

Ограничение притока газа в горизонтальных скважинах Восточно-Мессояхского месторождения с помощью самогенерирующегося пенно-полимерного состава с гидрогелем

Limitation of gas inflow in horizontal wells at the Vostochno-Messoyakhskoye field using a self-generating foam polymer composition with hydrogel

D.V. Karazeev¹, S.A. Vezhnin¹, V.A. Strizhnev¹, A.M. Levadsky¹, A.A. Mamykin¹, A.A. Oleynik², A.V. Shirobokov², B.R. Minnebaev², P.N. Belovus², I.Z. Mullagalina¹

¹Ufa Scientific and Technical Center LLC, RF, Ufa
²Messoyakhaneftgaz JSC, RF, Tyumen

E-mail: karazeev@ufntc.ru

Keywords: repair and insulation works, horizontal wells, self-generating foam-gel systems, field research

Isolation of gas inflow in oil wells is one of the most complicated types of repair and insulation works. Traditional methods for these purposes are ineffective. So, to blockade gas flows into the well, cement slurry cannot be pumped in the required volume, and gel screens create only a temporary blockade, since gas easily penetrates the gel structure and forms new channels. For gas isolation in horizontal wells, the authors proposed to carry out two-stage injection. A self-generating foam polymer system consisting of gel-forming and gas-forming compositions should be used at the first stage. Because of the components interaction, a foam-gel structure with increased rheological and filtration characteristics is formed in a controlled time. In the second stage of processing, the foam polymer system is reinforced with a hydrogel based on polyacrylamide, cross-linked with an organic cross linker. For successful processing it is very important to diagnose clearly the sources of gas inflow, taking into account the design features of each horizontal well and the geology of the development reservoir. Only comparison of all these factors results to plan the treatment design correctly for each well. Output and input quality chemicals control, their conveying and storage conditions have also a great importance. The experimental work carried out on three horizontal wells confirmed the correctness of the chosen approach. Purpose of gas inflow seal was achieved at two wells, and unsuccessful processing of the third well, provided material for changing the treatment design. It depends on the design of the well and the sources of gas inflow. The purpose of pilot field tests has been achieved, the proposed technology can be used on objects with similar geological and physical properties.

Разработка и эксплуатация залежей с газовой шапкой обуславливают рост объемов ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ограничению притока газа в скважины, интенсивные прорывы которого снижают вероятность достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). РИР по ограничению притока газа в нефтяных горизонтальных скважинах (ГС) являются одним из сложных и наименее успешных видов ремонтных работ. Использование при этом классических гидроге-

Д.В. Каразеев¹
С.А. Вежнин¹
В.А. Стрижнев¹, к.т.н.
А.М. Левадский¹
А.А. Мамыкин¹, к.х.н.
А.А. Олейник²
А.В. Ширококов²
Б.Р. Миннебаев²
П.Н. Беловус²
И.З. Муллагалин¹, к.х.н.

¹ООО «Уфимский научно-технический центр»
²АО «Мессояханефтегаз»

Адрес для связи: karazeev@ufntc.ru

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы (РИР), горизонтальные скважины (ГС), самогенерирующийся пенно-полимерный состав (ППС), опытно-промышленные испытания (ОПИ)

Для цитирования: Ограничение притока газа в горизонтальных скважинах Восточно-Мессояхского месторождения с помощью самогенерирующегося пенно-полимерного состава с гидрогелем / Д.В. Каразеев, С.А. Вежнин, В.А. Стрижнев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 37-41. - <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-37-41>
Karazeev D.V., Vezhnin S.A., Strizhnev V.A. et al., *Limitation of gas inflow in horizontal wells at the Vostochno-Messoyakhskoye field using a self-generating foam polymer composition with hydrogel* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2024, No. 4, pp. 37-41, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-37-41>

лей [1], широко применяемых для ограничения притока воды, как правило, малоэффективно, поскольку газ легко проходит через гелевую структуру и образует новые каналы.

