

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МОРСКОГО ШЕЛЬФА

Смурьгин Владимир Иванович¹,
vsmurygin@gas.crimea.ru

Рабаев Руслан Уралович²,
rabaevru@rusoil.net

Блинов Сергей Алексеевич³,
blsergal@yandex.ru

Бакишев Тимур Бегайдарович³,
t.bakishev@krezol.ru

Султанов Шамиль Ханифович²,
ssultanov@mail.ru

¹ ГУП РК «Черноморнефтегаз»,
Россия, 295000, Республика Крым, г. Симферополь, пр. Кирова, 52.

² Уфимского государственного нефтяного технического университета,
Россия, 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

³ ООО «Крезол-НефтеСервис»,
Россия, 450027, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Трамвайная, 2/4.

Актуальность исследования заключается в том, что в настоящее время проблема поддержания уровней добычи углеводородов характеризуется, в том числе, недостаточной эффективностью существующих методов стимуляции и восстановления проницаемости продуктивного пласта вследствие малого охвата продуктивного пласта реагентами, как по толщине, так и по глубине проникновения, а также низкой эффективностью освоения. В этих условиях большое значение приобретают эффективные методы освоения скважин, а также методы интенсификации добычи, которые позволяют реанимировать и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне пласта. Особенно это актуально для месторождений Черноморского шельфа, где ряд эксплуатационных объектов представлен пластами-коллекторами терригенного и карбонатного состава, разрабатываемыми одновременно и где встречаются разрезы скважин с высокой неоднородностью геологических параметров.

Цель: предложить и обосновать технологию интенсификации добычи газа для скважин, разрабатывающих газонасыщенные пласты с различным типом коллектора, а также обосновать применение предложенного состава для обработки скважины и технологию обработки скважин.

Объект: скважина № 1 газоконденсатного месторождения Черноморского шельфа.

Методы. С целью качественного обоснования технологии воздействия на призабойную зону пласта выполнен геолого-промысловый анализ разработки, на керновом материале проведены лабораторные исследования по подбору оптимального кислотного состава.

Результаты. Обоснована технология интенсификации добычи газа для скважин, разрабатывающих газонасыщенные пласты с различным типом коллектора, в условиях месторождений морского шельфа. Оценена эффективность применения кислотного состава на основе 24 % соляной кислоты, и предложена технология проведения обработки скважины, включающая последовательную закачку кислотного раствора и отклонителя.

Ключевые слова:

Газовое месторождение морского шельфа, эффективные методы освоения скважин, технология интенсификации добычи газа, воздействие соляной кислоты на пласт, восстановление проницаемости пласта, обработка призабойной зоны пласта.

Введение

В настоящее время проблема поддержания уровней добычи углеводородов характеризуется, в том числе, недостаточной эффективностью существующих методов стимуляции и восстановления проницаемости продуктивного пласта вследствие малого охвата продуктивного пласта реагентами, как по толщине, так и по глубине проникновения, а также низкой эффективностью освоения. В этих

условиях большое значение приобретают эффективные методы освоения скважин, а также методы интенсификации добычи, которые позволяют реанимировать и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне пласта (ПЗП). Наряду с широко используемыми химическими методами интенсификации все чаще применяются и другие методы воздействия, обеспечивающие комплексное действие при проведении об-

работок скважин для повышения эффективности и сокращения затраченного времени закачки интенсифицирующих реагентов и вывода скважины на режим. При использовании подобных технологий и методов проявляется комплекс эффектов и явлений, в совокупности способствующих повышению эффективности обработки скважин [1–9].

Современные технологии и методы должны быть направлены на увеличение поверхности контакта реагента с породой, снижение количества необработанного порового пространства и ускорение массообменных процессов в пласте при дополнительном подключении «в работу» ранее не дренируемые зоны. Благодаря этому возрастает доля поровых каналов для фильтрации в них жидкости, и, соответственно, повышается эффективность химического воздействия [5–9, 10–17]. Разработка технологии интенсификации добычи газа и последующая ее реализация в условиях морского шельфа и, соответственно, технические возможности морских платформ требуют проведения геолого-промысловых и лабораторных исследований. Особенно это актуально для месторождений Черноморского шельфа, где ряд эксплуатационных объектов представлен пластами-коллекторами терригенного и карбонатного состава, разрабатываемыми одновременно.

