



Научная статья

Анализ опыта применения предварительно сшитых полимерных гелей при разработке высокообводненных эксплуатационных объектов в условиях низкотемпературных нефтяных пластов

С.В.ГАЛКИН✉, Ю.А.РОЖКОВА

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Как цитировать эту статью: Галкин С.В., Рожкова Ю.А. Анализ опыта применения предварительно сшитых полимерных гелей при разработке высокообводненных эксплуатационных объектов в условиях низкотемпературных нефтяных пластов // Записки Горного института. 2024. Т. 265. С. 55-64. EDN CNCFIW

Аннотация. В зарубежной практике нефтедобычи в условиях высокой обводненности продукции скважин применяется технология закачки в нагнетательные скважины суспензии частиц предварительно сшитого геля – preformed particle gel (PPG). После набухания частицы полимера становятся эластичными и способны проникать по высокопроницаемым обводненным интервалам в удаленную зону пласта, образуя полимерную «пробку». Отечественный опыт применения данной технологии к настоящему времени практически ограничен тестированием зарубежных составов. Возможности применения технологии PPG рассмотрены для геологотехнологических условий высокообводненных месторождений Пермского края. В статье предложены реагенты PPG, эффективные в условиях низкотемпературных пластов (20–35 °C) и при относительно высокой минерализации пластовой воды (более 200 г/л). Анализ мирового опыта применения технологии PPG позволил выделить принципиальную схему закачки реагента, установить варианты последовательности закачки частиц PPG различного размера, а также возможности регулирования морфологических характеристик частиц полимерного геля при синтезе в зависимости от пористости и проницаемости коллектора. Необходимым условием технологии является возможность удаления частиц PPG после обработки из призабойной зоны пласта, для чего проведены испытания композиции брейкера на основе персульфата натрия с синергирующими добавками. Технология PPG эффективна в условиях пластов с высокой гетерогенностью по проницаемости. Для нефтяных месторождений Пермского края выделены два типа потенциально перспективных для реализации PPG высокообводненных эксплуатационных объектов. К первому типу относятся карбонатные турне-фаменские залежи с выраженной макротрещиноватостью, для которых задачей PPG является кольматация промытых крупных трещин. Второй тип – терригенные визейские залежи с повышенной вязкостью нефти от 5 до 100 мПа·с и высокой проницаемостью коллекторов ($> 0,5 \text{ мкм}^2$). Для обоих типов залежей подобраны участки, перспективные для реализации технологии PPG.

Ключевые слова: обводненность добывающих скважин; профиль приемистости; нагнетательные скважины; суперабсорбент; сшитый полимерный гель; проницаемость; давление закачки

Благодарности. Исследование проведено при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках реализации программы деятельности научно-образовательного центра мирового уровня «Рациональное недропользование». Ряд исследований выполнен на уникальной научной установке «Комплекс для исследования структуры емкостного пространства горных пород» центра коллективного пользования «Центр фильтрационно-емкостных свойств горных пород» ПНИПУ.

Поступила: 09.02.2021 Принята: 20.09.2023 Онлайн: 21.12.2023 Опубликована: 29.02.2024

Введение. На поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений при заводнении пластов характерно формирование промытых зон, по которым происходит фильтрация нагнетаемой воды. В результате добывающие скважины преждевременно обводняются, при этом часть остаточных извлекаемых запасов нефти (ОИЗ) из менее проницаемых зон не участвуют в процессе вытеснения и остаются невыработанными. Данная проблема в наибольшей степени выражена для нефтяных залежей с высокой гетерогенностью пластов по проницаемости и повышенной вязкостью нефти. Особенно актуальны задачи снижения обводненности продукции скважин для «старых»



нефтегазодобывающих районов. Возможность продления срока эксплуатации фонда скважин для месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации, не только решает задачи интенсификации добычи, но и увеличивает конечный коэффициент извлечения нефти. Рациональная разработка таких месторождений должна сопровождаться привлечением третичных методов повышения нефтеотдачи.

