

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.19

<https://doi.org/10.55452/1998-6688-2026-23-3-588-599>

^{1*}**Тұрғияз М.Б.,**

докторант, ORCID ID: 0009-0000-0207-9777,

e-mail: mturniyaz@gmail.com

¹**Айсаева Т.С.,**

докторант, ORCID ID: 0000-0002-5369-1277,

e-mail: tolkyn.saura2011@mail.ru

¹**Нуршаханова Л.К.,**

ассоциированный профессор, ORCID ID: 0000-0001-8745-9874,

e-mail: aitore2010@mail.ru

¹**Бекбаева Р.А.,**

PhD, ORCID ID: 0009-0002-1920-8859,

e-mail: rba_90@mail.ru

²**Жакупов Т.М.,**

к.т.н., ORCID ID: 0000-0002-9725-0262,

e-mail: talgatzhakupov1979@gmail.com

³**Сейтенов А.С.,**

PhD, ORCID ID: 0000-0001-5777-4363,

e-mail: altynbek.seitenov@astanait.edu.kz

¹Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан

²ТОО «GREEN THERMAL ENERGY», г. Астана, Казахстан

³Astana IT University, г. Астана, Казахстан

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, СОДЕРЖАЩИХ ВЫСОКОВЯЗКУЮ НЕФТЬ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ)

Аннотация

В статье представлены результаты промышленного применения гелеполимерной обработки нагнетательных скважин для повышения нефтеотдачи высоковязкой нефти на одном из месторождений Мангистауской области (Казахстан). Рассмотрены теоретические основы формирования пространственной гелевой структуры полиакриламида при взаимодействии с ионами трехвалентного хрома. Приведены результаты обработки четырех нагнетательных скважин вязкоупругим составом (ВУС) на основе полиакриламида марки FP-307 и ацетата хрома общим объемом 300 м³ каждая. Показано, что закачка гелеполимерных композиций позволяет перераспределить фильтрационные потоки в призабойной зоне, вовлечь в разработку низкопроницаемые пропластки и обеспечить увеличение дебита нефти реагирующих добывающих скважин в среднем на 0,3–0,6 т/сут при снижении обводненности на 2–10%. Продолжительность эффекта на отдельных скважинах превышает 200 суток. Проведен сравнительный анализ с мировыми проектами полимерного заводнения, включая месторождения Pelican Lake (Канада), Daqing (Китай) и Узень (Казахстан). Технология показала высокую технологичность и отсутствие критических осложнений при закачке, связанных с преждевременным гелеобразованием в оборудовании, что подтверждает корректность подобранных реологических параметров состава для пластовых условий. Полученные результаты подтверждают целесообразность применения гелеполимерных технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов вязких нефтей из неоднородных коллекторов.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, увеличение нефтеотдачи, полиакриламид, гелеполимерная обработка, сшивание макромолекул, ацетат хрома, призабойная зона, фильтрационные потоки, выравнивание профиля приемистости.

Введение

Увеличение степени извлечения высоковязкой нефти из недр является одной из актуальнейших задач современной нефтедобывающей отрасли, особенно в условиях истощения запасов легкодоступных углеводородов и перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов. Эффективное решение этой проблемы возможно за счет применения механизмов, преодолевающих силы, удерживающие нефть в пласте, и изменяющих свойства как самого пласта, так и содержащихся в нем флюидов [1].

Среди известных методов повышения нефтеотдачи (МУН) особое место занимают химические методы, основанные на изменении характеристик вытеснения и условий нахождения нефти в пласте. Полимерное заводнение является одной из наиболее успешных технологий увеличения нефтеотдачи с историей применения, насчитывающей более 60 лет во всем мире. Первоначально считалось, что полимерное заводнение экономически нецелесообразно, однако успешная реализация проекта на месторождении Дацин в Китае доказала обратное. Впоследствии полимерное заводнение было успешно применено на месторождении Pelican Lake в Канаде, что опровергло мнение о применимости данной технологии только для легких нефтей [2].

Для условий месторождений Мангистауской области, характеризующихся высокой вязкостью пластовой нефти (свыше 800 мПа·с) и значительной неоднородностью коллекторов, перспективными признаны два направления: закачка загущенных растворов полимеров в нагнетательные скважины и увеличение подвижности нефти из низкопроницаемых зон за счет снижения поверхностного натяжения.

Настоящая работа посвящена анализу эффективности первого из указанных подходов – применению гелеполимерных составов на основе полиакриламида (ПАА) с использованием эффекта «сшивания» макромолекул в пространственную структуру. Данный метод позволяет значительно увеличить вязкость закачиваемого агента и обеспечить более равномерное вытеснение нефти из неоднородных по проницаемости пластов.

Научная новизна работы заключается в обосновании и промысловой апробации технологии гелеполимерной обработки для условий месторождений Мангистауской области с аномально высокой вязкостью нефти (>800 мПа·с), а также в установлении количественных закономерностей влияния закачки ВУС на фильтрационно-емкостные свойства неоднородного коллектора и дебиты реагирующих скважин. В отличие от большинства мировых проектов полимерного заводнения, реализованных для пластов с вязкостью нефти от 10 до 100 мПа·с, в настоящем исследовании технология апробирована в условиях значительно более вязкой нефти, что расширяет границы применимости метода.