Об объекте исследований

Снижение эффективности эксплуатации скважин также наблюдается на ряде газовых и газоконденсатных месторождений Черноморского шельфа. На примере скважины № 1 газоконденсатного месторождения предложена технология обработки призабойной зоны скважины и обоснован химический состав для одновременного воздействия на продуктивные пласты, представленные

карбонатным и терригенным коллектором. Скважиной № 1 одновременно разрабатывается два продуктивных пласта в верхне- и нижнепалеоценовых отложениях. Изучение и обобщение геологической информации о породах продуктивной части разреза скважины позволило отметить, что объект исследования характеризуется достаточно высокой неоднородностью. Литологический разрез скважины № 1 верхнего палеоцена представлен чередованием песчаника, глинистого известняка и мергеля, а нижнего палеоцена – переслаиванием алевритистого и глинистого известняка. Основная геолого-геофизическая информация по объекту исследования представлена в табл. 1.

Основной причиной снижения продуктивности скважины № 1 послужило то, что при приобщении в разработку залежи в верхнем палеоцене для ликвидации поглощения в нижнем палеоцене в скважину № 1 проводилась закачка кольматирующих пачек. Анализ результатов проведенного геолого-технического мероприятия (ГТМ) позволил предположить, что после ГТМ продуктивные пласты нижнего палеоцена разрабатываются неэффективно.

Первый этап работ

Первым этапом выполненных работ являлся подбор кислотного состава, одинаково эффективно «работающего» как в продуктивных пластах верхнепалеоценового комплекса пород, так и в пластах нижнепалеоценового комплекса. Для достижения этой цели протестированы образцы кернового материала скважины газоконденсатного месторождения [18–20]:

- I – алеврит верхнепалеоценового возраста;
- II – известняк нижнепалеоценового возраста;

Таблица 1. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов верхнего и нижнего палеоцена по данным обработки результатов ГИС

Table 1. Geological and geophysical characteristics of the productive layers of the Upper and Lower Paleocene according to the well logging results processing data

Интервал, м Interval, m	Возраст Age	Литология Lithology	Тип коллектора Type of collector	Толщина, м Thickness, m	Удельное электрическое сопротивление, Ом·м Specific electrical resistance, Ohm m			Пористость по АК Porosity by AL	Глинистость по ГК (с _г) Clayiness in GRL (Kg)	Насыщение (K _н) Saturation (K _{иг})	Характер насыщения Nature of saturation
					БК LL	ИК PL	принятое accepted				
1665,9–1668,3	верхний палеоцен upper paleocene	терригенный terrigenous	поровый porches	2,4	1,6	2,4	2,4	25,0	25,4	52,1	заглинизированный, газоносный clayed gas-bearing
1668,3–1709,0				40,7	2,4	4,4	4,4	27,0	12-18	69,1	газоносный gas-bearing
1753,0–1761,4	нижний палеоцен lower paleocene	терригенно-карбонатный terrigenous-carbonate	смешанный mixed	8,4	4-9	4-7	4-7	15,1	11,7	50-63	неоднородный, газоносный heterogeneous, gas-bearing
1763,1–1764,8				1,7	14,7	19,8	19,8	9,9	–	66,8	газоносный gas-bearing
1764,8–1769,6				4,8	14,4	17,2	17,2	12,8	12,4	76,2	
1769,6–1775,5				5,9	7,8	8,5	8,5	12,1	11,4	60,2	