Для отечественных месторождений в настоящее время основным методом повышения эффективности закачки воды являются технологии на основе применения полимерных растворов. Как показывает промысловый опыт, в условиях высокой минерализации пластовых вод стандартное использование полиакриламида (ПАА) малоэффективно. В связи с тем, что полимер способен адсорбироваться на поверхность горной породы, а также вступать во взаимодействие с ионами металлов в воде (такими как Na^+ , Ca^{2+}), реологические характеристики закачиваемого раствора ПАА сильно меняются при проведении обработки. В работе [1] показано, что вследствие адсорбции части растворенного в воде полимера породой пласта полимер не попадает в переднюю часть фронта вытесняющей воды и подвижность водной фазы существенно не изменяется. В результате фронт полимера может значительно отставать от фронта вытеснения нефти водой.

Для воздействия на профиль приемистости пласта месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации, в мировой практике в последние годы применяется технология закачки в нагнетательные скважины суспензии частиц предварительно сшитого геля – preformed particle gel (PPG). После набухания частицы полимера становятся эластичными, поэтому они способны проникать в высокопроницаемые обводненные интервалы, минуя призабойную зону (ПЗП), в удаленную зону пласта (УЗП), образуя полимерную «пробку» [2-4].

Постановка проблемы. Российский опыт применения технологии на основе предварительно сшитых полимерных гелей практически ограничен тестированием составов, производимых за рубежом. В качестве отечественных разработок можно отметить реагент «Темпоскрин», изготовленный на основе водорастворимого ПАА, сшитого ионизирующим облучением, изготовление которого требует специального дорогостоящего оборудования [5-7]. Также известен ограниченный опыт применения на нефтяных месторождениях водонабухающего полимера АК-639, набухание которого происходит при температуре 70 °C, и полимерного геля «Ритин» [8-10].

Для территории Пермского края применимость указанных полимеров ограничивается их низкой абсорбционной емкостью при низких температурах пластов (20-35 °C) и повышенной минерализации пластовой воды (более 200 г/л). В таких геологических условиях абсорбционная емкость предварительно сшитых гелей имеет тенденцию снижаться, по этой причине частицы остаются жесткими, что значительно снижает их способность проникать в УЗП. Этот процесс объясняется теорией Флори – Хаггинса, согласно которой в присутствии катионов в водной среде на поверхности полимерной частицы образуется двойной электрический слой, сформированный отрицательно заряженными функциональными группами полимера и катионами металла [11]. Описанное явление ведет к снижению подвижности полимерных цепей в грануле и в итоге к значительному снижению абсорбционной емкости.

В работе [1] описан опыт закачки сшитых полимерных систем на месторождении Каламкас (Казахстан) и ряда месторождений Пермского края. В целом для пласта Ю1С месторождения Каламкас успешность геолого-технических мероприятий на скважинах для технологии PPG составила 80 %. При этом максимальная технологическая эффективность достигнута для участков в зоне развития палеорусел (91 %), для которых помимо повышенной плотности запасов нефти характерны наиболее высокие скорости движения нагнетаемой воды. Для месторождений Пермского края анализ опыта завоевания с использованием стандартного полиакриламида показал низкую эффективность, так как почти полностью отсутствует остаточный фактор сопротивления для воды, закачиваемой следом за оторочкой. В работе [1] сделаны выводы о перспективности применения технологии PPG на нефтяных объектах Пермского края, рекомендовано проведение исследовательских работ по адаптации свойств синтезированных полимеров для геолого-физических условий данной территории.

Обобщение международного опыта исследований в области применения предварительно сшитых гелей в нефтяной отрасли приведено в обзорных работах [12-14]. Необходимо отметить,



что промышленный опыт применения технологии PPG за рубежом значительно шире. Разработаны и апробированы предварительно сшитые гели, предназначенные для селективной блокировки пропластков коллектора с проницаемостью более $0,5 \text{ мкм}^2$ [15-17], и микрогели, которые направлены на выравнивание профиля приемистости с меньшей проницаемостью целевых интервалов воздействия геля (до $0,5 \text{ мкм}^2$) [18, 19]. Микрогели получают методом синтеза в обратной эмульсии; существуют разновидности микрогелей, представляющие собой водонабухающие микросфера [20, 21], термочувствительные микрогели с двумя типами сшивки (стабильной и нестабильной) [22], pH-чувствительные микрогели [18] и др. Технология PPG опробована на месторождениях Китая, США, Канады и др., где рассматривается эффективный метод выравнивания фронта вытеснения нефтяных пластов с обводненностью от 50 до 95 %. Анализ научных публикаций позволяет обобщить опыт внедрения технологии.

