УДК 678.0

Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях

Ю.А.КЕТОВА¹, Б.БАЙ², Г.П.ХИЖНЯК³, Е.А.ГЛАДКИХ³, С.В.ГАЛКИН³✉

¹ ООО «НефтеПром Сервис», Пермь, Россия

² Миссурийский университет науки и технологий, Миссури, США

³ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

С целью снижения обводненности скважин и выравнивания профилей приемистости рассмотрены перспективы внедрения на российских месторождениях технологии PPG, при которой в нагнетательную скважину закачиваются предварительно сшитые частицы полимерного геля. Эти частицы, являясь суперсорбентом на основе полиакриламида, впитывают воду, становятся эластичными, что позволяет им сжиматься и рваться в узких фильтрационных каналах. При фильтрации полимера по проницаемым обводненным пропласткам частицы полимера накапливаются в обводненных интервалах и таким образом образуют полимерную пробку, которая перераспределяет фильтрационные потоки и увеличивает охват пласта процессом вытеснения нефти.

К настоящему времени на месторождениях Китая и США по технологии PPG проведено более 4000 скважинных операций. На отечественных месторождениях Западной Сибири имеется ограниченный опыт применения аналогичной технологии в условиях высокотемпературных пластов с низкой минерализацией пластовой воды. В условиях низкотемпературных месторождений с повышенной минерализацией пластовой воды, ввиду отсутствия гидролитических процессов в полиакриламиде, известные отечественные составы не применимы по причине низкой абсорбционной емкости.

Авторами синтезирован полимер на основе полиакриламида методом блочной полимеризации, позволяющий получить высокий показатель абсорбционной емкости, в том числе для низкотемпературных пластов с высокой минерализацией пластовой воды, что характерно для месторождений Пермского края.

На керновых моделях проведены фильтрационные эксперименты с разработанным авторами составом, ориентированным на низкие пластовые температуры и высокую минерализацию пластовой воды. В результате экспериментов установлено, что набухшие частицы геля способны проходить в трещины диаметром меньше собственного размера минимум в 20 раз. При значительном увеличении вязкости дисперсионной среды стабильность суспензии увеличивается. Частицы полимерного геля обладают необходимой прочностью для осуществления закачки в промысловых условиях. Трещинная проницаемость при закачке полимеракратно снижается и становится сопоставимой с проницаемостью коллекторов порового типа.

Ключевые слова: обводненность добывающих скважин; профиль приемистости; нагнетательные скважины; суперсорбент; сшитый полимерный гель; полиакриламид; фильтрационные испытания; проницаемость; давление закачки

Благодарность. Исследование выполнено при поддержке гранта администрации Пермского края. Соглашение № С-26/174.7 (МИГ-№ 28).

Как цитировать эту статью: Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях // Ю.А.Кетова, Б.Бай, Г.П.Хижняк, Е.А.Гладких, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 91-96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91

Введение. Большинство нефтяных залежей Пермского края находится на поздних стадиях разработки, вследствие чего для них широко применяются геолого-технические мероприятия (ГТМ) по снижению обводненности продукции скважин. Проводимые ГТМ на добывающем фонде скважин в основном связаны с негерметичностью обсадной колонны, что решается путем применения быстросхватывающихся тампонажных материалов, полимерных набухающих сеток, вязкоупругих составов и др. [4]. В последние годы по данным нефтегазодобывающих предприятий Пермского края эффективность водоизоляционных работ на скважинах не превышает 50 % [1].

Для залежей с нефтями повышенной вязкости и неоднородным геологическим строением эффективность методов заводнения снижается ввиду фильтрации воды по уже промытым зонам. При этом для таких залежей интенсивное обводнение начинается уже на третьей стадии разработки [7]. При решении данной проблемы воздействие на пласт, как правило, осуществляется через нагнетательные скважины. На завершающих стадиях разработки задача перераспределения фильтрационных потоков чаще всего решается путем использования различных химических реагентов.

