

НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

Научная статья
УДК 622.245.5
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-3-61-65>
EDN TVTVIH

Применение новых технологий кислотной обработки пластов для восстановления продуктивности пласта

*Наталья Федоровна Лямина[✉] Максим Андреевич Мазгонов,
Сергей Михайлович Родченков,*

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, nataliagty@mail.ru[✉]*

Аннотация. Нефтеотдача, измеряемая коэффициентом извлечения нефти (КИН), является ключевым показателем эффективности добычи нефти. В России КИН снизился до значения 0,3, тогда как в США этот показатель вырос до 0,4. Около 90 % российской нефти добывается крупными холдингами, структура запасов смещается в сторону трудноизвлекаемых, что требует применения новых методов увеличения нефтеотдачи. Первичная и вторичная добыча позволяет извлечь лишь 20–50 % нефти, что делает необходимым применение третичных методов. Развитие горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта способствует разработке новых участков месторождений, но требует тщательной подготовки скважин для минимизации рисков и удорожания. Очистка призабойной зоны с использованием кислотных составов часто является единственным экономически выгодным способом восстановления продуктивности горизонтальной скважины. В статье рассмотрен усовершенствованный метод отклонения кислотного состава, использующий гуаровую гель с отсроченной «сшивкой», который обеспечивает равномерную обработку всех продуктивных зон пласта. Технология позволяет проводить непрерывную многоступенчатую кислотную обработку, временно блокируя высокопроницаемые зоны и увеличивая охват кислотного воздействия на слабодренлируемые участки. Расчет объема отклонителя учитывает среднюю эффективность жидкости после мини-ГРП, корректируя объем в зависимости от эффективности жидкости на каждом порту.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, кислотная обработка

Для цитирования: Мазгонов М. А., Родченков С. М., Лямина Н. Ф. Применение новых технологий кислотной обработки пластов для восстановления продуктивности пласта // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 3. С. 61–65. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-3-61-65>. EDN TVTVIH.

Original article

The use of formations acid treatment new technologies to restore reservoir productivity

Natalia F. Lyamina[✉], Maxim A. Mazgonov, Sergey M. Rodchenkov,

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, nataliagty@mail.ru[✉]*

Abstract. Oil recovery, measured by the oil recovery factor (ORF), is a key indicator of the efficiency of oil production. In Russia, the ORF decreased to 0.3 while in the United States this indicator increased to 0.4. About 90% of Russian oil is produced by large holdings, the structure of reserves is shifting towards hard-to-recover, which requires the use of new methods to increase oil recovery. Primary and secondary production allows only 20-50% of oil to be extracted, what makes the use of tertiary methods necessary. The development of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing contributes to the development of new field sites, but requires careful preparation of wells to minimize risks and cost increases. Cleaning the bottomhole area using acidic formulations is often the only cost-effective way to restore the productivity of a horizontal well. The improved method of acid composition reduction using a guar gel with delayed “crosslinking”, which ensures uniform treatment of all productive zones of the formation is considered in article. The technology allows for continuous multi-stage acid treatment, temporarily blocking highly permeable areas and increasing the coverage of acidic effects on poorly drained areas. The calculation of the diverter volume considers the average efficiency of the liquid after mini-fracturing, adjusting the volume depending on the efficiency of the liquid at each port.

Keywords: oil recovery factor, oil recovery enhancement methods, acid treatment

For citation: Lyamina N. F., Mazgonov M. A., Rodchenkov S. M. The use of formations acid treatment new technologies to restore reservoir productivity. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;3:61-65. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-3-61-65>. EDN TVTVIИH.

Введение

Нефтеотдача – это основной показатель эффективности добычи нефти из скважины, измеряемый коэффициентом извлечения нефти (КИН) – отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов. В зависимости от многочисленных факторов варьируется от 0,09 до 0,75 (9–75 %). Анализ опыта иностранных компаний показывает, что для увеличения количества рентабельно извлекаемых запасов необходимо увеличить расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Согласно оценкам, при использовании современных нефтегазовых технологий, учитывая структуру запасов, средний коэффициент извлечения нефти в России может увеличиться до 0,60–0,65 [1].