Теоретические основы гелеполимерной обработки.

Механизм сшивания макромолекул полиакриламида. В мировой практике разработки неоднородных коллекторов широко применяются водные растворы полиакриламида (ПАА), имеющих вязкость до 30–40 мПа·с при концентрации ПАА 0,2–0,3%. В водных растворах ПАА имеют линейную структуру. Гидролизированный ПАА хорошо диссоциирует в водном растворе, отщепляя катионы и образуя вдоль цепи молекулы отрицательные заряды, способные к взаимодействию с катионами трехвалентных металлов [3].

На этом основан способ преобразования линейной структуры полимера в пространственную структуру с образованием прочных гелей. В качестве гелеобразователя используются растворы солей, содержащие ионы трехвалентного хрома или другого трехвалентного металла [4]. В результате взаимодействия полимера и ионов хрома происходит «сшивание» макромолекул полимера с образованием пространственной гелевой структуры.

Согласно литературным данным, система на основе частично гидролизованного полиакриламида (НРАМ) и ацетата хрома является одной из наиболее широко применяемых в промысловых условиях. Начальным этапом сшивания является захват ацетата хрома карбоксильной группой НРАМ. Образующаяся сетчатая структура геля обеспечивает превосходную

сдвиговую устойчивость, а ее кажущаяся вязкость значительно превышает таковую для раствора частично гидролизованного полиакриламида.

Получаемые в результате такого взаимодействия гели обладают значительно более высокими реологическими свойствами, на чем и основано в последнее время применение полимеров в мировой практике нефтедобычи [5].

Обоснование выбора реагентов. Учитывая, что вязкость пластовой нефти рассматриваемого месторождения превышает 800 мПа·с, применение стандартных полимерных растворов с вязкостью 30–40 мПа·с не позволяет достичь необходимого соотношения подвижностей флюидов. В связи с этим представляется целесообразным использование эффекта «сшивания» макромолекул полимера в пространственную структуру (гель), что значительно увеличивает его вязкость и, соответственно, эффективность вытеснения.

В качестве гелеобразователя использован ацетат хрома, обеспечивающий образование прочных пространственных структур при взаимодействии с полиакриламидом [6]. Используемый полимер марки FP-307 представляет собой частично гидролизованный полиакриламид, хорошо диссоциирующий в водном растворе и образующий отрицательные заряды вдоль цепи, способные к взаимодействию с катионами Cr^{3+} .

Материалы и методы

В 2018 г. специалистами компании, занимающейся опытно-конструкторскими работами, проведены обработки четырех нагнетательных скважин вязкоупругим составом (ВУС) на основе полиакриламида (марки FP-307) и ацетата хрома.

Основными критериями при выборе опытного участка для проведения работ являлись следующие:

- ♦ наличие полностью разбуренной ячейки добывающих скважин с действующей нагнетательной;
- ♦ наличие гидродинамической связи между добывающими и нагнетательной скважинами;
- ♦ эксплуатация добывающих скважин до пробной закачки полимеров не менее 6 месяцев;
- ♦ удовлетворительное техническое состояние скважин.

На основании проведенного анализа специалистами выбраны четыре участка:

- ♦ ячейка нагнетательной скважины 234 с пятью добывающими скважинами (247, 364, 366, 369, 371);
- ♦ ячейка нагнетательной скважины 218 с семью добывающими скважинами (217, 328, 329, 330, 336, 337, 338);
- ♦ ячейка нагнетательной скважины 324 с семью добывающими скважинами (213, 214, 317, 318, 326, 327, 328);
- ♦ ячейка нагнетательной скважины 210 с семью добывающими скважинами (211, 313, 314, 315, 319, 320, 321).

Характеристика продуктивных горизонтов (на примере скважины 234). Аптский базальный горизонт выделен в интервале 393,5–395 м, сложен нефтенасыщенным алевритистым песчаником с пористостью 26–28%, нефтенасыщенностью 55–60%, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,3 м.

Основной продуктивный горизонт выделен в интервале 396–404 м (K_{inc}), представлен слоями нефтенасыщенного слабосцементированного алевритистого песчаника, нефтенасыщенного глинистого алевролита и уплотненных разностей. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают подинтервалы 396,2–398,3 м и 401,7–403,4 м (пористость 30–33%, нефтенасыщенность 65–80%).

Задача закачки водного раствора полиакриламида (FP-307) и ацетата хрома заключалась в снижении проницаемости принимающих интервалов (395–397,1 м и 401–402,5 м) и вовлечении в разработку не принимающих воду зон. Пластовые условия рассматриваемого месторождения характеризуются температурой 42–48 °С (средняя 45 °С) и минерализацией пластовой

воды 22–28 г/л (преимущественно хлоридно-кальциевого типа). Такая сравнительно низкая температура благоприятствует стабильности полимерного геля, поскольку скорость гидролиза полиакриламида и процесса сшивания в этих условиях умеренная, что позволяет избежать преждевременного гелеобразования до момента закачки. В то же время высокая минерализация может оказывать экранирующее действие на отрицательные заряды макромолекул, снижая эффективность сшивания, поэтому использованная концентрация сшивателя (ацетата хрома) была скорректирована с учетом этих факторов (массовое соотношение полимер:сшиватель $\approx 4,5:1$).