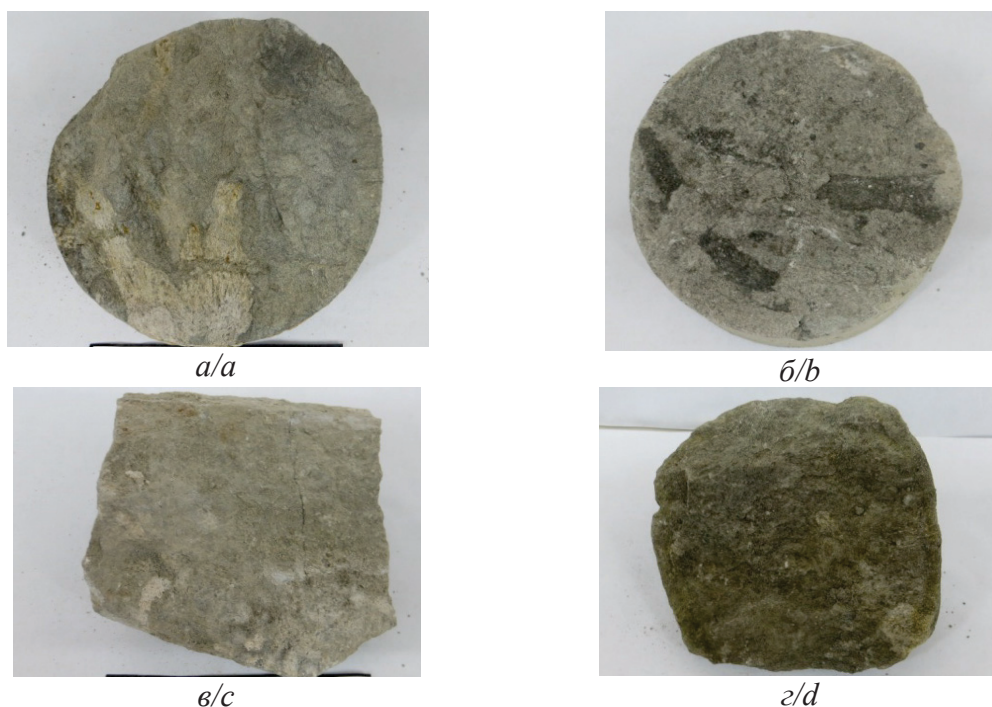


Рис. 1. Внешний вид образцов кернового материала скважины № 1: а) интервал 1452,25–1457,75, вынос керна 5,5 м, верхний палеоцен, алевролит; б) интервал 1528,5–1535,0, вынос керна 6,0 м, нижний палеоцен, известняк; в) интервал 1526,7–1527,5, вынос керна 3,5 м, нижний палеоцен, известняк; г) интервал 1457,75–1463,25, вынос керна 5,5 м, верхний палеоцен, алевролитистый песчаник

Fig. 1. Appearance of samples of core material of well no. 1: a) interval 1452,25–1457,75, core discharge 5,5 m, Upper Paleocene, siltstone; b) interval 1528,5–1535,0, core discharge 6,0 m, Lower Paleocene, limestone; c) interval 1526,7–1527,5, core discharge 3,5 m, Lower Paleocene, limestone; d) interval 1457,75–1463,25, core discharge 5,5 m, Upper Paleocene, siltstone

- III – известняк нижнепалеоценового возраста;
- IV – алевролитистый песчаник верхнепалеоценового возраста.

Внешний вид образцов кернового материала представлен на рис. 1.

Оценку действия кислотных составов на основе 15 %, 20 % и 24 % растворов соляной кислоты на керн производили по количеству растворенной породы в течение заданного времени при соответствующей пластовой температуре (53 °C). Для исследований использовали керновый материал, дезинтегрированный до фракции менее 0,2 мм. Следует отметить, что кислотный состав включал различные концентрации ингибитора, деэмульгатора, стабилизатора железа.

Результаты исследования растворяющей способности кислотных составов представлены в табл. 2.

Таблица 2. Потеря массы образца кернового материала в кислотном составе

Table 2. Loss of mass of core material sample in acid composition

№ образца кернового материала Core sample number	Потеря массы образца керна за 24 ч, % Loss of mass of core sample for 24 hours, %		
	(HCl 15 %)	(HCl 20 %)	(HCl 24 %)
I	7,3	7,1	7,4
II	80,9	81,2	80,8
III	81,7	82,4	81,6
IV	10,0	9,8	9,9

Потеря массы образца керна за 24 часа практически не меняется в зависимости от концентрации кислотного состава. Кроме этого, проведенные лабораторные исследования на вторичное осадкообразование и определение коррозионной агрессивности кислотных составов позволили сделать следующие выводы:

- при нейтрализации истощенных кислотных составов до pH 6–7 выпадение вторичных осадков не наблюдается;
- скорость коррозии кислотных составов при 20 °C за 24 ч от 0,05 г/(м²·ч) до 0,14 г/(м²·ч) (при норме 0,2 г/(м²·ч)), скорость коррозии кислотных составов при 55 °C за 5 ч: 1,2 г/(м²·ч) – (15 % HCl); 3,9 г/(м²·ч) – (20 % HCl); 6,8 г/(м²·ч) – (24 % HCl).

Общим результатом данного этапа исследований является:

- образцы кернового материала № II и III более подвержены растворению в кислотных составах при пластовой температуре (53 °C). Потеря массы для образцов керна № II и III за 24 часа практически не меняется в зависимости от концентрации кислотного состава и составляет 81–82 %.
- образцы кернового материала № I и IV наименее растворимы в кислотных составах при пластовой температуре (53 °C). Потеря массы образ-

цов керна за 24 ч не меняется в зависимости от концентрации кислотного состава и составляет 7,5–10 %.

- для растворения одного и того же объема породы, представленного известняком, потребуется в 1,5–2 раза больше кислотного раствора. Моделирование увеличения объема закачиваемого реагента в промысловых условиях может привести к осложнениям при освоении, т. к. уменьшение концентрации кислоты возможно при увеличении объема водной составляющей, что в условиях наличия глинистого материала (20 %) может привести к разбуханию и ухудшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора.

Второй этап работ

Следующим этапом исследований являлось обоснование технологии воздействия на призабойную зону пласта.