В России для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин наибольшее применение нашел обычный водорастворимый [8] или сшитый ионами поливалентных металлов полиакриламид (ПАА). Даже при малых концентрациях ПАА способен значительно увеличивать вязкость воды, повышая охват неоднородных пластов заводнением. Водорастворимый ПАА теряет свою вязкость при высокой скорости сдвига, а сшитый ионами поливалентных металлов ПАА в условиях пласта меняет свою консистенцию в связи с разной скоростью перемещения структурообразующих компонентов по пласту. Такое явление может стать причиной блокировки низкопроницаемых невыработанных интервалов [11, 15]. Кроме этого, технологической особенностью закачки водорастворимых полимеров является необходимость устранения процессов их окисления при растворении в воде. Соответственно, установка закачки ПАА предусматривает формирование атмосферы азота над емкостью перемешивания, что требует дополнительных финансовых затрат.

В связи с этим технологии снижения обводненности должны быть ориентированы, в том числе, на поиск новых эффективных составов. Перспективными авторам представляются методы, не только повышающие вязкость воды, но и способные кольтматировать высокопроницаемые каналы, по которым идет обводнение пластов.

Краткий обзор технологии. В последние два десятилетия для снижения обводненности в мировой практике эффективно применяется технология PPG (preformed particle gel). Суть технологии заключается в закачке в нагнетательную скважину суспензии на основе частиц предварительно сшитого полимера на основе акриламида. Частицы абсорбента впитывают воду, при этом увеличиваются в объеме и становятся эластичными, что позволяет им сжиматься и рваться в узких фильтрационных каналах.

На поздних стадиях разработки в процессе выработки залежи ухудшаются характеристики прискважинных зон в добывающих и нагнетательных скважинах (кольтматация, отложение солей, парафинов и др.) [6]. С учетом этого к составу PPG предъявляется требование беспрепятственного прохождения геля через призабойную зону пласта (ПЗП). Затем полимер движется преимущественно по наиболее проницаемым обводненным пропласткам удаленной зоны пласта (УЗП). Хотя проницаемость в УЗП обычно выше, чем в ПЗП, в связи со снижением по мере удаления от скважины давления закачки скорость перемещения полимера значительно снижается. В результате в наиболее проницаемых интервалах формируется полимерная пробка. Фильтрационные потоки перераспределяются в низкопроницаемые пропластки, что способствует увеличению охвата пласта процессом вытеснения нефти.

Начиная с 2000-х годов, технология PPG успешно используется для снижения обводненности пластов на месторождениях Китая и США, в 2013 г. было проведено более 4000 скважинных операций [9, 11]. На отечественных месторождениях, преимущественно в Западной Сибири, к настоящему времени также имеется ограниченный опыт применения технологий заводнения на основе сшитых полимеров. К ним можно отнести полимерно-гелевую систему «Темпоскрин» [3], реагенты «РИТИН-10» [5] и «АК-639» [2]. Данные технологии применимы в условиях высокотемпературных пластов с низкой минерализацией пластовой воды. В условиях низкотемпературных месторождений ввиду отсутствия гидролитических процессов в полиакриламиде приведенные составы покажут значительно меньшую степень набухаемости (абсорбционной емкости). Дополнительно процесс набухания будет ингибироваться повышенным содержанием солей в пластовой воде. Таким образом, для залежей Пермского края, где пластовые температуры составляют 25-30 °С, а минерализация – 240-260 г/л, использование известных отечественных технологий [2, 3, 5] не эффективно.

Адаптация технологии PPG требует самостоятельного изготовления суперабсорбента и разработки эффективных рецептов в конкретных геолого-технологических условиях. Например, для месторождений Волго-Уральской НГП при разработке рецептуры полимера важно учесть низкие пластовые температуры и высокую минерализацию пластовой воды. Разработка отечественных рецептов технологии PPG для нефтяной отрасли является важным элементом развития стратегий импортозамещения и рационального природопользования.

Характеристика полимера. В настоящее время авторами ведутся исследования по подбору оптимальной рецептуры полимера для залежей Пермского края. Методом блочной полимеризации синтезирован полимер на основе полиакриламида, сшитый ковалентными полярными связями.

Полученный образец полимера был измельчен и классифицирован на три основные фракции с гранулометрическим составом в сухом состоянии: менее 250 мкм; 250-500 мкм; 500-1000 мкм. На рис.1 представлено фото 1 г порошка синтезированного полимера до и после двухчасового контакта с соленой водой (20 %-ный раствор NaCl).