Более эффективно контроль прорывов газа обеспечивают пенно-полимерные и пенно-гелевые композиции [2], состоящие из растворов ПАВ и полимеров. В данном случае прорывающийся газ при взаимодействии с раствором ПАВ образует пену, которая в полимерном рас-

творе или геле превращается в пенно-полимерную либо пенно-гелевую систему с повышенными структурно-механическими свойствами. В работе [3] показано, что пенообразующую оторочку раствора ПАВ или ПАВ + полимер следует подкреплять гелеобразующей оторочкой, что повышает эффективность газоизоляции. Для предотвращения газопровывлений при глушении скважин применяется также композиция биополимера с неионными ПАВ [4]. В работе [5] предложено использовать пеногель, состоящий из сшитого полимера, газы выделяющего и пенообразующего агентов.

В данной статье рассматриваются результаты проведения опытных РИР, выполненных в 2022–2023 гг., по ограничению притока газа с применением технологии на основе использования самогенерирующегося пенно-полимерного состава (ППС) и реагента NGT-Chem-3, разработанных специалистами ООО «Уфимский НТЦ». Целью являлось повышение эффективности РИР по ограничению притока газа в добывающих ГС пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения с массивной залежью нефти с газовой шапкой и подстилающей водой. Продуктивный коллектор сложен слабосцементированным, преимущественно мелкозернистым алевритовым среднепроницаемым (около 0,3 мкм²) песчаником, нефть высоковязкая (111–121 мПа·с), тяжелая, битуминозная (плотность 0,945 г/см³ в поверхностных условиях), малопарафинистая. Пластовая температура равна 16 °С. Работы проводились в трех ГС с диаметром эксплуатационных колонн 146, 168 и 178 мм. Скважины оборудованы сетчатыми и перфорированными фильтрами-хвостовиками. Протяженность горизонтального участка – от 600 до 1500 м.

На основании предложения специалистов ООО «Уфимский НТЦ», а также проверки эффективности результатов экспериментов, выполненных в независимой лаборатории, для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) работниками АО «Мессояханефтегаз» была выбрана технология с использованием самогенерирующегося ППС и реагента NGT-Chem-3. Особенностью применения ППС является добавление газогенерирующих компонентов в процессе приготовления состава на устье скважины с образованием пены непосредственно в ее стволе и призабойной зоне пласта. При взаимодействии компонентов газогенерирующей смеси выделяется свободный газ – азот, пузырьки которого распределяются в вязком растворе полимера. Время газогенерации и гелеобразования регулируется в зависимости от пластовой температуры варьированием концентрацией компонентов [6] и подкислителей. Необходимо отметить, что структурно-механические параметры ППС, определенные с использованием осцилляционной и сдвиговой реометрии, а также фактор остаточного сопротивления, установленный по данным фильтрационных исследований, кратно превышают показатели сшитого геля без генерации пены [6]. Кроме того, ППС позволяют создавать более протяженные защитные экраны в заданных интервалах пласта по сравнению с полимерными композициями, а наличие пены повышает эффективность изоляции притока газа. Пена, образованная в гидрогеле, является высокостойкой и по природе полутвердой.

Экспериментально установлено, что при докреплении ППС реагентом NGT-Chem-3 увеличивается эффективность газоизоляции и ограничивается приток воды [7]. Данный реагент представляет собой одноупаковочный состав, не требующий введения других реагентов. Для приготовления на его основе гидрогеля в качестве растворителя используется пресная или низкоминерализованная (до 50 г/л) вода. Реагент NGT-Chem-3 при растворении в воде сначала образует гелант, после закачки в пласт становится гелем с прочной сшитой сетчатой структурой. Высокая прочность геля обеспечивается применением специально подобранных полимеров, а также сшивателей органической природы [1] и добавок. Полимерный гель в пласте создает высокие гидравлические сопротивления для фильтрации воды.

Лабораторное тестирование реагентов и ОПИ технологий

Тестирование ППС и реагента NGT-Chem-3 сначала проводилось в аккредитованной лаборатории производителя (полный спектр исследований в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией на реагенты), затем – на месторождении (экспресс-тесты по определению кратности пены ППС, времени растворения и сшивки NGT-Chem-3). Входной контроль осуществлялся дважды: после завоза химических реагентов на месторождение и перед началом работ в каждой скважине. Полученные результаты показали, что реагенты полностью соответствуют техническим требованиям и могут применяться для выполнения работ. ОПИ технологии ограничения притока газа были проведены в трех ГС. Согласно техническому заданию в каждую скважину закачали 100 м³ ППС и 20 м³ NGT-Chem-3.