Анализ геологической информации, геолого-технических мероприятий, истории эксплуатации и технического и технологического оборудования скважины № 1, результатов лабораторных исследований воздействия кислотного раствора на керне, отобранном из продуктивных пластов верхнего и нижнего палеоцена, позволил рассмотреть II варианта интенсификации добычи газа:

- I – обработка раствором соляной кислоты продуктивных пластов верхнего и нижнего палео-

цена путем последовательной закачки в скважину кислотного раствора и отклонителя;

- II – обработка раствором соляной кислоты продуктивных пластов нижнего палеоцена путем установки пакера между продуктивными пластами верхнего и нижнего палеоцена и последовательная обработка кислотным раствором и отклонителем продуктивных пластов нижнего палеоцена.

С целью прогнозирования эффективности предложенных технологий выполнено моделирование обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта с помощью программного обеспечения. Результаты расчетов свидетельствуют об эффективной реализации технологии, в том числе качественного решения вопроса о повышении продуктивности пластов в нижнем палеоцене и улучшение ФЕС в призабойной зоне пласта в верхнем палеоцене (рис. 2).

Предварительные расчеты эффективности I и II вариантов показали близкий технологический эффект от реализации технологий интенсификации добычи газа. Второй вариант, на наш взгляд, является нецелесообразным как по причине сложной технологической его реализации на платформе, так и со стороны экономической оценки. Вопрос о последовательной обработке всех продуктивных пластов необходимым объемом кислотного состава может быть успешно решен использованием отклонителя. Задачей отклонителя является изоляция «обработанного»