Технология закачки. Работы проводились с использованием передвижных установок УДПА и КУДР. В состав УДПА входят емкости для смешивания и дожимной насос; в состав КУДР - смесительная емкость, бункер со шнековым дозатором сухого полимера и электронасос НД.

Закачка осуществлялась в следующей последовательности:

- ♦ обвязка передвижных установок УДПА и КУДР с устьем обрабатываемой скважины и опрессовка давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее;
- ♦ закачка композиции в скважину объемом 300 м³ при давлении 1,8–3,5 МПа;
- ♦ продавка в пласт технической водой в объеме 12 м³ при давлении 4,5–4,7 МПа;
- ♦ скважина закрывалась на 48 часов для гелеобразования.

При приготовлении композиции использовалось 1550 кг сухого полиакриламида и 345 кг ацетата хрома.

На примере скважины 234 концентрация полимера изменялась на установке КУДР в зависимости от динамики роста (падения) давления. В начале закачки концентрация полимера была снижена с 0,6 до 0,4 % по причине интенсивного роста давления; в конце закачки концентрация была увеличена с 0,4 до 0,5 % по причине медленного снижения давления приблизительно с 3,8 до 3,4–3,5 МПа. Всего было закачено около 270 м³ полимерной оторочки.

Методика оценки эффективности. Для определения эффективности воздействия по каждой ячейке проведен анализ работы добывающих скважин, реагирующих на работу нагнетательных скважин. Оценка производилась по следующим параметрам:

- ♦ изменение приемистости нагнетательных скважин (м³/сут);
- ♦ изменение дебита нефти реагирующих добывающих скважин (т/сут);
- ♦ изменение обводненности продукции (%);
- ♦ продолжительность эффекта (сут).

Сравнительный анализ проводился путем сопоставления средних показателей за месяц до обработки и после обработки. Для количественной оценки достоверности полученных результатов проведена первичная статистическая обработка промысловых данных. Для каждой ячейки рассчитывались средние арифметические значения прироста дебита нефти и снижения обводненности по всем реагирующим скважинам, а также определялся размах вариации (минимальные и максимальные значения) [7]. Ввиду ограниченного объема пилотных данных (4 ячейки), оценка значимости различий проводилась путем сравнения среднемесячных показателей за 3 месяца до обработки и 3 месяца после обработки (стабильный период), что позволяет нивелировать краткосрочные флуктуации работы скважин.

Результаты

Ячейка нагнетательной скважины 234. После закачки гелеполимерного состава приемистость нагнетательной скважины 234 увеличилась, что свидетельствует о перераспределении фильтрационных потоков в призабойной зоне. Детальный анализ по реагирующим добывающим скважинам представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты воздействия по ячейке нагнетательной скважины 234

№ скважины	Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводненности, %	Продолжительность эффекта, сут	Статус эффекта
366	+0,4	-2,4 %	90	Завершен
247	+0,2	-2,4 %	212	Продолжается
364	+1,2	-10,8 %	212	Продолжается
371	+0,8	-5,4 %	215	Продолжается

Согласно полученным данным, в течение двух месяцев после закачки 270 м³ гелеполимерной оторочки в реагирующих скважинах наблюдалось снижение обводненности на 2,4–10,8 % и увеличению дебитов нефти на 0,2–1,2 т/сут. Средний прирост по ячейке составил 0,65 т/сут.

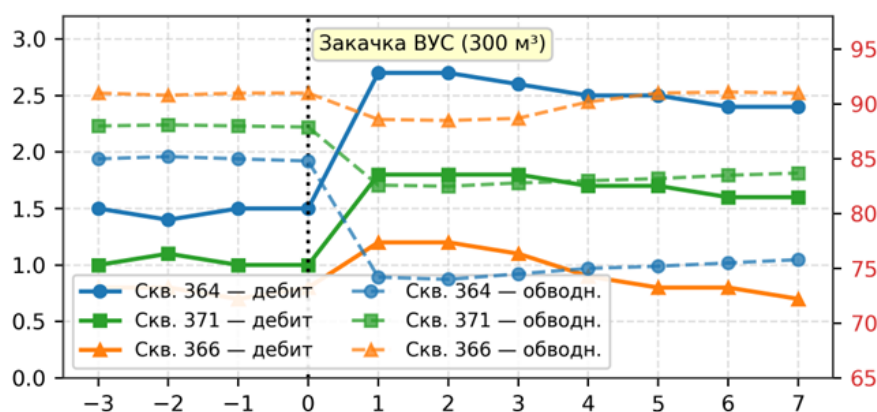


Рисунок 1 – Динамика дебита нефти и обводненности реагирующих скважин ячейки № 234

На рисунке 1 представлена динамика технологических показателей работы реагирующих добывающих скважин (№ 364, 371, 366) ячейки нагнетательной скважины 234 до и после закачки вязкоупругого состава (ВУС) на основе полиакриламида (FP-307) и ацетата хрома. Из представленных данных видно, что до момента обработки (интервал от -3 до 0 месяцев) скважины характеризовались стабильно высокими значениями обводненности (85,0–91,0 %) и низкими дебитами нефти (0,7–1,5 т/сут). После закачки гелеполимерной оторочки объемом 270 м³ в нагнетательную скважину 234 на всех реагирующих скважинах зафиксирован выраженный технологический отклик:

- ♦ скважина № 364 продемонстрировала наиболее высокий эффект: дебит нефти увеличился с 1,5 т/сут до 2,7 т/сут (+1,2 т/сут), а обводненность продукции снизилась с 85,0% до 74,2 % (на 10,8%). Положительный эффект сохранялся в течение всего периода наблюдения (>212 суток).