Россия занимает восьмое место в мире по запасам нефти и лидирует в мировой добыче этого ресурса. Однако 90 % добычи приходится на несколько крупнейших вертикально интегрированных холдингов из более чем 500 добывающих компаний. В технологическом плане Россия отстает от развитых стран: КИН в России снизился до 0,3, в то время как в США он увеличился до 0,4 при значительно худшей структуре запасов. За рубежом нефтяные компании достигают КИН на уровне 0,4–0,45 на отдельных объектах и 0,5 на крупных месторождениях. Средний КИН составляет: для активных запасов – 0,38–0,45; для низкопроницаемых коллекторов (НПК), которых в России более 25 %, – 0,1–0,35; для высоковязких нефтей – 0,05–0,25. С каждым годом в составе разрабатываемых месторождений становится все больше месторождений с низкой проницаемостью и высокой обводненностью продукции. По этой причине проектный по пятилетним периодам КИН по российским месторождениям и снизился. В последние годы в балансе российских запасов нефти запасы в НПК составляют уже почти 40 %.

Необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи

Сырая нефть извлекается с использованием трех основных процессов: первичного, вторичного и третичного методов повышения нефтеотдачи.

Во время первичной добычи нефть выходит из нефтяного пласта под действием естественного давления захваченной жидкости. По мере продолжения первичного процесса пластовое давление снижается и уже не способствует продвижению нефти к добывающим скважинам. С целью повышения и поддержания давления в пласте проводят закачивание воды или газа, что приводит к так называемому вторичному процессу добычи нефти [2].

Обычно первичный и вторичный процессы позволяют извлечь около 20–50 % нефти в зависимости от характеристик нефти и коллектора, что является только 1/3 от общего объема нефти. Оставшуюся нефть можно добыть с помощью технологий повышения нефтеотдачи. Учитывая рост энергопотребления и спрос на новые углеводородные ресурсы, а также принимая во внимание факт снижения продуктивности первичной добычи нефти, для интенсификации добычи необходимо применять варианты третичной добычи – новые методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Известные способы добычи трудноизвлекаемых запасов

Изменение структуры запасов в сторону трудноизвлекаемых привело к быстрому увеличению числа горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП), что дало возможность разрабатывать новые участки месторождений и значительно повысить их рентабельность. Методы проведения МГРП быстро развивались от простых прострелочно-взрывных работ (ПВР) и пакер-пробок до растворяющихся муфт и муфт с возможностью многократного открытия

и закрытия. Повторная стимуляция таких скважин вызывает множество проблем, связанных с подготовкой ствола скважины, что приводит к удорожанию геолого-технических мероприятий (ГТМ) и рискам снижения рентабельности. Очистка призабойной зоны с использованием кислотных составов часто является единственным экономически выгодным способом восстановления продуктивности горизонтальной скважины (ГС).

Восстановление коэффициента продуктивности скважины $K_{\text{прод}}$ в таких случаях становится непростой задачей, т. к. обработка каждого порта отдельно, даже с использованием гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), невозможна без применения технологий отклонения. Если использовать пакерные системы, то возникают дополнительные сложности, связанные с повторными гидравлическими разрывами пласта (ГРП) и длительной нормализацией ствола скважины, которую иногда невозможно завершить. Если применение пакеров невозможно или экономически нецелесо-

образно, то используются химические отклонители для проведения «слепой» многостадийной обработки призабойной зоны (ОПЗ).

Предлагаемое решение

С целью восстановления продуктивности горизонтальных скважин компания «Роснефть» усовершенствовала существующую технологию отклонения кислотного состава в наклонно-направленных скважинах, а именно добавила к технологии закачки гуарового геля отсроченную «сшивку» [3]. Главным образом на этот процесс влияет температура: чем она выше, тем больше вязкость. При использовании в наклонно-направленной скважине требуется от 3 до 5 часов для полной полимеризации геля. Такой подход сделал невозможным непрерывное многостадийное отклонение. Технология была улучшена в отношении времени полимеризации, как показано на графике зависимости вязкости отклонителя от температуры (рис. 1).