Скв. W1. Прорыв газа произошел во второй месяц эксплуатации скважины. По данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) 11.07.2020 г. был выявлен основной приток газа (68 ± 12 %) в интервале 1280–1370 м, второй (22 ± 7 %) – в интервале 1680–1760 м, третий (около 10 %) – ниже текущего забоя 1925 м. Первые два интервала наиболее близко расположены к газо-нефтяному контакту (ГНК) – в 5 м по вертикали.

На рис. 1 представлена конструкция скважины с указанием источников поступления газа. Приток жидкости из пласта в скважину происходит через клапаны – регуляторы притока, которые открываются при депрессии. При репрессии они закрыты, чтобы во время промывок ствола не происходило загрязнение призабойной зоны пласта. В связи с этим при выполнении РИР потребовалось создание специальных отверстий в хвостовике сверху интервалов поступления газа для закачки изоляционных составов.

Было принято решение о проведении поинтервальной обработки скважины в два этапа с определением необходимого объема тампонирующих составов для ограничения притока газа (табл. 1). Каждый этап включал сначала закачку ППС для ограничения притока газа, затем закачку вязкоупругого гидрогеля на основе реагента NGT-Chem-3 для закрепления ППС и упрочнения созданного тампонирующего экрана.

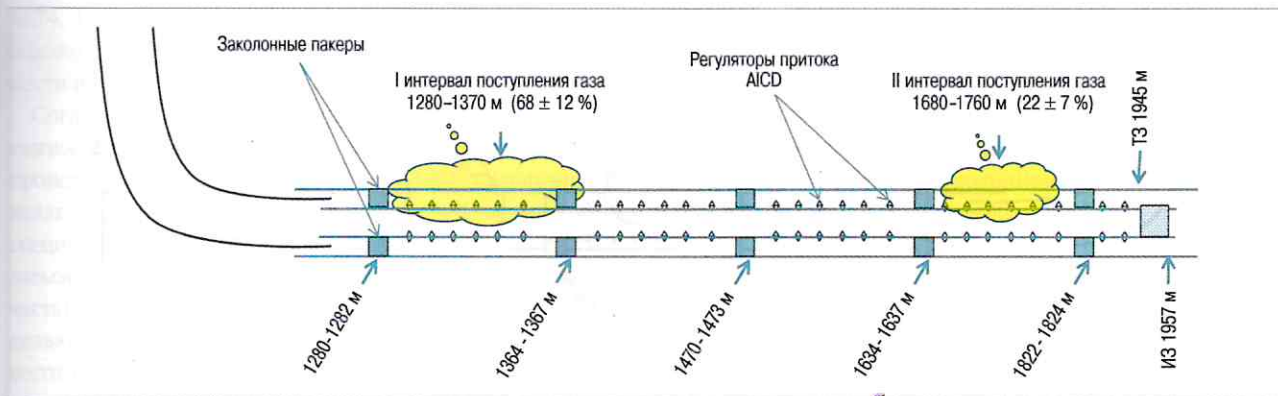


Рис. 1. Схема конструкции скв. W1 с указанием интервалов поступления газа (ТЗ, ИЗ – соответственно текущий и искусственный забой)

Таблица 1

Параметры	Этап обработки	
	1	2
Скв. W1		
Интервал обработки, м	1680-1760	1280-1370
Глубина установки мостовой пробки, м	1826	1475
Интервал перфорации спецотверстий, м	1702-1703	1285-1286
Глубина спуска пера, м	1690	1275
Объем закачки ППС, м ³	30	70
Объем закачки NGT-Сhem-3, м ³	5	15
Давление закачки, МПа	≤ 6	
Скв. W2		
Интервал обработки, м	1718-1906	1530-1718
Глубина установки мостовой пробки, м	1906	1718
Интервал перфорации спецотверстий, м	1718	1530
Глубина спуска пера, м	50	50
Объем закачки ППС, м ³	10	5
Объем закачки NGT-Сhem-3, м ³	1718-1906	1530-1718
Давление закачки, МПа	≤ 6	

После выполнения каждого этапа работ скважину закрывали на 24-ч технологический отстой. После второго этапа по окончании технологического отстоя, проводилась нормализация забоя до мостовой пробки на глубине 1826 м. Пробку не стали разбуривать, что уменьшило длину фильтра на 119 м (18 %). При промывке скважины выноса полимера не выявлено, что свидетельствует о его закреплении в пласте.