- ♦ Скважина № 371 показала устойчивый прирост дебита нефти на 0,8 т/сут (с 1,0 до 1,8 т/сут) при снижении обводненности на 5,4 % (с 88,0% до 82,6%).

- ♦ Скважина № 366 отреагировала временным повышением дебита нефти на 0,4 т/сут и снижением обводненности на 2,4 % с продолжительностью эффекта порядка 90 суток, после чего показатели возвратились к исходным.

Устойчивый характер изменения показателей продукции (сохранение эффекта более 200 суток на скважинах 364 и 371) подтверждает формирование прочной пространственной гелевой структуры в промытых интервалах пласта и эффективное перераспределение фильтрационных потоков в пользу ранее не охваченных вытеснением пропластков.

Детальный анализ по отдельным скважинам:

- ♦ скважина 366: прирост дебита нефти 0,4 т/сут, снижение обводненности на 2,4%, продолжительность эффекта 90 сут (эффект завершился);
- ♦ скважина 247: прирост 0,2 т/сут, снижение обводненности на 2,4%, продолжительность эффекта 212 сут (по состоянию на 01.04.2019 эффект сохранялся);
- ♦ скважина 364: прирост 1,2 т/сут, снижение обводненности на 10,8%, продолжительность эффекта 212 сут (по состоянию на 01.04.2019 эффект сохранялся);
- ♦ скважина 371: прирост 0,8 т/сут, снижение обводненности на 5,4%, продолжительность эффекта 215 сут (по состоянию на 01.04.2019 эффект сохранялся).

Согласно данным отчета по скважине 234, закачка 270 м³ гелеполимерной оторочки в течение двух месяцев после проведения работ по результатам последующего мониторинга привела к снижению обводненности в реагирующих скважинах на 2–6% и увеличению дебитов нефти на 0,1–0,9 т/сут.

Ячейка нагнетательной скважины 218. Приемистость скважины увеличилась в среднем на 17,1 м³/сут при практически неизменном давлении нагнетания (с 3,3 до 3,4 МПа). Из семи реагирующих скважин рост дебита нефти в среднем на 0,4 т/сут наблюдался на четырех скважинах (№ 337, 336, 329 и 330). Обводненность снизилась на всех скважинах, за исключением скважины 338, в среднем на 2,1%. Средняя продолжительность положительного эффекта составила 80 суток, причем на скважинах № 336, 329 и 330 по состоянию на 01.04.2019 эффект продолжался.

Ячейка нагнетательной скважины 324. Приемистость скважины снизилась в среднем на 9,1 м³/сут на фоне роста давления нагнетания (с 3,2 до 3,7 МПа). После воздействия на реагирующих скважинах № 214, 317, 318 и 326 наблюдалось увеличение дебита нефти в среднем на 0,3 т/сут. Обводненность снизилась на скважинах 214, 317 и 326 в среднем на 4,1%. Средняя продолжительность работы скважин с увеличенным дебитом нефти составила 77 сут, причем на скважинах 214, 317 и 326 по состоянию на 01.04.2019 эффект продолжался.

Ячейка нагнетательной скважины 210. Приемистость скважины снизилась в среднем на 115,7 м³/сут, но на фоне почти двукратного снижения давления нагнетания (с 7,2 до 3,7 МПа). После воздействия на реагирующих скважинах № 319, 314 и 315 наблюдалось увеличение дебита нефти в среднем на 0,4 т/сут. Обводненность снизилась на скважине 315 в среднем на 7,8%. Средняя продолжительность работы скважин с увеличенным дебитом нефти составила 70 сут, причем на скважинах 319, 314 и 315 по состоянию на 01.04.2019 эффект продолжался.

Экономическая оценка пилотной обработки. Для предварительной оценки экономической эффективности проведенных обработок были рассчитаны дополнительные объемы добычи нефти и сопоставлены с прямыми затратами на реагенты и проведение работ.

Исходные данные для расчета:

- ♦ средний прирост дебита нефти по 4 ячейкам – 0,45 т/сут на скважину (усредненно);
- ♦ количество реагирующих добывающих скважин – 26 (с учетом того, что на некоторые эффект не распространялся, принято 20 скважин с положительным откликом);
- ♦ средняя продолжительность эффекта – 150 суток (консервативная оценка, ниже фактической);

- ♦ дополнительно добытая нефть за период: $0,45 \text{ т/сут} \times 20 \text{ скв} \times 150 \text{ сут} = 1350 \text{ тонн}$.