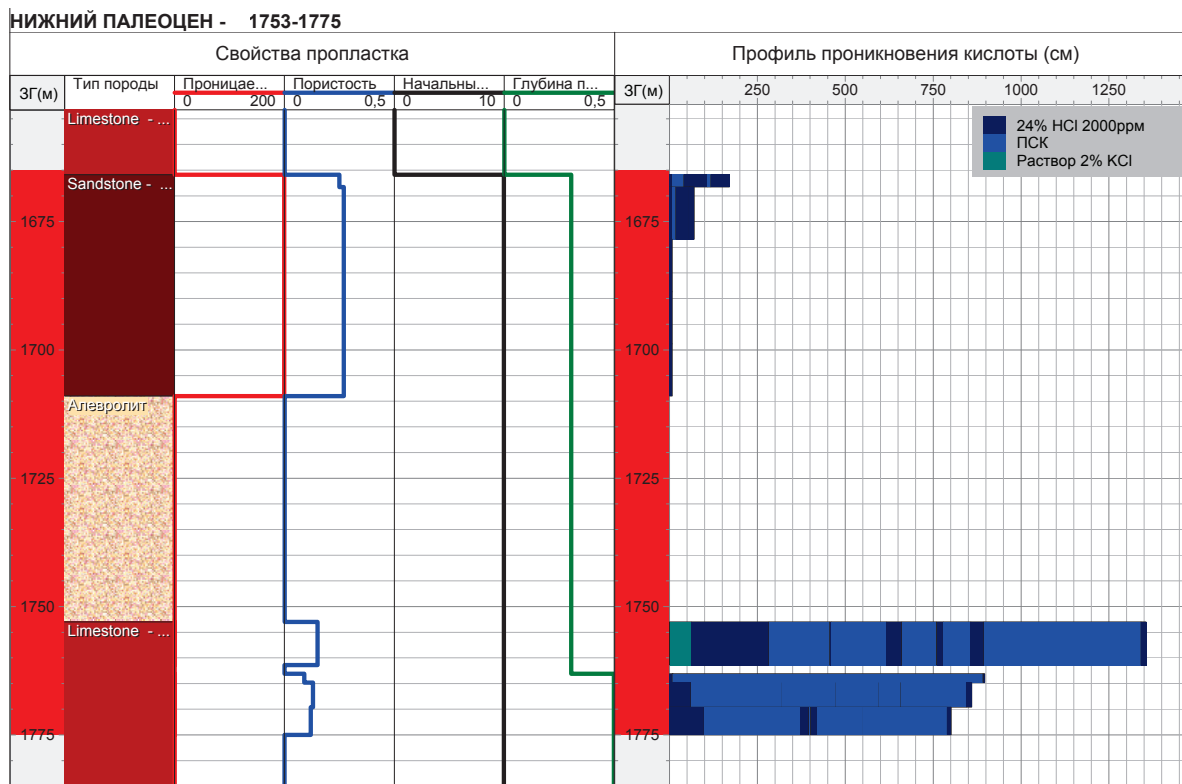


Рис. 2. Профиль проникновения в пропластки

Fig. 2. Side view of penetration into interlayers

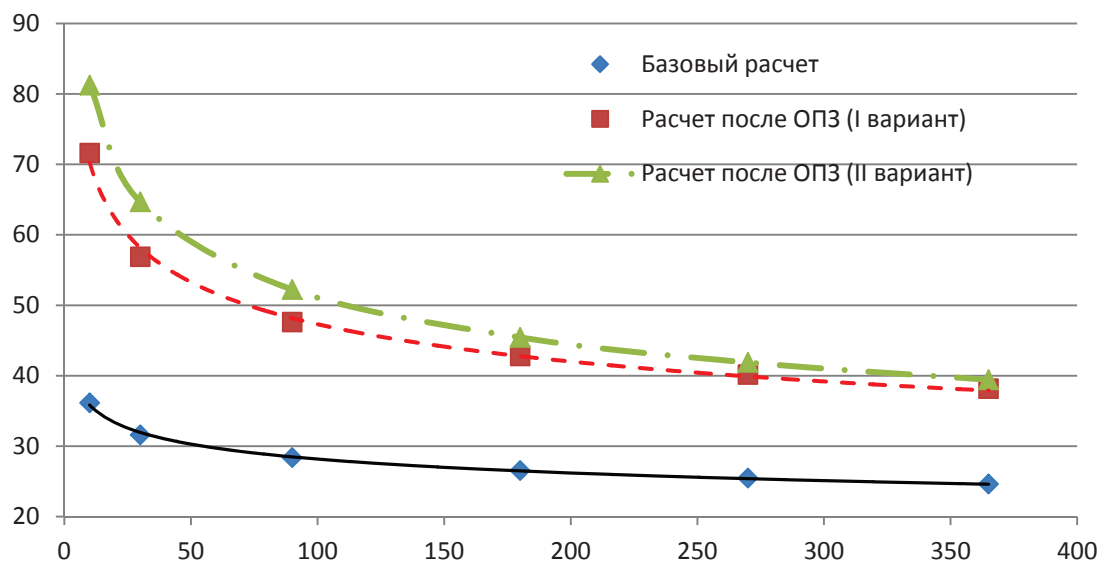


Рис. 3. Динамика прогнозных дебитов газа (тыс. м³/сут) по времени (сут)

Fig. 3. Dynamics of forecast gas production rates (thousand meters³/day) by time (days)

Таблица 3. Прогнозные дебиты газа по базовому варианту и после проведения геолого-технических мероприятий

Table 3. Forecast gas production rates for the basic version and after geological and technical measures

Временные «срезы» (сутки) Temporary «slices» (day)	Дебит газа/Gas yield		
	базовый вариант (тыс. м³/сут) basic version (thousand m³/day)	после проведения ОПЗ по I варианту (тыс. м³/сут) after the BT by the I variant (thousand m³/day)	после проведения ОПЗ по II варианту (тыс. м³/сут) after the BT by the II variant (thousand m³/day)
10	32,15	71,6	81,24
30	31,6	56,88	64,67
90	28,37	47,62	52,23
180	26,53	42,81	45,44
270	25,46	40,17	41,88
365	24,63	38,16	39,42
Накопленная добыча за год (млн м³) Accumulated production per year (million m³)	10,07	16,89	17,634

кислотным составом пласта от следующей «порции» кислотного раствора. Тем самым раствор отклонителя косвенно заменяет использование пакера. Результаты расчета дополнительно добытого газа для предложенных вариантов приведены на рис. 3 и в табл. 3.

Заключение

Для скважин, разрабатывающих газонасыщенные пласты с различным типом коллектора, в условиях месторождений морского шельфа обоснована технология интенсификации добычи газа. На основании лабораторных исследований на керне обоснован кислотный состав на основе 24 % соляной кислоты и предложена технология проведения обработки скважины, включающая последовательную закачку кислотного раствора и отклонителя. Расчет технологической эффективности показал, что при реализации данной технологии дополнительная добыча газа составит более 6,8 млн м³ газа за год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Буркова А.А. Проблемы эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений // Сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – Краснодар: ИД «Юг», 2017. – С. 42–43.
- Нетривиальные подходы к доразведке и освоению морских частей газовых и газоконденсатных залежей Харасавэйского и Крузенштернского месторождений на Приямальском шельфе / А.Ф. Огнев, А.Д. Митрофанов, А.А. Коробейников, Е.Ю. Трясин, М.Л. Цемкало, Д.А. Губарев // Газовая промышленность. – 2011. – № 13. – С. 72–76.
- Муллаев Б.Т., Тастемиров А.Р., Туркпенбаева З.Ж. Оптимизация проекта разработки и обустройства углеводородного ме-

- сторождения на морском шельфе // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 4. – № 4. – С. 11–27.
- Ягафаров А.К. Интенсификация притока пластовых флюидов в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2010. – 231 с.
- Сингуров А.А. Интенсификация добычи углеводородов в низкопроницаемых терригенных пластах газовых скважин с помощью лимонной кислоты // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 1 (57). – С. 82–85.
- Новиков А.В., Вольф А.А. Рекомендации по эксплуатации, ремонту, интенсификации притока газовых скважин на заключительной стадии разработки // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2017. – С. 92–95.