Таблица 2

Период эксплуатации	Дебит		Обводненность, %	Забойное давление разв. МПа	Динамический уровень Н _д , м	Приток из газовой шапки q _{г.ш} , м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
	жидкости q _ж , м ³ /сут	нефти q _н , т/сут					
Скв. W1							
До РИР	8,1	6,8	11	3,2	не определялся	115002	16941
После РИР	4,0	2,9	40	2,69	557	0	29
На 01.11.2022 г.	3,1	2,6	12	2,88	802	0	29
На 01.09.2023 г.	1,1	0,9	14	3,62	640	68	109
Скв. W2							
До РИР	12,7	9,7	19,7	5,3	426	43947	4576
После РИР	10,0	8,5	10,3	4,69	376	0	29
На 01.11.2022 г.	12,0	10,0	12,0	4,24	603	0	29
На 01.09.2023 г.	13,0	10,3	16,0	4,27	633	6329	642
Скв. W3							
До РИР	8,7	8,0	2,6	3,69	628	56393	7045
После РИР	15,0	12,0	15,3	3,75	676	3901	354
На 21.09.2023 г.	12,6	10,1	15,0	3,48	678	53716	4274

Показатели эксплуатации скв. W1 до и после РИР представлены в табл. 2, из которой видно, что в результате ОПИ приток газа из газовой шапки практически прекратился, данный эффект продолжается более года. Также установлено, что созданный защитный экран способен длительное время выдерживать предельно низкие забойные давления (2,7 МПа).

В процессе проведения РИР, кроме изоляции водогазопровялений, происходит кольматация продуктивного пласта, которая часто приводит к потере дебита жидкости. Для его восстановления до доремонтного уровня предлагалось выполнить солянокислотную обработку (СКО) с последующим разбуриванием мостовой пробки на глубине 1826 м для увеличения площади дренирования, однако она не была проведена из-за опасения нового прорыва газа.

Скв. W2. Свободный газ в продукции скважины появился на шестой месяц после ее ввода в эксплуатацию. Скважина была остановлена 09.08.2021 г. для проведения СКО, в то время q_{г.ш} составлял около 20 тыс. м³/сут. После обработки призабойной зоны (ОПЗ) при выводе скважины на режим 17.08.2021 г. произошел резкий прорыв газа с q_{г.ш} = 151963 м³/сут. При ОПЗ проводилась закачка соляной кислоты объемом 20 м³ между набухающими пакерами в интервале 1700–2000 м (рис. 2), вероятно, кислота попала также в фишбоны 2, 3, 4.

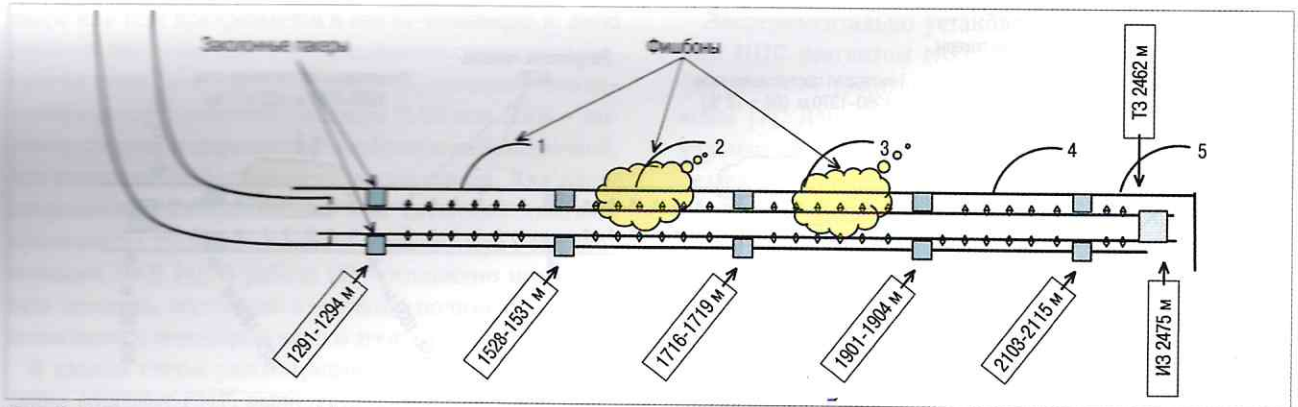


Рис. 2. Схема конструкции скв. W2 с указанием интервалов поступления газа (вероятные интервалы поступления газа через 2 и 3 фишбоны после СКО в августе 2020 г., данные АО «Мессояханфтегаз»)