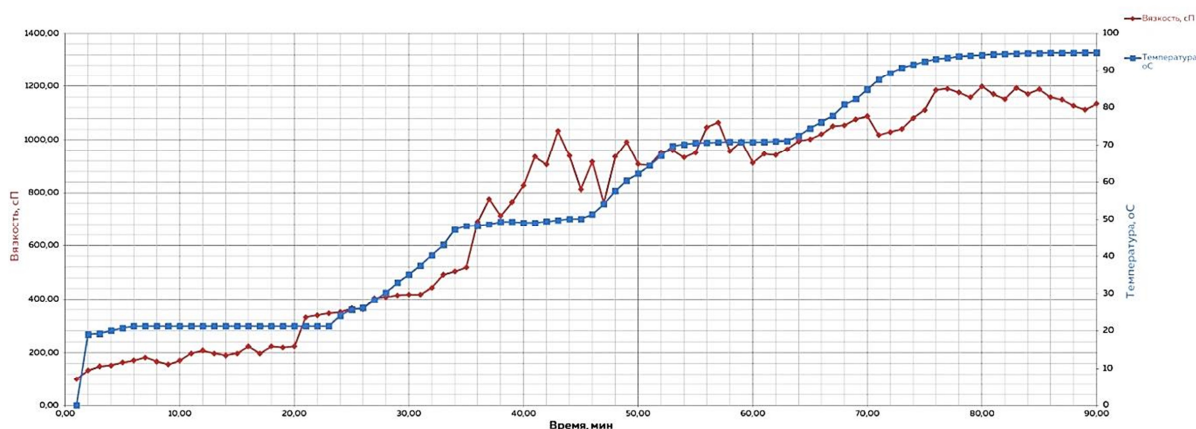


Рис. 1. Вязкость отклонителя при скорости сдвига в 100 c^{-1}

Fig. 1. Viscosity of the deflector at a shear rate of 100 s^{-1}

Теоретическая основа этой технологии заключается в равномерной кислотной обработке всех продуктивных зон пласта с применением отклоняющего потока. Технология с использованием потокоотклонителя позволяет проводить непрерывную многоступенчатую кислотную обработку призабойной зоны горизонтальных скважин путем введения сухого вещества в поток закачиваемой пресной или технологической воды в скважину, что создает высоковязкую структуру (с вязкостью от $500 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) на входе в призабойную зону пласта. Таким образом, высокопроницаемые зоны времен-

но блокируются, и последующая кислотная пачка воздействует на менее проницаемые зоны, увеличивая охват кислотного воздействия на слабодренируемые участки продуктивного пласта. Число этапов «кислота – отклонитель – кислота» определяется на основе количества вскрытых зон пласта (портов) в хвостовике скважины с горизонтальным окончанием. Закачка кислотного состава происходит до первого порта – «носки» горизонтального участка. После реакции кислотного состава в призабойной зоне пласта продукты реакции распределяются по пласту (рис. 2) [3–5].

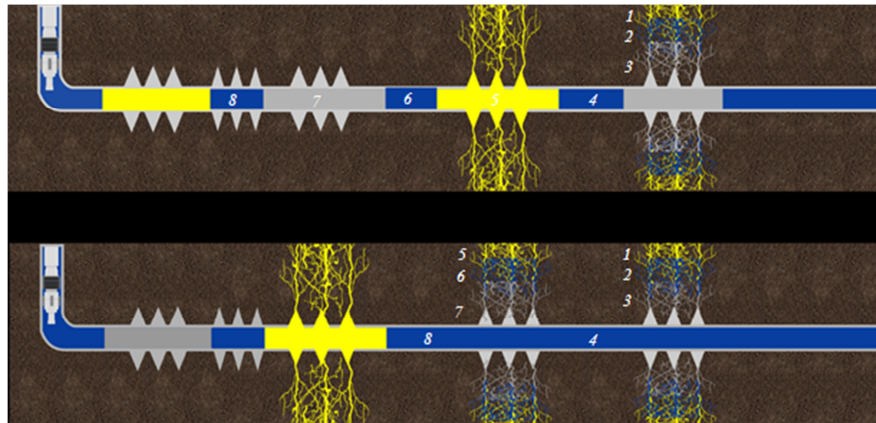


Рис. 2. Теоретическое распределение кислотного состава в горизонтальном окончании: 1, 5 – стадии кислоты; 2, 4, 6, 8 – стадии буферной жидкости; 3, 7 – стадии отклонителя

Fig. 2. Theoretical distribution of acid composition at the horizontal end: 1, 5 – acid stages; 2, 4, 6, 8 – buffer liquid stages; 3, 7 – diverter stages

Расчет расхода объема отклонителя на одну стадию производился исходя из среднего объема порового пространства каждой трещины порта. Учитывая использование низкорасходных насосных агрегатов, таких как СИН-32, итоговый объем отклонителя корректировался с учетом средней эффективности жидкости на каждом порту после мини-ГРП. В рассматриваемых случаях средняя эффективность жидкости по пласту принималась равной 30 %, что означает увеличение объема отклонителя в 3 раза. Следует отметить, что этот расчет подходит для определения начальной точки в определении объема отклонителя при отсутствии опыта эффективного использования технологий отклонения.