На рис.1 приведена принципиальная схема закачки реагента PPG [23], которая предусматривает приготовление суспензии с использованием пластовой воды в емкости с перемешивающим устройством. Закачка суспензии PPG с помощью насоса осуществляется попеременно с водой. Рекомендуемая концентрация реагента находится в диапазоне от 2000 до 3500 мг/л, объем суспензии для одной обработки в среднем варьирует от 2500 до 4300 м³. Необходимая масса порошка PPG для проведения обработки составляет 5-15 т.

Преимуществом применения предварительно сшитых полимерных гелей являются низкая себестоимость полимера, минимальные расходы на оборудование для приготовления рабочей суспензии при закачке в скважину, а также стабильность его вязко-упругих характеристик в пластовых условиях.

Технология PPG [24] применялась в широком диапазоне температур пласта от 45 до 110 °С. Для обработок использовалась пластовая вода с различной минерализацией (до 150 г/л и выше). Гель синтезировали на основе полиакриламида с добавлением сшивателя N,N'-метиленбисакриламида. Абсорбционная емкость полученного геля таким способом может варьировать от 10 до 200 г/г в зависимости от концентрации сшивателя и минерализации пластовой воды.

Анализ зарубежного опыта показывает, что при обработке объем закачиваемой суспензии PPG на скважину составляет 2000-4500 м³, масса сухого порошка PPG – от 5 до 15 т реагента. Продолжительность обработки PPG может составлять от 1,5 до 6 мес. Результатом применения технологии PPG являются следующие эффекты: увеличение дебита нефти до 10 т/сут; эффект обработки 120-250 т на каждую тонну порошка PPG (в сухом виде); снижение обводненности продукции добывающих скважин от 5 до 10 %. Технологический эффект от обработки PPG может длиться до 12 мес. [25-27].

Методология. Возможности применения технологии PPG рассмотрены для геолого-технологических условий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), для которой большинство нефтяных месторождений находится на поздней стадии эксплуатации. Типичным примером преобладания таких зрелых месторождений является территория Пермского края, где более 50 % скважин имеют обводненность продукции более 75 %. В таких геолого-технологических условиях востребовано применение комплексных технологий, направленных на выравнивание профилей приемистости пласта и вовлечение в разработку ранее недренируемых запасов.



Рис.1. Схема закачки реагента PPG [23]



Пластовые условия месторождений Пермского края отличаются низкими температурами (20-35 °C), что в целом типично для палеозойских отложений Волго-Уральской НГП. Для Пермского края характерна относительно высокая минерализация пластовой воды (200-230 г/л). Рекомендованные для территории исследования реагенты PPG должны быть адаптированы к условиям низкотемпературных пластов с высокой минерализацией пластовых вод.

В условиях низких температур и повышенной минерализации пластовой воды показатель абсорбционной емкости значительно падает. С учетом этого большинство импортных составов PPG для территории исследования малоэффективны. Авторами разработана оригинальная рецептура геля PPG, сшивка которого проводится имидными функциональными группами, формирующими при синтезе между цепями полиакриламида [28]. В рассмотренных условиях предлагаемый состав имеет абсорбционную емкость 35-40 г/г, что в два раза выше доступных аналогов. Методом оптической микроскопии установлено, что частицы геля увеличиваются в размере при набухании в 4-6 раз. Испытания по определению прочности частиц геля показали, что они способны сжиматься и проходить через отверстия в 20 раз меньше диаметра набухшей частицы.

Авторами проведены фильтрационные керновые испытания данного реагента на карбонатных трещинных [29] и терригенных коллекторах порового типа [30]. С использованием метода рентгеновской томографии [31] установлено, что суспензия PPG кольматирует трещины и высокопроницаемые пористые интервалы керна и способствует перераспределению фильтрационных потоков в низкопроницаемые каналы.

Обработку PPG регулируют тремя основными параметрами: скоростью закачки, концентрацией суспензии, размером частиц геля, значения которых определяются в том числе проницаемостью призабойной зоны пласта и приемистостью нагнетательных скважин. Если на начальном этапе обработки наблюдается увеличение давления на выкиде насосного агрегата, то в первую очередь снижают скорость закачки и концентрацию PPG. Параметры корректируются в ходе обработки так, чтобы давление нагнетания составляло не более 80 % от расчетного давления разрыва горных пород.