Затраты на проведение работ:

- ♦ полиакриламид FR-307: $1550 \text{ кг} \times \sim 2,5 \text{ долл/кг} = 3875$;
- ♦ ацетат хрома: $345 \text{ кг} \times \sim 3,0 \text{ долл/кг} = 1035$;
- ♦ транспорт и работа установок (УДПА, КУДР) – ориентировочно \$15 000;
- ♦ прочие расходы (геофизическое сопровождение, персонал) – \$5000.

Итого прямые затраты: $\approx \$25\,000$.

Выручка от дополнительной нефти: при цене нефти 60 долл./барр. и плотности нефти 0,95 т/м³ стоимость одной тонны нефти составляет приблизительно 397 долл./т.

Выручка: $1\,350 \text{ т} \times 397 \text{ долл./т} \approx 536\,000 \text{ долл.}$

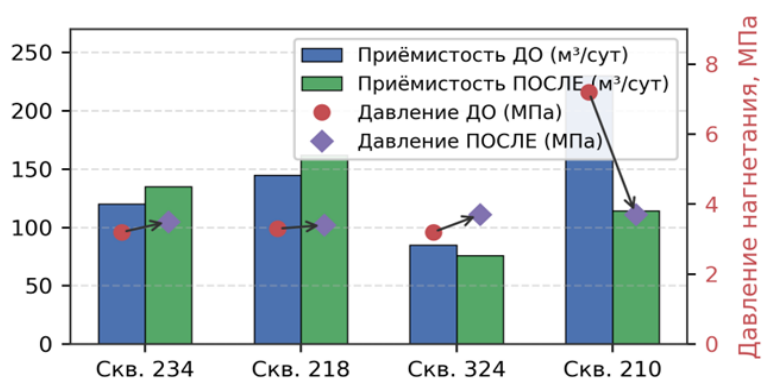


Рисунок 2 – Сравнительный анализ приемистости нагнетательных скважин и давления закачки до и после обработки

На рисунке 2 приведено сопоставление показателей приемистости нагнетательных скважин (234, 218, 324, 210) и давления закачки до и после проведения гелеполимерной обработки. Анализ полученных данных позволяет выявить разнонаправленный характер изменения фильтрационных характеристик в зависимости от геолого-физических условий опытных участков.

Скважины № 234 и 218: наблюдается рост приемистости (на скважине 234 – с 120 до 135 м³/сут; на скважине 218 – с 145,0 до 162,1 м³/сут, то есть в среднем на 17,1 м³/сут) при практически неизменном давлении нагнетания (3,3–3,5 МПа). Это свидетельствует об успешном подключении к дренированию новых низкопроницаемых интервалов пласта без создания избыточного сопротивления в призабойной зоне.

Скважина № 324: зафиксировано умеренное снижение приемистости на 9,1 м³/сут (с 85,0 до 75,9 м³/сут) на фоне возрастания давления нагнетания с 3,2 до 3,7 МПа. Это указывает на эффект тампонирувания высоковязким гелем высокопроницаемых каналов фильтрации.

Скважина № 210: отмечено существенное снижение приемистости (с 230,0 до 114,3 м³/сут), однако данный процесс сопровождался почти двукратным снижением давления нагнетания (с 7,2 до 3,7 МПа), что объясняется оптимизацией режима закачки и перераспределением депрессии по интервалам пласта.

Отсутствие осложнений, связанных с преждевременным гелеобразованием в наземном и скважинном оборудовании, а также достигнутое выравнивание профиля приемистости подтверждают технологическую эффективность подобранного реологического состава (ПАА FR-307 + ацетат хрома) для пластовых условий рассматриваемого месторождения.

Даже при консервативной оценке (учитывая только прямые затраты) отношение выручки к затратам превышает 20:1, что свидетельствует о высокой экономической целесообразности метода. Окупаемость инвестиций составляет менее одного месяца с момента начала получения дополнительной добычи. Следует отметить, что в расчет не включены затраты на утилизацию попутно добываемой воды и налоги, однако даже с их учетом проект остается рентабельным, что подтверждает перспективность масштабирования технологии.

Обсуждение

Анализ эффективности гелеполимерной обработки. Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности гелеполимерной обработки нагнетательных скважин для повышения нефтеотдачи высоковязкой нефти. Механизм воздействия заключается в снижении проницаемости наиболее промытых интервалов, что может быть связано с перераспреде-

лением фильтрационных потоков и вовлечением ранее слабодренлируемых зон и снижением обводненности в реагирующих добывающих скважинах.

Наибольший эффект достигнут в ячейке скважины 234, где средний прирост дебита нефти по четырем реагирующим скважинам составил 0,65 т/сут, а на отдельных скважинах (364) – до 1,2 т/сут при снижении обводненности на 10,8%. Это объясняется удачным выбором интервалов перфорации и благоприятными коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов (пористость 30–33%, нефтенасыщенность 65–80%).

Важно отметить, что продолжительность эффекта на ряде скважин превышает 200 суток, что указывает на устойчивость сформированной гелевой структуры в пластовых условиях. Это косвенно свидетельствует о сохранении потокоотклоняющего эффекта сформированной гелевой системы в пластовых условиях макромолекул полимера ионами трехвалентного хрома.