Заключение

Предлагаемая методика многостадийной ОПЗ

является эффективной и экономичной, т. к. позволяет закачивать нужное количество стадий отклонителя без использования специального оборудования и временных затрат. Технология также подходит для обработки горизонтальных скважин с различными типами хвостовиков и обеспечивает стабильную вязкость отклонителя при пластовой температуре. Высокая эффективность технологии подтверждается результатами ее применения в двух разных компаниях, где 80 % скважин достигли запланированных стартовых показателей. Однако при выборе скважин-кандидатов также важно проводить комплексный анализ предыдущих операций для определения причин загрязнения призабойной зоны пласта и достижения максимального результата.

Список источников

1. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов. Ч. I: методические указания к практическим занятиям / сост.: Л. А. Сайченко. СПб., 2022. 50 с.
2. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Ухта: УГТУ, 2014. 126 с.
3. Братцев А. А., Горбунов А. Н., Галлямов Н. З., Ахметзянов И. Ш., Сеницына Т. И., Хаматгареев М. Ф. Многостадийная кислотная обработка призабойной зоны горизонтальных скважин с применением поток отклоняющей технологии. URL: <https://www.rogtectmagazine.com/>

многостадийная-кислотная-обработка/?lang=ru (дата обращения: 01.09.2024).

4. Дубинский Г. С. Технологии воздействия на карбонатный коллектор с целью ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти // Вестн. акад. наук РБ. 2020. Т. 34, № 1 (97). С. 48–58.

5. Зейгман Ю. В., Лысенков А. В., Мухаметшин В. В., Султанов Ш. Х., Котенев Ю. А. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти // Геология, геофизика и разработка нефт. и газ. месторождений. 2017. № 6. С. 44–50.

References

1. *Tehnologija i tehnika metodov povyshenija nefteotdachi plastov. Chast' I: metodicheskie ukazaniya k prakticheskim zanjatijam* [Technology and techniques of enhanced oil recovery methods. Part I: guidelines for practical

exercises]. Sostavitel': L. A. Sajchenko. Saint Petersburg, 2022. 50 p.

2. Ruzin L. M., Morozjuk O. A. *Metody povyshenija nefteotdachi plastov (teorija i praktika)* [Methods of en-

hanced oil recovery (theory and practice)]. Uhta: UGTU, 2014. 126 p.

3. Bratcev A. A., Gorbunov A. N., Galljamov N. Z., Ahmetzjanov I. Sh., Sinicyna T. I., Hamatgareev M. F. *Mnogostadijnaja kislotnaja obrabotka prizabojnoj zony gorizontaľnyh skvazhin s primeneniem potok otklonjajushhej tehnologii* [Multistage acid treatment of the bottomhole zone of horizontal wells using flow deflecting technology]. Available at: <https://www.rogtectmagazine.com/многостадийная-кислотная-обработка/?lang=ru> (accessed: 01.09.2024).

4. Dubinskij G. S. Tehnologii vozdejstvija na karbonatnyj kollektor s cel'ju ogranichenija vodopritoka i inten-

sifikacii dobychi nefi [Technologies for influencing the carbonate reservoir in order to limit water inflow and intensify oil production]. *Vestnik akademii nauk RB*, 2020, vol. 34, no. 1 (97), pp. 48-58.

5. Zejgman Ju. V., Lysenkov A. V., Muhametshin V. V., Sultanov Sh. H., Kotenev Ju. A. K voprosu vybora tehnologii kislotnogo vozdejstvija dlja intensivacii dobychi nefi [On the issue of choosing acid exposure technology for oil production intensification]. *Geologija, geofizika i razrabotka nefjanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 2017, no. 6, pp. 44-50.

Статья поступила в редакцию 01.08.2024; одобрена после рецензирования 03.09.2024; принята к публикации 20.09.2024
The article was submitted 01.08.2024; approved after reviewing 03.09.2024; accepted for publication 20.09.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Наталья Федоровна Лямина – доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; nataliagty@mail.ru

Максим Андреевич Мазгонов – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; mazgonovmaxs04@mail.ru

Сергей Михайлович Родченков – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; rustyhead911@gmail.com

Natalia F. Lyamina – Assistant Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; nataliagty@mail.ru

Maxim A. Mazgonov – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; mazgonovmaxs04@mail.ru

Sergey M. Rodchenkov – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; rustyhead911@gmail.com