Размер частиц геля подбирается, исходя из характеристик емкостного пространства, а также характеристик геля (прочность, абсорбционная емкость). Наиболее распространенный алгоритм выполнения обработки предполагает закачку суспензии, начиная с малых фракций PPG, при этом в случае отсутствия изменения давления нагнетания постепенно переходят на закачку более крупных фракций PPG.

Иной вариант обработки применяется для обработки коллекторов, для которых установлено наличие полностью промытых «суперканалов». В этом случае с целью их кольматации закачку начинают с большей фракции PPG, затем постепенно переходя на PPG с меньшим размером частиц.

Во время закачки частицы геля PPG могут налипать на поверхность горной породы с образованием корки [32, 33], поэтому необходимым условием является технологическая возможность удаления реагента после обработки из ПЗП. В работе [34] на керновых исследованиях показано, что набухшие частицы PPG в присутствии соляной кислоты способны отдавать от 60 до 85 % воды. Дегидратация частиц PPG ведет к кратному уменьшению их размеров и соответственно восстановлению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) керна. Анализ опыта применения технологии показывает, что для восстановления приемистости ПЗП в нагнетательную скважину после обработки, как правило, закачивается брейкер [35, 36].

При разработке состава брейкеров (деструкторов), разрушающих структуру предварительно сшитого геля, рассматривались как ферменты, так и окислители. Ферменты способны воздействовать на участки полимерных цепей, что ведет к их разрушению на короткие фрагменты с меньшей молекулярной массой. Применение в качестве брейкеров ферментов ограничивается их эффективностью в небольших интервалах температур и pH среды, а также высокой стоимостью. Поэтому более перспективным является применение брейкеров, разрушающих полимерные цепи в результате окислительно-восстановительных процессов.

В работе [35] приведены испытания брейкеров для PPG на основе таких окислителей, как гипохлорит натрия и кальция, персульфат натрия, в результате сделан вывод о наибольшей эффективности последнего. С учетом этого, авторами в рамках тестирования полученного реагента проведены испытания брейкера на основе персульфата натрия. При исследованиях частицы PPG



выдерживались в модели пластовой воды (минерализация 200 г/л) до равновесной абсорбционной емкости, после чего проба геля навеской 20 г помещалась в раствор брейкера. Через сутки полимер отделялся от раствора брейкера путем фильтрования. По значениям массы полимера до и после взаимодействия с брейкером рассчитаны доли растворившегося полимера. Результаты испытаний показали, что 85 % геля PPG растворилось при взаимодействии с брейкером в течение суток, что можно считать удовлетворительным результатом.

Одним из главных условий, определяющих конечную эффективность применения технологии, является правильный выбор участка системы разработки, включающего нагнетательную и сопряженные добывающие скважины. Необходимым требованием, предъявляемым к нагнетательной скважине, является высокий коэффициент приемистости. Для успешной реализации технологии на участке внедрения необходима выраженная гетерогенность пласта по проницаемости (k) от 10^{-3} мкм² до единиц. Между нагнетательной и добывающими скважинами должна быть устойчивая гидродинамическая связь, что наиболее надежно обосновывается по данным трассерных исследований.

Обобщив анализ опыта внедрения технологии PPG, можно сформулировать следующие геолого-технологические условия для выбора участков ее эффективного применения. Экономическая целесообразность должна быть обоснована наличием достаточных остаточных запасов нефти, что в настоящее время нефтегазодобывающими предприятиями оценивается на основе 3D цифровых геолого-технологических моделей. Участок внедрения технологии должен характеризоваться обводненностью добывающих скважин более 50 % и высокой приемистостью нагнетательной скважины [13]. При этом на основе методов гидродинамических исследований скважин, гидропрослушивания и трассирования меченых веществ должна быть установлена устойчивая гидродинамическая связь нагнетательной скважины с соседними добывающими. Примеры оценки интерференции добывающих и нагнетательных скважин на основе комплексного анализа гидродинамических исследований скважин, методов гидропрослушивания и трассирования меченых веществ приведены в работе [36].