Вместе с тем в ячейках скважин 324 и 210 отмечено снижение приемистости нагнетательных скважин (на 9,1 и 115,7 м³/сут соответственно), что может быть связано с чрезмерным снижением проницаемости в призабойной зоне. Следует отметить, что отсутствие контрольных участков (без гелеполимерной обработки) в рамках рассматриваемого месторождения не позволяет полностью исключить влияние естественной динамики пластового давления и других геологических факторов на полученный прирост дебита. Однако устойчивый характер изменения показателей обводненности и дебита именно в реакции на закачку (с характерным временем отклика 2–4 недели) косвенно подтверждает обусловленность эффекта именно проведенной обработкой. Для повышения строгости выводов в будущем рекомендуется предусматривать резервные скважины-свидетели в рамках опытно-промышленных работ. Это указывает на необходимость оптимизации концентрации полимера и сшивателя, а также объема закачиваемой композиции для каждой конкретной скважины с учетом ее геолого-физических характеристик.

Сравнение с мировым опытом. Полимерное заводнение является одной из наиболее успешных технологий увеличения нефтеотдачи с историей применения, насчитывающей более 60 лет. Анализ мировых проектов показывает, что применение полимерного заводнения и его модификаций позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 15–30% при обособленном выборе полимера, ПАВ и щелочи, а также оптимальных значениях массовой доли компонентов и размера оторочки.

Наиболее показательными примерами успешного применения полимерных технологий являются:

Месторождение Дацин (Китай) – крупнейший в мире проект полимерного заводнения для легкой нефти. Первоначально считалось, что полимерное заводнение экономически нецелесообразно, однако реализация проекта на месторождении Дацин доказала обратное.

Месторождение Pelican Lake (Канада) – крупнейший в мире проект полимерного заводнения для тяжелой нефти. Проект опроверг мнение о том, что полимерное заводнение может быть успешным только в коллекторах с легкой нефтью. Вязкость нефти на данном месторождении составляет 300–450 мПа·с. Полимерное заводнение в тяжелых нефтях позволяет достичь коэффициентов извлечения до 50% от начальных геологических запасов при закачке 1 порового объема. В некоторых канадских проектах добыча нефти увеличилась на 700–1000 барр./сут по сравнению с прогнозируемыми показателями при водозаводнении.

Месторождение Узень (Казахстан) – в работе Сагындыкова и соавт. (2025) представлен опыт ускоренного внедрения полимерного заводнения на данном месторождении. Методология включала анализ промысловых данных, лабораторный скрининг эффективных полимеров, оценку удержания полимера в пористой среде и численное моделирование пластовых процессов.

Важно отметить, что большинство полимерных проектов реализовано для пластов с вязкостью нефти от 10 до 100 мПа·с. Канадские проекты эффективно проведены при вязкости нефти до 1800 мПа·с. В Казахстане полимерное заводнение успешно применяется для месторождений с высоковязкой нефтью, таких как Северное Бузачи (вязкость нефти 316–417 мПа·с) и Восточный Молдабек (вязкость нефти 246–377 мПа·с).

В контексте мирового опыта рассматриваемое в настоящей работе месторождение Мангистауской области с вязкостью пластовой нефти свыше 800 мПа·с относится к категории объектов с предельно высокой вязкостью, для которых применение полимерных технологий сопряжено с наибольшими сложностями. Тем не менее, полученные результаты (прирост дебита нефти 0,3–0,6 т/сут, снижение обводненности 2–10%, продолжительность эффекта до 215 суток) подтверждают принципиальную возможность и эффективность применения гелеполимерных обработок даже в таких сложных условиях.

Сравнительный анализ показывает, что полученные результаты сопоставимы с мировыми данными для аналогичных условий, хотя абсолютные значения прироста дебита ниже, что объясняется меньшими масштабами пилотных работ (обработка отдельных нагнетательных скважин, а не полноценное полимерное заводнение по площади). При этом важно подчеркнуть, что в отличие от большинства мировых проектов, где применяется полимерное заводнение с непрерывной закачкой полимерного раствора, в настоящем исследовании использовалась гелеполимерная обработка – технология, предназначенная для выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритоков, что является дополнением к основному процессу заводнения.

Ограничения и перспективы. Отсутствие ГИС-исследований после проведенных работ не позволило оценить перераспределение фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательных скважин. Для более полного анализа эффективности рекомендуется проведение мониторинга работы добывающих скважин в течение 6–12 месяцев и выполнение промыслово-геофизических исследований.

Кроме того, в соответствии с мировым опытом, при наличии трещин и аномально высокопроницаемых слоев перед применением полимерного заводнения необходима закачка блокирующих гелевых составов. Это положение должно учитываться при планировании дальнейших работ на рассматриваемом месторождении.

Заключение

На основании проведенных промышленных испытаний и анализа мирового опыта можно сделать следующие выводы.

Закачка гелеполимерного состава на основе полиакриламида (FP-307) и ацетата хрома является эффективным методом повышения нефтеотдачи высоковязкой нефти в условиях неоднородных коллекторов Мангистауской области. Технология основана на формировании пространственной гелевой структуры за счет «сшивания» макромолекул полимера ионами трехвалентного хрома, что обеспечивает значительно более высокие реологические свойства закачиваемого агента.