В интервале 1530 м (пакер-ретейнер) – 1906 м (мостовая пробка) 02.09.2021 г. были проведены РИР по изоляции притока газа закачкой 20 м³ вязкоупругого состава на основе ПАА с хромовым сшивателем с последующим закреплением цементом объемом 7 м³. Однако тампонирующее створа на участке 2 и 3 фишбонов оказалось безуспешным: приток газа из газовой шапки полностью не ликвидирован, эффект изоляции длился всего около 1 мес.

В связи с этим было решено осуществить закачку тампонирующих составов с использованием пенно-гелевой композиции с подкреплением телом на основе NGT-Chem-3 в два этапа (табл. 1) по технологии, аналогичной примененной в скв. W1. Вывод скважины на режим прошел быстро и без осложнений. Скважину ввели в эксплуатацию после РИР 16.09.2022 г. Результаты работы скв. W2 до и после РИР (см. табл. 2) показывают, что приток газа из газовой шапки был полностью прекращен на 6 мес. На 25.03.2023 г. $q_{г.ш} \approx 814 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, реализация технологии ограничения притока газа в скв. W2 позволила сохранить дебиты нефти и жидкости, несколько снизить обводненность, что свидетельствует о селективности воздействия тампонирующих составов. Установлено, что созданный защитный экран длительное время способен выдержать предельно низкие забойные давления (4,24 МПа).

Скв. W3. Особенностью скв. W3 от рассмотренных является наличие изоляционного глухого хвостовика в интервале 2149,6–2212 м. Конструкция скважины представлена на рис. 3.

После ввода скв. W3 из бурения с 14.06.2021 г. наблюдался интенсивный прорыв газа: только за 1 сут дебит газа увеличился от 40 тыс. до 100 тыс. м³/сут. В октябре 2021 г. сервисным подрядчиком были проведены РИР по ограничению притока газа с отсечением изолирующего хвостовика в интервале 2145–2221 м. На глубине 2145 м был установлен пакер-ретейнер, далее проведена обработка гелевым составом на основе ПАА и хромового сшивателя объемом 30 м³ (концентрация ПАА – 1,67 %), затем – докрепление цементом объемом 4 м³. Эффект по снижению дебита газа длился всего около одной недели: с 01.11.2021 г. по 05.11.2021 г., после чего дебит газа увеличился от 3 тыс. до 26 тыс. м³/сут, затем постоянно возрастал.

С 17 по 21 июля 2023 г. в скважине были проведены геофизические исследования по определению профиля притока в горизонтальном створе с целью подготовки к ОПИ технологии ограничения притока газа. По данным термометрии в динамическом режиме отмечалось интенсивное поступление газа из пласта ПК₁₋₃ в интервале 1839–1930 м (по результатам термогидродинамического моделирования доля притока газа составила 42 % от общего количества). Менее интенсивный приток газа (27 %) отмечен в интервале 2046–2129 м. В «пяточной» части в интервалах 1310–1420 и 1479–1573 м суммарный приток газа составил 20 % от общего количества. Работавшие интервалы пласта были определены по данным спектральной шумомерии. Для надежной изоляции газа из отмеченных интервалов требовалось провести РИР по ограничению его притока в межпакерных (законных) интервалах 1729–