7. Карачарова Ю.В., Безносиков А.Ф. Технологии при проведении геолого-технических мероприятий на газовых скважинах // Современные технологии в нефтегазовом деле-2016: Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала. – Октябрьский, 2016. – С. 244–249.
8. Реагентные композиции, направленные на восстановление и повышение производительности газовых скважин со сложными горно-геологическими условиями / Р.А. Гасумов, В.А. Суковицын, А.А. Гаврилов, В.А. Супрунов, А.Я. Третьяк, Б.Ф. Галай, В.П. Мочалов // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 8. – С. 52–57.
9. Шпильман Т.М., Кузьмина Е.С. Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2014. – № 14 (175). – С. 71–76.
10. Determinants of oil and gas investments on the Norwegian Continental Shelf / M. Berntsen, K. Skjong Bøe, Th. Jordala, P. Molnár // Energy. – 2018. – V. 148. – P. 904–914.
11. CO₂ storage in depleted oil and gas fields in the Gulf of Mexico / E. Agartan, M. Gaddipati, Y. Yip, B. Savage, Ch. Ozgen // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2018. – V. 72. – P. 38–48.
12. System evaluation of offshore platforms with gas liquefaction processes / Tuong-Van Nguyen, Silvio de Oliveira Juniora // Energy. – 2018. – V. 144. – P. 594–606.
13. Decision making during treatment of bottomhole zone by polymeric systems on the basis of indefinite cluster analysis / T.Sh. Salavatova, A.S. Strekovb, M.K. Karazhanovac, B.N. Koilybayevd // Procedia Computer Science. – 2017. – V. 119. – P. 478–480.
14. Short-term production optimization of offshore oil and gas production using nonlinear model predictive control / A. Willersrud, L. Ims landa, S. Olav Haugerb, P. Kittilsenb // Journal of Process Control. – 2013. – V. 23. – № 2. – P. 215–223.
15. Jinxing Dai . Ch. 7. Coal-Derived Gas Fields and the Gas Sources of Offshore China // Giant Coal-Derived Gas Fields and their Gas Sources in China. – 2017. – V. 48. – P. 447–549.
16. Failure analysis of the offshore process component considering causation dependence / S.M. Deyaba, M. Taleb-berrouaneab, F. Khana, M. Yangac // Process Safety and Environmental Protection. – 2018. – V. 57. – P. 220–232.
17. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature / J. Ogdena, A. Myers Jaffe, D. Scheitrum, Z. McDonald, M. Millera // Energy Policy. – 2018. – V. 115. – P. 317–329.
18. Морев А.В., Морев В.А. Выбор оптимальных условий подготовки образцов керна к петрофизическим исследованиям // Естественные и технические науки. – 2014. – № 11–12 (78). – С. 144–147.
19. Зубков А.А., Гарушев Э.А., Бекетов С.Б. Влияние химических добавок на коррозионные свойства кислотных составов для воздействия на продуктивные нефтегазовые пласты // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 8. – С. 58–61.
20. Интенсифицирующий кислотный состав для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов и терригенных коллекторов с высокой карбонатностью / Л.А. Магадова, Е.Г. Гавей, М.Д. Пахомов, В.Б. Губанов, М.М. Мухин, М.В. Трофимова, Н.С. Маркова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 80–82.

Поступила 26.04.2018 г.

Информация об авторах

Смурыгин В.И., начальник группы по капитальному ремонту скважин управления буровых работ ГУП РК «Черноморнефтегаз».

Рабеев Р.У., кандидат технических наук, начальник управления нефтегазового инжиниринга и проектирования Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Блинов С.А., кандидат технических наук, главный геолог отдела геолого-технических мероприятий ООО «Крезол-НефтеСервис».

Бакишев Т.Б., заместитель директора ООО «Крезол-НефтеСервис».

Султанов Ш.Х., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета, заведующий лабораторией «Математического моделирования процессов нефтегазоизвлечения» Института стратегических исследований Республики Башкортостан.

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF TECHNOLOGY OF STIMULATION OF GAS PRODUCTION FROM PRODUCTIVE FORMATIONS WITH VARIOUS TYPES OF RESERVOIRS IN THE CONDITIONS OF THE OFFSHORE FIELDS

Vladimir I. Smurygin¹,
vsmurygin@gas.crimea.ru

Ruslan U. Rabaev²,
rabaevru@rusoil.net

Sergey A. Blinov³,
blsergal@yandex.ru

Timur B. Bakishev³,
t.bakishev@krezol.ru

Shamil Kh. Sultanov²,
ssultanov@mail.ru

¹ Chernomorneftegaz,
52, Kirov avenue, Simferopol, Republic of Crimea, 295000, Russia.