Для эффективного применения технологии PPG важна высокая анизотропия проницаемости коллекторов как по высоте, так и по площади. С учетом этого, данная технология может быть эффективна как для условий трещиноватых коллекторов, так и для коллекторов порового типа с высокой неоднородностью геологического строения. Для залежей с выраженной макротрещиноватостью задачей PPG является кольматация промытых крупных трещин. В Пермском крае данный тип преимущественно приурочен к карбонатным залежам турне-фаменского возраста (Т, Фм) [37]. В качестве примера может быть рассмотрена залежь пласта Т Опалихинского месторождения, для которой характерна высоковязкая нефть ($\mu = 82$ мПа·с) и пониженные коллекторские свойства матрицы коллектора ($k = 0,061$ мкм²). Для данного эксплуатационного объекта при текущей выработке запасов $\eta = 46,8$ % более 60 % скважин работает с обводненностью более 50 %, что свидетельствует о целесообразности применения третичных методов нефтеотдачи.

В качестве перспективного для реализации технологии PPG выбран участок залежи с повышенной плотностью запасов нефти и обводненностью продукции всех добывающих скважин более 50 % (рис.2).

Выбор данного участка для реализации опытно-промышленных работ обусловлен, в том числе, его изученностью помимо стандартного каротажа, а также гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИ), что позволило оценить ФЕС коллекторов как высокие ($k > 0,5$ мкм²). При этом для нагнетательных скважин № 423, 433, 439 на кривых падения

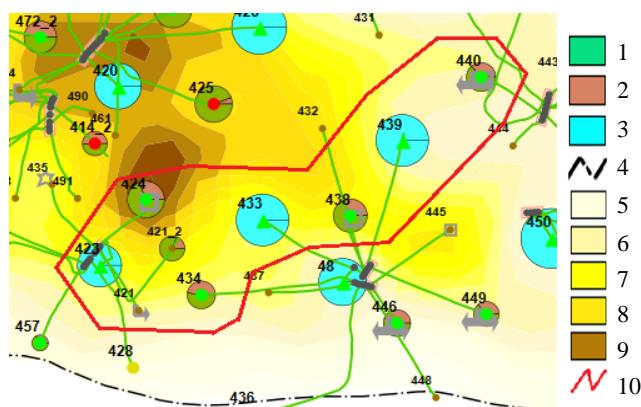


Рис.2. Пример участка разработки трещинного коллектора.
Объект Т. Опалихинское нефтяное месторождение

1, 2 – текущие отборы, т/сут (1 – дебит воды, 2 – нефти);
3 – приемистость, м³/сут; 4 – внешний контур нефтеносности;
5–9 – плотность запасов, т/м² (5 – 0,03-0,17; 6 – 0,17-0,32;
7 – 0,32-0,46; 8 – 0,46-0,61; 9 – 0,61-0,75); 10 – участок для PPG



давления (КПД) наблюдается характерный перегиб (рис.3), что по модели Уоррена – Рута интерпретируется как наличие трещиноватости [38, 39]. Согласно проведенным по КПД расчетам осредненная на толщину интервала перфорации раскрытость трещин составляет от 30 до 50 мкм. Эффект от применения технологии PPG должен заключаться в кольматации наиболее раскрытых трещин, при этом с учетом изменения размеров частиц после набухания минимальный размер частиц PPG может быть оценен в 250 мкм.