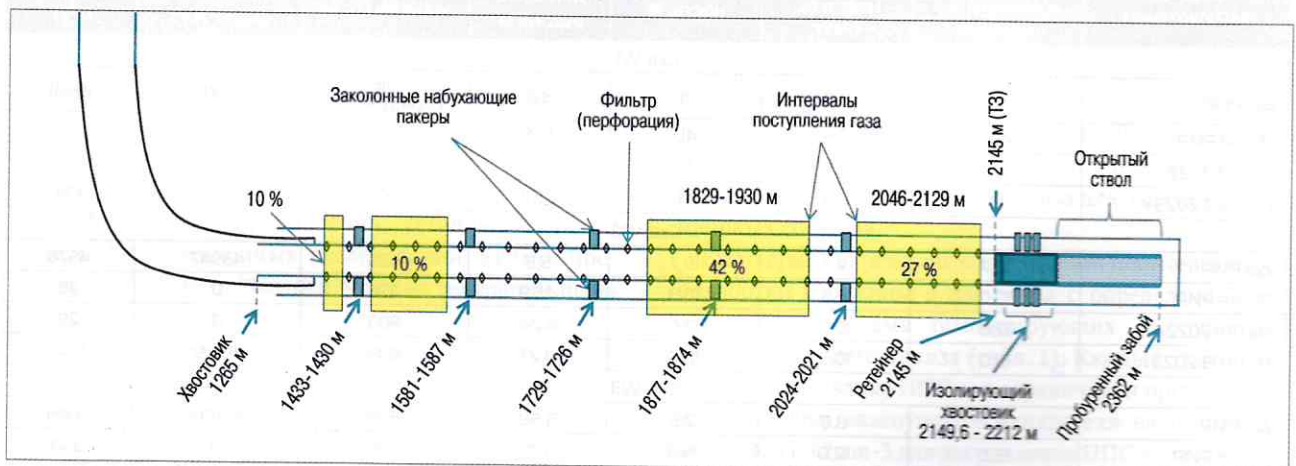


Рис. 3. Схема конструкции скв. W3 с указанием интервалов поступления газа

1874, 1877–2021, 2024–2145 и 1302–1430, 1433–1578 м, однако при этом возникали риски снижения дебита жидкости и нефти из-за кольматации продуктивного пласта.

Согласно данным ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазофизика» (интерпретатор) основное поступление газа происходило в интервале 1840–1850 м, в остальных интервалах газ скапливался в стволе скважины. В связи с этим специалистами АО «Мессояханефтегаз» было решено отказаться от обработки интервалов 2024–2145 м («носочная» часть) и 1302–1430, 1433–1578 м («пяточная» часть). С целью снижения рисков потери дебита нефти решили провести РИР по ограничению притока газа в интервале его максимального поступления (42 %), который соответствует межпакерному интервалу 1729–1874 м. Однако при проведении РИР только в этом интервале возникали риски поступления газа из газовой шапки из других вышеуказанных интервалов, выделенных при ПГИ.

Обработка скв. W3, аналогичная обработкам скв. W1 и W2, проведена в один этап, дизайн которого представлен ниже.

Интервал обработки, м	1729–1875
Глубина, м:	
установки моста	1877–1874
спуска комбинированной НКТ	1736
технологического пакера	1726–1729
Объем закачки, м ³ :	
ППС	100
NGT-Chem-3	20
Давление закачки, МПа	≤ 9

Показатели работы скв. W3 до и после РИР представлены в табл. 2. Из нее видно, что на 21.09.2023 г. в результате проведения РИР дебиты жидкости и нефти повысились, при этом обводненность увеличилась незначительно. Приток газа из газовой шапки существенно снизился, но с 02.09.2023 г. стал быстро увеличиваться и на 21.09.2023 г.

фактически достиг показателя до РИР. По-видимому, газ быстро обогнул сформированный защитный экран и подошел к соседним интервалам, по которым также частично наблюдался приток газа (согласно данным ПГИ). Это предположение подтверждает и тот факт, что интервал прорыва был близок к заколонному пакеру, т.е. расстояние для обхода было небольшое.

Выводы

1. РИР, проведенные в 2022–2023 гг. для ограничения притока газа в ГС по технологии на основе использования самогенерирующегося пенно-полимерного состава и реагента NGT-Chem-3, были одними из первых среди мероприятий по решению подобных задач на территории России.

2. В пробах пластовой жидкости в скв. W1, W2, W3 после РИР закачанный полимер отсутствовал, что свидетельствует о его надежном закреплении в пласте.

3. В процессе вывода скв. W1 и W2 на режим после РИР и последующей их эксплуатации даже при предельно низких значениях забойного давления не происходило прорыва газа, что подтверждает устойчивость созданного защитного экрана. По скв. W1 период полной изоляции прорыва газа из газовой шапки составил около 16 мес, по скв. W2 – более 6 мес.