² Ufa State Petroleum Technical University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, Republic of Bashkortostan, 450062, Russia.

³ Cresol-NefteServis,
2/4, Tramvaynaya street, Ufa, Republic of Bashkortostan, 450027, Russia.

The relevance of the research is in the fact that at present the problem of maintaining hydrocarbon production levels is characterized, in particular, by the insufficient effectiveness of existing methods of stimulating and restoring the permeability of the productive formation due to small coverage of the productive formation with reagents, both in thickness and depth of penetration, and also low efficiency of development. In these conditions, the effective methods of well development are of great importance, as well as the methods of production intensification that allow the reservoir filtration characteristics to be resuscitated and improved in the bottomhole formation zone. This is especially true for the Black Sea shelf deposits, where a number of operational objects are represented by reservoirs-terrigenous and carbonate reservoirs that are being developed simultaneously, there are sections of wells with high heterogeneity of geological parameters.

The main aim of the research is to propose and justify the technology of intensification of gas production for wells, developing gas-saturated reservoirs with different types of reservoir, and also to justify the use of the proposed composition for well treatment and well treatment technology.

Object: well no. 1 of gas condensate field of the Black Sea shelf.

Methods. To substantiate qualitatively the impact technology on the bottomhole formation zone, the authors have carried out the geological and commercial analysis of development and performed the laboratory studies on selection of optimal acid composition on core material.

Results. The authors substantiated the technology of intensification of gas production for wells developing gas saturated reservoirs with different types of reservoir in conditions of offshore fields; proved the efficiency of using acidic composition based on 24 % hydrochloric acid and proposed and the technology of well treatment including sequential injection of acid solution and deflector.

Key words:

Gas field of the offshore shelf, effective methods of well development, technology of gas production intensification, salt acid impact on the layer, restoration of formation permeability, treatment of bottomhole formation zone.

REFERENCES

1. Burkova A.A. Problemy ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy [Problems of well operation at the late stage of field development]. *Sbornik tezisev dokladov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashennoy 100-letiyu FGBOU VO «Kubanskiy gosudarstvennyy tekhnologicheskii universitet»* [Collection of abstracts of the International Scientific and Practical Reports dedicated to the 100th anniversary of the FGBOU VO «Kuban State Technological University»]. Krasnodar, Yug Publ., 2017. pp. 42–43.
2. Ognev A.F., Mitrofanov A.D., Korobeynikov A.A., Tryasin E.Yu., Tsemkalo M.L., Gubarev D.A. Netrivialnye podkhody k dorazvedke i osvoeniyu morskikh chastey gazovykh i azokondensatnykh zalezhey Kharasaveyskogo i Kruzenshternskogo mestorozhdeniy na Priyamalskom shelfe [Nontrivial approaches to additional exploration and development of marine parts of gas and gas condensate deposits of Kharasavey and Kruzenshtern deposits on the Yamal shelf]. *Gazovaya promyshlennost*, 2011, no. 13, pp. 72–76.
3. Mullaev B.T., Tastemirov A.R., Turkpenbaeva Z.Z. Optimizatsii proekta razrabotki i obustroystva uglevodorodnogo mestorozhdeniya na morskoy shelfe [Optimization of the project of development and arrangement of a hydrocarbon deposit on the sea shelf]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz*, 2016, no. 4, pp. 11–27.