Обработка четырех нагнетательных скважин объемом 300 м³ каждая позволила достичь увеличения дебита нефти в реагирующих добывающих скважинах в среднем на 0,3–0,6 т/сут при снижении обводненности на 2–10%. Наибольший эффект достигнут в ячейке скважины 234, где прирост дебита на отдельных скважинах составил до 1,2 т/сут при снижении обводненности на 10,8%.

Продолжительность эффекта на отдельных скважинах превышает 200 суток, что подтверждает устойчивость сформированной пространственной гелевой структуры в пластовых условиях.

Сравнение с мировым опытом показывает, что полученные результаты сопоставимы с данными успешных проектов полимерного заводнения (месторождения Дацин в Китае, Pelican Lake в Канаде, Узень в Казахстане), что подтверждает принципиальную возможность применения гелеполимерных технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов вязких нефтей с вязкостью свыше 800 мПа·с.

Для оптимизации технологии требуется индивидуальный подбор концентрации полимера и сшивателя с учетом геолого-физических характеристик каждой скважины, а также проведение ГИС-исследований до и после обработки для контроля перераспределения фильтрационных потоков.

Рекомендуется дальнейшее внедрение полимерных технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов вязких нефтей с обязательным мониторингом работы добывающих скважин в течение длительного периода (не менее 12 месяцев). При планировании широкомасштабного внедрения следует учитывать необходимость закачки блокирующих гелевых составов при наличии трещин и аномально высокопроницаемых слоев.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Ezeh, O., Ikiensikimama, S.S., & Akaranta, O. Critical review of polymer flooding in daqing field and pelican field: case studies of the world's largest polymer flooding in light and heavy oil reservoirs, respectively. *Journal of Engineering Research and Reports*, 21 (10), 25–40 (2021). <https://doi.org/10.9734/JERR/2021/v21i1017497>
- 2 Sagyndikov, M.S., Kushekov, R.M., Alpysbay, Z.M., & Shyrakbayev, D.A. From Laboratory to Engineering and Accelerated Implementation of Polymer Flooding: A Case Study of the Uzen Oil Field in Kazakhstan. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (2025). <https://doi.org/10.2118/229960-MS>
- 3 Delamaide, E. Current Status of Polymer Flooding in Heavy Oil Fields: When Performances Beat Theory. *SPE Western Regional Meeting* (2025). <https://doi.org/10.2118/224158-MS>
- 4 Ibatullin, R.R., Gaffarov, S.K., Khisametdinov, M.R., & Minikhairrov, L.I. Review of world polymer flooding EOR projects. *Oil Industry Journal*, (07), 32–37 (2022). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-32-37> (in Russian).
- 5 Thomas, A. *Essentials of polymer flooding technique* (John Wiley & Sons, 2019).
- 6 Al-Murayri, M.T., Akther, S., Baroon, B., Al-Ghadhour, A., Delamaide, E., Soltani, A., ... & Rousseau, D. Insights on the Feasibility of Extremely High-Salinity Polymer-Flooding for a Deep Extra-Heavy Oil Clastic Reservoir in Kuwait. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia* (2024). <https://doi.org/10.2118/218776-MS>
- 7 Aitkulov, A., Edwards, R., Redwine, C., and Cunha, K. Milne Point Field Polymer Flood Update and Further Expansion. *SPE Improved Oil Recovery Conference* (2024). <https://doi.org/10.2118/218269-MS>

^{1*}**Тұрнияз М.Б.,**

докторант, ORCID ID: 0009-0000-0207-9777,

e-mail: mturniyaz@gmail.com

¹**Айсаева Т.С.,**

докторант, ORCID ID: 0000-0002-5369-1277,

e-mail: tolkyn.saura2011@mail.ru

¹**Нуршаханова Л.К.,**

қауымдастырылған профессор, ORCID ID: 0000-0001-8745-9874,

e-mail: aitore2010@mail.ru

¹**Бекбаева Р.А.,**

PhD, ORCID ID: 0009-0002-1920-8859,

e-mail: rba_90@mail.ru

²**Жакупов Т.М.,**

т.ғ.к., ORCID ID: 0000-0002-9725-0262,

e-mail: talgatzhakupov1979@gmail.com

³**Сейтенов А.С.,**

PhD, ORCID ID: 0000-0001-5777-4363,

e-mail: altynbek.seitenov@astanait.edu.kz

¹Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті,

Ақтау қ., Қазақстан

²ЖШС «GREEN THERMAL ENERGY», Астана қ., Қазақстан

³Astana IT University, Астана қ., Қазақстан

БІРТЕКТІ ЕМЕС КОЛЛЕКТОРЛАР ЖАҒДАЙЫНДА ТҮТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ ШОҒЫРЛАРЫНЫҢ МҰНАЙ БЕРГІШТІГІН АРТТЫРУ ҮШІН ГЕЛЕПОЛИМЕРЛІК ҚҰРАМДАРДЫ ҚОЛДАНУ (МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫНЫҢ КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА)