Увеличение абсорбционной емкости позволяет придать полимеру необходимые механические характеристики, сделав его более эластичным, что является условием его проникновения в пласт. Согласно расчетам по методике [10], абсорбционная емкость 1 г полимера в 20 %-ном растворе NaCl плотностью $1,145 \text{ г/см}^3$ в среднем составляет 38-42 г воды. На рис.2 представлен график изменения абсорбционной емкости синтезированного полимера в течение суток. Авторами проведены сравнительные испытания по определению абсорбционной емкости разработанного полимера с зарубежными аналогами. При идентичных условиях эксперимента синтезированный авторами образец продемонстрировал абсорбционную емкость, минимум в два раза большую, чем у аналогов. Расчетная абсорбционная емкость полимеров сравнения по методике [10] в 20 %-ном растворе NaCl заметно ниже и находится в диапазоне от 3 до 23 г.

Методология. В экспериментах использовались суспензии с концентрацией частиц 1000 ppm (0,1 % по массе) на основе фракции 250-500 мкм сухого порошка и 20 %-ный раствор NaCl. Испытания проводились на установке УИК-5ВГ на керне со сквозной трещиной. При планировании экспериментов принималась модель формирования проницаемости горных пород, комплексно учитывающая жесткую (в порах) и мягкую (в трещинах) структуру пористости [12-14]. На экстрагированном образце керна ($30 \times 30 \text{ мм}$) с проницаемостью матрицы менее $0,001 \text{ мкм}^2$ и естественной трещиной в экспериментах моделировались условия с трещинной проницаемостью около 1 мкм^2 (рис.3).

Образец керна помещался в кернодержатель, где создавались условия испытания (температура 25°C , давление гидрообжима 80 атм). Направление фильтрации соответствовало условиям нагнетательной скважины, т.е. закачка флюида и химреагента осуществлялись в одном направлении, имитируя фильтрацию из скважины в пласт. Раскрытие трещины обеспечивалось установкой в ее сечении вдоль боковой поверхности образца полосок фильтровальной бумаги шириной 0,55 см. Необходимое значение проницаемости трещинного образца достигалось за счет регулирования обжимного давления при проведении испытания. Во всех экспериментах в кер-

Рис.1. Вид полимера в сухом состоянии (а) и после контакта с соленой водой (б)

Рис.2. Изменение абсорбционной емкости полимера в течение суток (фракция 0,5-1 мм) в 20 %-ном растворе NaCl

Рис.3. Изображения торцов образца керна со стороны скважины (а) и со стороны пласта (б) с естественной трещиной

новых моделях достигнуты сопоставимые раскрытость W (от 65 до 90 мкм) и проницаемость $k_{тр}$ (от 0,8 до 2 мкм²) трещин.

Результаты фильтрационных испытаний на исходных трещиноватых ядрах и после закачки полимерных суспензий:

Номер опыта	μ , мПа·с	W , мкм	$k_{тр}$, мкм ²	k_{PPG} , мкм ²	P_{max} , атм
1	1,5	78,7	1,357	0,081	7,8
2	15	65,8	0,791	0,015	7,8
3	37	89,7	2,005	0,120	4

После приготовления суспензии выдерживалась в течение двух часов для достижения максимальной абсорбционной емкости и затем закачивалась в ядро при скорости 1 см³/мин. После промывки торца со стороны закачки определялась проницаемость ядра с кольматированной полимером трещиной (k_{PPG}). На рис.4 представлены графики изменения давления в процессе закачки полимерной суспензии, которое рассчитывалось как разность давлений на входе и выходе торцов образца ядра.

Результаты и обсуждение. На первом этапе в качестве модели пластовой воды использовался водный раствор хлорида натрия с плотностью 1,145 г/см³ и вязкостью $\mu = 1,5$ мПа·с. В результате фильтрационного испытания установлено, что набухший полимер действительно заходит в трещинное пространство и кольматирует его. Однако из рис.4, а видно, что перепад давления для реагента с $\mu = 1,5$ мПа·с вплоть до 75 % расхода полимера (90 из 120 см³) не превышает 0,1 атм. Это связано с оседанием полимера на дно цилиндра и свободной фильтрацией раствора по трещине без участия полимера. После прокачки 90 % раствора (при расходе 108 см³) осевший полимер начинает закачиваться и кольматировать трещину. Это отражается резким скачком давления закачки – до 7,8 атм. Очевидно, что полученные результаты не могут считаться удовлетворительными.

