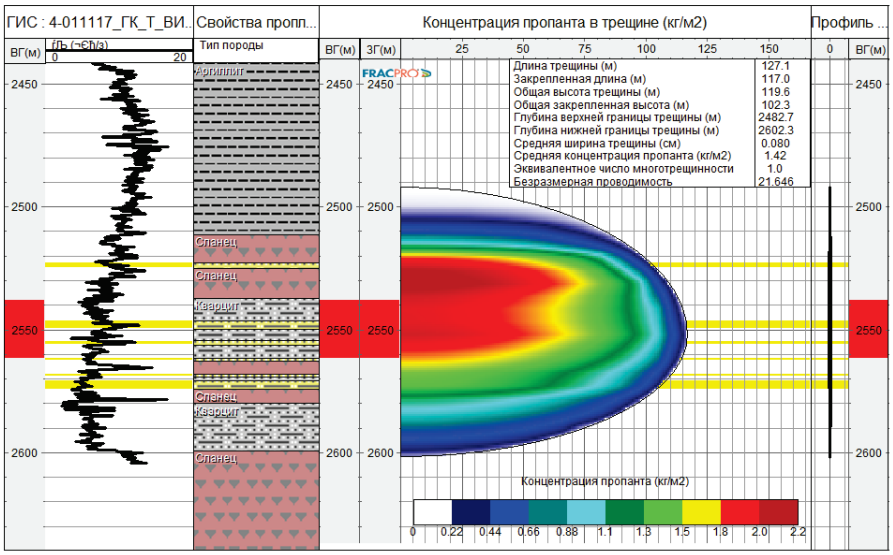

Рис. 5. ***Расчетные параметры трещины ГРП скв. 4 Кармалиновского месторождения***

Освоение скважины после ГРП начато 3 января 2018 года. Для отработки скважины использовался азотный компрессор, кроме того, применялся жидкий раствор ПАВ. 5 января 2018 года скважина перешла на самостоятельное фонтанирование. После снижения дебита воды, образовавшейся после распада геля, до 2–5 м^3/сут и стабилизации устьевых параметров начаты газогидродинамические исследования. Как и для стадии до проведения ГРП, газодинамические исследования выполнены методом установившихся отборов и записи КВД, также отбирались пробы пластовых флюидов.

По характеру изменений устьевых давлений стало очевидным, что скважина отрабатывалась в устойчивых режимах, что не фиксировалось при отработке до ГРП.

Газодинамические исследования проведены при работе скважины на прямой отвод по трубному пространству через диафрагмы Ø 3; 4; 4,5; 5; 6 мм.

Дебит газоконденсатной смеси при работе на прямой отвод на диафрагме диаметром 4,5 мм рассчитывался по формуле

$$Q_{г.см} = \frac{C \cdot P_{изм}}{0{,}098 \cdot \sqrt{\rho_{г.см} \cdot T_{изм} \cdot z}} = 39{,}62 \text{ тыс. н. м}^3\text{/сут},$$

где $P_{изм}$ — давление измерителя (9,82 МПа); $T_{изм}$ — температура измерителя (293,0 ^{0}К); C — постоянная диафрагмы (4,842); z — коэффициент сверхсжимаемости (0,726); $\rho_{г.см}$ — относительная плотность газа сепарации (0,7047).

Абсолютно свободный дебит газоконденсатной смеси рассчитывается по формуле

$$Q_{аб.св.} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b \cdot (P^2 заб - 1)} - a}{2b} = 59{,}55 \text{ тыс. н. м}^3\text{/сут},$$

где $P_{заб}$ — пластовое давление на глубине 2 518,5 м (23,19 МПа); a = 8,2541 МПа^2/(тыс. м^3/сут); b = 0,013 МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2 — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определенные по индикаторной диаграмме.

Рассчитан коэффициент гидропроводности призабойной зоны

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{3{,}68 \cdot P_{ст} \cdot \left(ln \frac{R_k}{r_c} + C \right) \cdot Z \cdot T_{пл}}{\alpha \cdot T_{ст}} = 0{,}367 \text{ мкм}^2\text{·м/мПа·с},$$

где α = 8,2541 — фильтрационный коэффициент, определенный по графику зависимости — (ΔP^2–с)/Q =f(Q); P_o = 0,1 МПа — стандартное давление; $Z_{пл}$ = 0,726 — коэффициент сверхсжимаемости; $R_к$ = 200 м — радиус контура питания (взят условно); r_c = 0,07 м — радиус скважины по долоту; C = 0 — коэффициент несовершенства; $T_{пл}$ = 389,37 ^{o}К — пластовая температура; T_o = 273 ^{o}К — стандартная температура; k = 0,00245 мкм^2 = 2,48 мД, при h = 3,6 м, μ = 0,024 сПз.

В результате проведенных исследований было установлено следующее:

- на диафрагме 5,0 мм дебит газоконденсатной смеси составил 39,6 тыс. н. м^3/сут, при $P_{тр}$ = 9,9 МПа, $P_{затр}$ = 12,55 МПа, $P_{заб}$ = 13,82 МПа;
- на штуцере/диафрагме 5,0/8,0 мм дебит газа сепарации составил 38,1 тыс. н. м^3/сут, дебит стабильного конденсата — 1,98 м^3/сут;
- пластовое давление на глубине 2 518 м определено равным 23,2 МПа, температура — 116,4 ^{0}С; скин-фактор равен –3,0.

В таблице 2 приведено сопоставление основных результатов исследований.