4. Yagafarov A.K. Intensifikatsiya pritoka plastovykh flyuidov v neftnykh i gazovykh skvazhinakh [Intensification of tributaries of formation fluids in oil and gas wells]. Tyumen, Vektor Buk Publ., 2010. 231 p.
5. Singurov A.A. Intensifikatsiya dobychi uglevodorodov v nizkopronitsaemykh terrigennykh plastakh gazovykh skvazhin s pomoshchyu limonnoy kisloty [Intensification of hydrocarbon production in low permeable terrigenous reservoirs of gas wells with the help of citric acid]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2014, no. 1 (57), pp. 82–85.
6. Novikov A.V., Wolf A.A. Rekomendatsii po ekspluatatsii, remontu, intensivatsii pritoka gazovykh skvazhin na zaklyuchitel'noy stadii razrabotki [Recommendations on operation, repair, intensification of the flow of gas wells at the final stage of development]. *Opyt, aktualnye problemy i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii obuchayushchikhsya, aspirantov i uchennykh* [Experience, current problems and prospects for development of oil and gas complex materials of the International Scientific and Practical Conference of Students, PhD students and scientists]. Tyumen, 2017. pp. 92–95.
7. Karacharova Yu.V., Beznosikov A.F. Tekhnologii pri provedenii geologo-tekhnikeskikh meropriyatiy na gazovykh skvazhinakh [Technologies in geological and technical measures on gas wells]. *Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele-2016. Sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnikeskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu filiala* [Modern technology in the oil and gas business-2016. Proc. of the International Scientific and Technical Conference on the 60th anniversary of the branch]. Oktyabrskiy, UGNTU Publ., 2016. pp. 244–249.
8. Gasumov R.A., Sukovitsyn V.A., Gavrillov A.A., Suprunov V.A., Tretyak A.Y., Galay B.F., Mochalov V.P. Reagentnye kompozitsii, napravlennye na vosstanovlenie i povyshenie proizvoditelnosti gazovykh skvazhin so slozhnymi gorno-geologicheskimi usloviyami [Reagent compositions aimed at restoring and increasing the productivity of gas wells with complex mining and geological conditions]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2017, no. 8, pp. 52–57.
9. Shpilman T.M., Kuzmina E.S. Otsenka ekonomicheskoy effektivnosti geologo-tekhnikeskikh meropriyatiy [Estimation of economic efficiency of geological and technical measures]. *Bulletin of the Orenburg State University*, 2014, no. 14 (175), pp. 71–76.
10. Berntsen M., Skjong Boe K., Jordala Th., Molnár P. Determinants of oil and gas investments on the Norwegian Continental Shelf. *Energy*, 2018, vol. 148, pp. 904–914.
11. Agartan E., Gaddipati M., Yip Y., Savage B., Ozgen Ch. CO₂ storage in depleted oil and gas fields in the Gulf of Mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, vol. 72, pp. 38–48.
12. Tuong-Van Nguyen, Silvio de Oliveira Juniora. System evaluation of offshore platforms with gas liquefaction processes. *Energy*, 2018, vol. 144, pp. 594–606.
13. Salavatova T.Sh., Strekovb A.S., Karazhanovac M.K., Koilybayevd B.N. Decision making during treatment of bottomhole zone by polymeric systems on the basis of indefinite cluster analysis. *Procedia Computer Science*, 2017, vol. 119, pp. 478–480.
14. Willersrud A., Ims landa L., Olav Hauger S., Kittilsen P. Short-term production optimization of offshore oil and gas production using nonlinear model predictive control. *Journal of Process Control*, 2013, vol. 23, no. 2, pp. 215–223.
15. Jinxing Dai. Ch. 7. Coal-Derived Gas Fields and the Gas Sources of Offshore China. *Giant Coal-Derived Gas Fields and their Gas Sources in China*, 2017, vol. 48, pp. 447–549.
16. Deyaba S.M., Taleb-berrouaneab M., Khana F., Yangac M. Failure analysis of the offshore process component considering causation dependence. *Process Safety and Environmental Protection*, 2018, vol. 57, pp. 220–232.
17. Ogdena J., Myers Jaffe A., Scheitrum D., McDonald Z., Millera M. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. *Energy Policy*, 2018, vol. 115, pp. 317–329.
18. Morev A.V., Morev V.A. Vybor optimalnykh usloviy podgotovki obraztsov kerna k petrofizicheskim issledovaniyam [Choice of optimum conditions for preparation of core samples for petrophysical studies]. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, 2014, no. 11–12 (78), pp. 144–147.
19. Zubkov A.A., Garushev E.A., Beketov S.B. Vliyaniye khimicheskikh dobavok na korrozionnye svoystva kislotnykh sostavov dlya vozdeystviya na produktivnye neftegazovye plasty [Influence of chemical additives on corrosive properties of acid formulations for impact on productive oil and gas reservoirs]. *Neft, gaz i biznes*, 2012, no. 8, pp. 58–61.
20. Magadova L.A., Gaevoy E.G., Pakhomov M.D., Gubanov V.B., Mukhin M.M., Trofimova M.V., Markova N.S. Intensifikatsiya kislotoy sostav dlya obrabotki nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorov i terrigennykh kollektorov s vysokoy karbonatnostyu [Intensifying acid composition for treatment of low-permeability carbonate reservoirs and terrigenous reservoirs with high carbonate content]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, no. 6, pp. 80–82.

Received: 26 April 2018.

Information about the authors

Vladimir I. Smurygin, head of the group on capital repair of wells of the drilling department, Chernomorneftegaz.

Ruslan U. Rabaev, Cand. Sc., head of oil and gas engineering, Ufa State Petroleum Technical University.

Sergey A. Blinov, Cand. Sc., chief geologist, Cresol-NefteServis.

Timur B. Bakishev, deputy director, Cresol-NefteServis.

Shamil Kh. Sultanov, Dr. Sc., associate professor, professor, Ufa State Petroleum Technical University, head of the laboratory «Mathematical Modeling of Oil and Gas Extraction», Institute of Strategic Studies of the Republic of Bashkortostan.