Аңдатпа

Мақалада Маңғыстау облысының (Қазақстан) кен орындарының бірінде тұтқырлығы жоғары мұнайдың мұнай беруін арттыру үшін айдау ұңғымаларын гелеполимерлік өндеуді өнеркәсіптік қолдану нәтижелері келтірілген. Үш валентті хром иондарымен әрекеттесу кезінде полиакриламидтің кеңістіктік гелдік құрылымын қалыптастырудың теориялық негіздері қарастырылады. FP-307 маркалы полиакриламид және әрқайсысының жалпы көлемі 300 м³ хром ацетаты негізінде тұтқыр-серпімді құраммен (ТСҚ) төрт айдау ұңғымасын өндеу нәтижелері келтірілген. Гелеполимер композицияларын айдау ұңғыма маңындағы аймақтағы сүзу ағындарын қайта бөлуге, өткізгіштігі төмен қабатшаларды игеруге тартуға және суланудың 2–10% төмендеуімен әрекеттесуші өндіруші ұңғымалардың мұнай дебитінің тәулігіне орта есеппен 0,3–0,6 т ұлғаюын қамтамасыз етуге мүмкіндік беретіні көрсетілген. Жекелеген ұңғымалардағы әсердің ұзақтығы 200 тәуліктен асады. Pelican Lake (Канада), Daqing (Қытай) және Өзен (Қазақстан) кен орындарын қоса алғанда, әлемдік полимерлі су басу жобаларымен салыстырмалы талдау жүргізілді. Технология жабдықта мерзімінен бұрын геледеуге байланысты айдау кезінде жоғары технологиялық және маңызды асқынулардың жоқтығын көрсетті, бұл қабат жағдайлары үшін таңдалған реологиялық композиция параметрлерінің дұрыстығын растайды. Алынған нәтижелер гетерогенді коллекторлардан алынуы қиын тұтқыр мұнай қорларын өндіру үшін гелеполимерлік технологияларды қолданудың орындылығын растайды.

Түйін сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, мұнай беруді арттыру, полиакриламид, гелеполимерлі өндеу, макромолекулаларды айкастыру, хром ацетаты, кенжар аймағы, сүзу ағындары, қабылдау профилін теңестіру.

^{1*}**Turniyaz M.B.,**

PhD student, ORCID ID: 0009-0000-0207-9777,

e-mail: mturniyaz@gmail.com

¹**Aisaeva T.S.,**

PhD student, ORCID ID: 0000-0002-5369-1277,

e-mail: tolkyn.saura2011@mail.ru

¹**Nurshakhanova L.K.,**

Associate Professor, ORCID ID: 0000-0001-8745-9874,

e-mail: aitore2010@mail.ru

¹**Bekbayeva R.A.,**

PhD, ORCID ID: 0009-0002-1920-8859,

e-mail: rba_90@mail.ru

²**Zhakupov T.M.,**

Cand.Tech.Sc., ORCID ID: 0000-0002-9725-0262,

e-mail: talgatzhakupov1979@gmail.com

³**Seitenov A.S.,**

PhD, ORCID ID: 0000-0001-5777-4363,

e-mail: altynbek.seitenov@astanait.edu.kz

¹Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yesenova,
c. Aktau, Kazakhstan

²LLP “GREEN THERMAL ENERGY”, c. Astana, Kazakhstan,

³Astana IT University, c. Astana, Kazakhstan

THE USE OF GEL POLYMER COMPOSITIONS TO ENHANCE THE OIL RECOVERY OF HIGH-VISCOSITY OIL IN CONDITIONS OF HETEROGENEOUS RESERVOIRS (USING THE EXAMPLE OF A FIELD IN THE MANGYSTAU REGION)

Abstract

The article presents the results of the industrial application of gel polymer treatment of injection wells to enhance the oil recovery of high-viscosity oil in one of the fields of the Mangystau region (Kazakhstan). The theoretical foundations of the formation of the spatial gel structure of polyacrylamide in interaction with trivalent chromium ions are considered. The results of treatment of four injection wells with a viscoelastic compound (VC) based on polyacrylamide grade FP-307 and chromium acetate with a total volume of 300 m³ each are presented. It has been shown that the injection of gel-polymer compositions makes it possible to redistribute filtration flows in the bottomhole zone, involve low-permeability layers in development, and increase the oil flow rate of responding offset production wells by an average of 0.3-0.6 t/day while reducing the produced-fluid water cut by 2–10 percentage points. The duration of the effect on individual wells exceeds 200 days. A comparative analysis was carried out with global polymer flooding projects, including Pelican Lake (Canada), Daqing (China) and Uzen (Kazakhstan) fields. The technology has shown high adaptability and the absence of critical injection complications associated with premature gelation in the equipment, which confirms the correctness of the selected rheological parameters of the composition for reservoir conditions. The results obtained confirm the expediency of using gel polymer technologies to recover hard-to-recover viscous oil reserves from heterogeneous reservoirs of viscous oils from heterogeneous reservoirs.

Keywords: high-viscosity oil, increased oil recovery, polyacrylamide, gel polymer treatment, crosslinking of macromolecules, chromium acetate, bottomhole zone, filtration flows, injection profile conformance.

Received July 07, 2026; revised July 22, 2026; accepted August 25, 2026.