Таблица 2

Сопоставление результатов испытаний до и после ГРП

Параметр	Ед. изм.	До ГРП	После
Абсолютно свободный дебит газоконденсатной	тыс. н. м^3/сут	24,45	59,55
Проницаемость призабойной зоны	10^{-15} м^2	1,17	2,45
Коэффициент гидропроводности призабойной	мкм^2·м/мПа·с	0,176	0,367
Дебит газа сепарации	тыс. н. м^3/сут	9,9	38,1
Выход стабильного конденсата	см^3/н. м^3	131,4	51,9
Дебит стабильного конденсата	м^3/сут	1,07	1,98
Скин-фактор	–	0	–3,0

Анализ представленных данных показывает, что за счет проведения ГРП произошло более чем двухкратное увеличение таких параметров, как проницаемость и гидропроводность призабойной зоны.

Абсолютно свободный дебит газоконденсатной смеси вырос в 2,4 раза, а устойчивый дебит свободного газа увеличился в 3,8 раза.

То есть проведение ГРП способствовало кратному увеличению продуктивности скважины и, кроме того, обеспечило устойчивость во времени дебита газа и газового конденсата, а также устьевых давлений, что не наблюдалось на режиме отработки скв. 4 до ГРП.

Эти же особенности неустойчивых устьевых давлений были характерны для скв. 1 и 2, которые испытывались после бурения без проведения ГРП.

Учитывая многолетний опыт добычи газа в различных странах мира из нетрадиционных коллекторов, можно предположить, что бурение в условиях палеозойских отложений Кармалиновского месторождения горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП позволят еще более увеличить дебиты газа и газового конденсата.

С целью реализации данного проекта планируется продолжить исследования и работы в пределах Кармалиновского участка, а, возможно, и расширить границы изучаемого объекта.

Выводы

- За всю историю проведения на месторождении геолого-разведочных работ было пробурено пять скважин, из трех (скв. 1, 2 и 4) получены притоки газа и газового конденсата, на двух (скв. 3 и 5) промышленных притоков не получено; на скв. 5 проведен ГРП.
- Результаты бурения в комплексе с проведенными геохимическими исследованиями показали, что восточная часть лицензионного участка характеризуется отсутствием трещиноватости в палеозойских отложениях; развитие продуктивной залежи происходит в северо-западном направлении; продуктивные отложения представляют собой переслаивание аргилитов, кварцитов и сланцев, то есть характеризуются как нетрадиционный коллектор.
- Для уточнения геологического строения месторождения, а также прогнозирования развития трещиноватости палеозойских отложений планируется в 2018 году выполнить обработку и структурную интерпретацию материалов 3D-сейсморазведочных работ, завершить комплексное обобщение геологоразведочных работ и подсчет запасов по результатам бурения разведочной скв. 4.
- С целью определения потенциальных возможностей эксплуатации палеозойских отложений Кармалиновского месторождения, приуроченных к нетрадиционным коллекторам, предлагается по результатам вышеперечисленных работ обосновать место заложения, разработать проектную документацию на бурение и осуществить строительство горизонтальной скважины с проведением многостадийного ГРП.

Библиографический список

1. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С. М. Карнаухов [и др.] // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–24.
2. Гафаров Н. А., Глаголев А. И. Освоение нетрадиционных УВ-ресурсов в США: современное состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2012. – № 11. – С. 48–53.
3. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В. Л. Гулев [и др.] – М.: Недра, 2014. – 283 с.
4. Карнаухов С. М., Политыкина М. А., Тюрин А. М. Перспективы геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах юга Предуральского прогиба // Оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий Оренбургской области и определение направлений по их исследованию: сб. – М.: ОАО «Газпром», 2002. – 108 с.

5. Гриценко А. И., Мартынов В. Г., Гейхман М. Г. Проблемы и перспективы «сланцевого» газа в Российской Федерации // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям Материалы IV Междунар. конф. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014. – С. 79–89.

6. Перспективы развития минерально-сырьевой базы ООО «Газпром добыча Краснодар» за счет разработки низкопроницаемых сланцеватых пластов домелового комплекса / А. А. Захаров [и др.] // Нефть, Газ и Бизнес. – 2016. – № 3. – С. 11–20.

Сведения об авторах

Захаров Андрей Александрович, *генеральный директор ООО «Газпром добыча Краснодар», г. Краснодар, e-mail: a.zaharov@kuban.gazprom.ru*

Коротков Сергей Владимирович, *к. т. н., главный геолог, ООО «Газпром добыча Краснодар», г. Краснодар, e-mail: s.korotkov@kuban.gazprom.ru*

Гриценко Александр Иванович, *д. т. н., чл.-корр. РАН, главный ведущий сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, e-mail: a.gritsenko@vnigazprom.ru*

Ивакин Роман Александрович, *к. т. н., научный сотрудник, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, e-mail: W4155541@mail.ru*

Григулецкий Владимир Георгиевич, *д. т. н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, e-mail: gvg-tnc@mail.ru*

Information about the authors

Zakharov A. A., *General Director of LLC «Gazprom dobycha Krasnodar», Krasnodar, e-mail: a.zaharov@kuban.gazprom.ru*

Korotkov S. V., *Candidate of Engineering, Chief Geologist, LLC «Gazprom dobycha Krasnodar», Krasnodar, e-mail: s.korotkov@kuban.gazprom.ru*

Gritsenko A. I., *Doctor of Engineering, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences Chief Researcher, LLC «Gazprom VNIIGAZ», Moscow, e-mail: a.gritsenko@vnigazprom.ru*

Ivakin R. A., *Candidate of Engineering, Researcher, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, e-mail: e-mail: W4155541@mail.ru*

Griguletsky V. G., *Doctor of Engineering, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, e-mail: gvg-tnc@mail.ru*