Из уравнения Стокса известно, что на скорость седиментации частиц в суспензии оказывают влияние размер частиц, плотность дисперсной среды, а также плотность и вязкость дисперсионной среды. В связи с этим в последующих испытаниях с целью снижения скорости седиментации суспензии и равномерности ее распределения в объеме увеличена вязкость дисперсионной среды. В фильтрационных экспериментах это сделано путем добавки в суспензию водорастворимого ПАА, в результате чего при различных концентрациях ПАА получены растворы с вязкостями 15 и 37 мПа·с.

В результате закачки суспензии с дисперсионной средой вязкостью $\mu = 15$ мПа·с получена близкая по динамике к предыдущему испытанию зависимость (рис.4, б). При расходе суспензии до 90 см³ (75 % объема суспензии) давление не превысило 1 атм. Резкий скачок до 7,8 атм произошел лишь при расходе 100 см³, что не может считаться удовлетворительным результатом.

В результате закачки суспензии с дисперсионной средой вязкостью $\mu = 15$ мПа·с получена близкая по динамике к предыдущему испытанию зависимость (рис.4, б). При расходе суспензии до 90 см³ (75 % объема суспензии) давление не превысило 1 атм. Резкий скачок до 7,8 атм произошел лишь при расходе 100 см³, что не может считаться удовлетворительным результатом.

Рис.4. Динамика перепада давления при закачке полимерной суспензии с вязкостями 1,5 мПа·с (а); 15 мПа·с (б) и 37 мПа·с (в)

В третьем испытании (рис.4, в) с вязкостью дисперсионной среды 37 мПа·с суспензию удалось стабилизировать. Уже при прокачке 10 см^3 суспензии давление закачки достигло 1 атм. Скачкообразные пики графика свидетельствуют о колматации трещины частицами полимера. Далее давление закачки выходит на уровень с медианой 2,5 атм при максимальном значении в 4 атм. Вместе с тем проницаемость трещинной керновой модели кратно снизилась с 2,01 до $0,120 \text{ мкм}^2$, что сопоставимо с проводимостью поровых каналов со средней проницаемостью.

В промышленных условиях добавка ПАА для увеличения вязкости полимера может быть эффективно заменена механическим перемешиванием суспензии. Данный процесс сложно моделировать в фильтрационных испытаниях, и он требует дополнительных промышленных экспериментов.

Для оценки необходимых технологических характеристик процесса закачки полимерного геля, учитывая масштабный эффект, сопоставим условия фильтрационных испытаний с промышленными условиями. При допущении, что длина ПЗП составляет 1 м, а давление закачки 300 атм, расчетный перепад давления на 1 см ПЗП составляет 3 атм. Полученное в эксперименте с $\mu = 37 \text{ мПа·с}$ максимальное давление закачки полимера P_{max} не превышало 4 атм, что при длине керна 3 см дает перепад давления на 1 см – 1,3 атм. Соответственно, фильтрационные эксперименты позволяют ожидать, что прочностные характеристики полимерных частиц позволяют разработанному полимеру преодолеть ПЗП.

Заключение. На основании проведенных фильтрационных испытаний разработанного полимерного геля сделаны следующие выводы:

1. Набухшие частицы рассмотренного полимерного геля способны проходить в трещины диаметром меньше собственного размера как минимум в 20 раз. При их размерах в сухом состоянии в 250-500 мкм и набухшем – около 1700 мкм они успешно заходят в трещину с раскрытостью порядка 60-70 мкм.

2. Находясь в статическом состоянии, полимерная суспензия способна осаждаться. В ходе испытаний удалось снизить скорость седиментации частиц предварительно сшитого полимера методом увеличения вязкости дисперсионной среды. Таким образом, при значительном увеличении вязкости дисперсионной среды стабильность суспензии увеличивается.

3. Частицы полимерного геля обладают необходимой прочностью для осуществления закачки в промышленных условиях.

4. Установлено, что трещинная проницаемость при закачке полимера снизилась в 17 раз и стала сопоставимой с проводимостью пропластков порового типа.