4. В скв. W3 возможная причина повышения дебита газа – поступление газа из газовой шапки из других выделенных при ПГИ интервалов, по которым не проводилась изоляция притока газа.

5. Задача выбора эффективного химического состава (реагента) и технологии для ограничения притока газа в скважинах пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения на данном этапе решена. Предложенная технология может быть использована на объектах с близкими геолого-физическими свойствами.

Список литературы

1. *Application of Hydrogels and Hydrocarbon-Based Gels in Oil Production Processes and Well Drilling* / A. Tellin, L. Lenchenkova, R. Yakubov [et al.] // *Gels*. – 2023. – V. 9. – № 609. – 50 p. – <https://doi.org/10.3390/gels9080609>
2. *Laboratory Studies for Design of a Foam Pilot for Reducing Gas Channeling from Gas Cap in Production Well in Messoyakhskoye Field* / E. Saifullin, Sh. Zhanbossynova, D. Zharkov [et al.] // *SPE-206435-PA*. – 2022. – <http://doi.org/10.2118/206435-PA>
3. *Обоснование технологии изоляции газа в нефтяных скважинах с помощью пенных, пенополимерных систем и органоминерального комплекса* / В.А. Стрижнев, И.Р. Арсланов, Ю.И. Дмитриев [и др.] // *Нефть. Газ. Новации*. – 2021. – № 3. – С. 21–25.
4. *Технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений* / В.Н. Гусаков, А.Ю. Королев, Р.А. Ягудин [и др.] // *Нефтегазовое дело*. – 2023. – Т. 21. – № 2. – С. 17–24. – <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-17-24>
5. *Гурбанов А.Г., Баспаев Е.Т. Новый способ глушения газопроявляющих скважин* // *SOCAR Proceedings*. – 2022. – № 2. – С. 28–34. – <http://doi.org/10.5510/OGP20220200671>
6. *Самогенерирующиеся пенополимерные составы для водо- и газоизоляционных работ* / В.А. Стрижнев, А.Т. Ахметов, А.А. Валиев [и др.] // *Нефтепромысловое дело*. – 2022. – № 8. – С. 35–45. – [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-8\(644\)-35-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-8(644)-35-45)
7. *Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-промысловых условиях* / В.А. Стрижнев, С.А. Везнин, Д.В. Каразеев [и др.] // *Нефть. Газ. Новации*. – 2022. – № 8. – С. 49–55.

References

1. Tellin A., Lenchenkova L., Yakubov R. et al., *Application of hydrogels and hydrocarbon-based gels in oil production processes and well drilling*, *Gels*, 2023, V. 9, V. 609, 50 p., DOI: <https://doi.org/10.3390/gels9080609>
2. Saifullin E., Zhanbossynova Sh., Zharkov D. et al., *Laboratory studies for design of a foam pilot for reducing gas channeling from gas cap in production well in Messoyakhskoye field*, *SPE-206435-PA*, 2022, DOI: <http://doi.org/10.2118/206435-PA>
3. Strizhnev V.A., Arslanov I.R., Dmitriev Yu.I. et al., *Justification of the technology of gas isolation in oil wells using foam, foam polymer systems and organomineral complex* (In Russ.), *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2021, no. 3, pp. 21–25.
4. Gusakov V.N., Korolev A.Yu., Yagudin R.A. et al., *Well silencing technologies in conditions of multiple complications* (In Russ.), *Nefttegazovoe delo*, 2023, V. 21, no. 2, pp. 17–24, DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-17-24>
5. Gurbanov A.G., Baspaev E.T., *New kill method for gas producing wells* (In Russ.), *SOCAR Proceedings*, 2022, no. 2, pp. 28–34, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP20220200671>
6. Strizhnev V.A., Akhmetov A.T., Valiev A.A. et al., *Self-generating foam polymer compositions for water and gas insulation works* (In Russ.), *Neftepromyslovoye delo*, 2022, no. 8, pp. 35–45, DOI: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-8\(644\)-35-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-8(644)-35-45)
7. Strizhnev V.A., Vezhnin S.A., Karazeev D.V. et al., *Experience in carrying out repair and insulation works in various geological and industrial conditions* (In Russ.), *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2022, no. 8, pp. 49–55.