5. С учетом проведенных фильтрационных экспериментов полимерный состав рекомендован недропользователям для дальнейших опытно-промышленных испытаний на нефтепромысле.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П.Ю.Илюшин, Р.М.Рахимзянов, Д.Ю.Соловьев, И.Ю.Колычев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 15. С. 81-89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9
2. Байкова Е.Н. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах / Е.Н.Байкова, Р.Х.Муслимов // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 175-188. DOI: 10.18599/grs.18.3.6
3. Барабанов В.Л. Изучение реологической неоднородности жидких систем на примере набухших в воде дисперсных гелей полиакриламида / В.Л.Барабанов, В.Б.Демьяновский, Д.А.Каушанский // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. Вып. 1 (13). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art4
4. Двойников М.В. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин / М.В.Двойников, М.В.Нуцкова, В.Н.Кучин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16. № 1. С. 33-39. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.4
5. Идиятуллин А.Р. РИТИН-10: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 2. С. 54-58.
6. Молчанов А.А. Внедрение новых технологий – надежный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов / А.А.Молчанов, П.Г.Агеев // Записки Горного института. 2017. Т. 227. С. 530-539. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530
7. Разработка методики определения динамики обводнения продукции скважин с учетом влияния геологических и технологических показателей / П.Ю.Илюшин, С.В.Галкин, Т.Б.Поплаухина, Н.Г.Лузина // Нефтяное хозяйство. 2012. № 4. С. 108-110.

8. *Рогачев М.К.* Обоснование технологии внутрислоистой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах / М.К.Рогачев, А.О.Кондрашев // Записки Горного института. 2016. Т. 217. С. 55-60.
9. *Bai B.* A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control / B.Bai, J.Zhou, M.Yin // Petroleum Exploration and Development. 2015. Vol. 42, Iss. 4. P. 525-532. DOI: 10.1016/S1876-3804(15)30045-8
10. Measurement and Calculation of Swelling Equilibria for Water/Poly(acrylamide-sodiumallylsulfonate) Systems / S.Ch.Chang, J.S.Yoo, J.W.Woo, J.S.Choi // Korean Journal of Chemical Engineering. 1999. Vol. 16, Iss. 5. P. 581-584.
11. Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery / J.Wang, H.Liu, Z.Wang, J.Xu, D.Yuan // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. Vol. 112. P. 248-257. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.11.011
12. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples / S.A.Shapiro, G.P.Khizhniak, V.V.Plotnikov, R.Niemann, P.Yu.Ilyushin, S.V.Galkin // Journal of Geophysics and Engineering. 2015. Vol. 12. № 3. P. 376-385. DOI: 10.1088/1742-2132/12/3/376
13. Stress-dependent permeability versus stiff and compliant porosity: Theory and experiments / S.A.Shapiro, R.Niemann, G.P.Khizhniak, P.Yu.Ilyushin, V.V.Plotnikov, S.V.Galkin // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2015. P. 2990-2994. DOI: 10.1190/segam2015.5761906.1
14. *Shapiro S.A.* Stress impact on elastic anisotropy of triclinic porous and fractured rocks // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2017. Vol. 122. № 3. P. 2034-2053. DOI: 10.1002/2016JB013378
15. *Wever D.A.Z.* Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution / D.A.Z.Weaver, F.Picchinoni, A.A.Broekhuis // Progress in polymer science. 2011. Vol. 36. Iss. 11. P. 1558-1628. DOI: 10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006

Авторы: Ю.А.Кетова, руководитель группы исследовательских проектов в области ремонтно-изоляционных работ, ketova.pstu@gmail.com (ООО «НефтеПром Сервис», Пермь, Россия), Б.Бай, PhD, руководитель Центра исследований предварительно сшитых полимеров, ведущий профессор, baib@mst.edu (Миссурийский университет науки и технологий, Миссури, США), Г.П.Хижняк, д-р техн. наук, профессор, xgr@mail.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Е.А.Гладких, заведующий лабораторией, gladkih.ea@mail.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), С.В.Галкин, д-р геол.-минерал. наук, профессор, doc_galkin@mail.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Статья поступила в редакцию 08.08.2019.

Статья принята к публикации 20.11.2019.