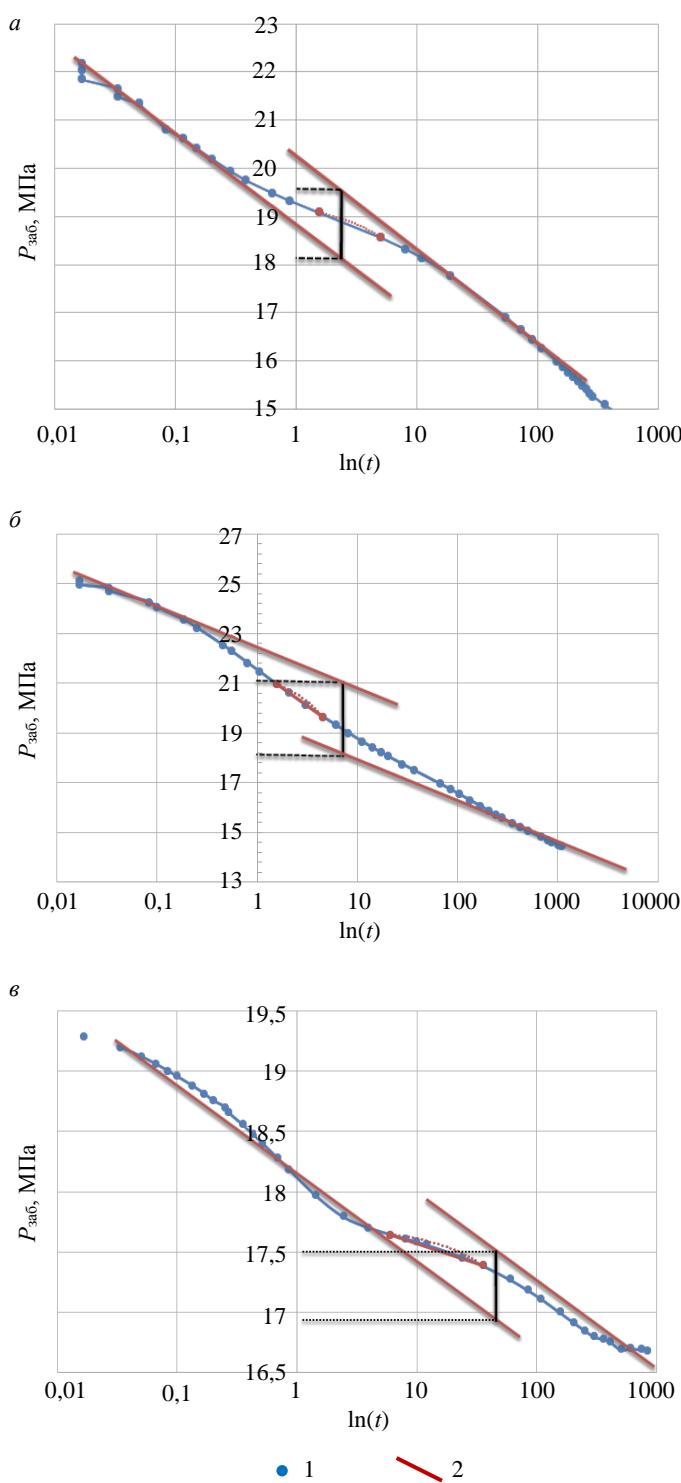


Рис.3. Кривые падения давления для нагнетательных скважин № 423 (а), 433 (б), 439 (в)

1 – замеры кривой падения давления;
2 – интерпретация по модели Уоррена – Рута

При поровом типе коллектора опережающее обводнение скважин больше проявляется для залежей с повышенной вязкостью нефти. На рис.4 приведены примеры зависимостей обводненности продукции скважин от выработки запасов нефти [40] для залежей с поровым типом коллектора в различных диапазонах вязкостей пластовой нефти.

При $\mu < 2$ мПа·с лишь после достижения выработки запасов $\eta > 75\%$ начинается резкое обводнение скважин. В условиях низких μ фронт вытеснения нефти равномерен по всей толщине коллектора, обводненность на протяжении основного периода разработки не превышает 45 %. Начиная с $\mu > 5$ мПа·с, обводненность залежей превышает 50 % уже при выработке 40 %. Таким образом, перспективными для реализации PPG являются залежи с повышенной вязкостью нефти ($\mu \geq 5$ мПа·с), приуроченные к высокопроницаемым поровым коллекторам ($k \geq 0,5$ мкм²). Анализ месторождений Пермского края показывает, что залежи такого типа преимущественно относятся к терригенным визейским пластам (Тл, Бб, Мл – 41 объект) платформенной части Пермского края. Необходимо заметить, что на залежах с меньшей средней проницаемостью могут присутствовать локальные участки с $k \geq 0,5$ мкм², которые также могут являться целевыми объектами для применения PPG.

В качестве перспективного для технологии PPG объекта порового типа может быть рассмотрена залежь пластов Тл-Бб Шагиртско-Гожанского месторождения ($\mu = 38$ мПа·с, $k = 1,2$ мкм², $\eta = 60,9\%$). Для данного эксплуатационного объекта в целом при наличии достаточных ОИЗ фонд добывающих скважин работает с обводненностью более 80 % (рис.5).

Отбор скважин-кандидатов для закачки реагентов PPG согласно зарубежной практике рекомендуется проводить путем расчета индекса давления PI (pressure index), который строится по кривой падения



давления со снятием значений с интервалом 5-10 мин при отключении нагнетательной скважины на 90 мин [14, 23, 41]. По графику изменения давления во времени рассчитывается индекс

$$PI = \frac{\int_0^T P(t) dt}{T},$$

где $P(t)$ – изменение давления во времени при отключении нагнетательной скважины; T – продолжительность остановки скважины.

Согласно данным работы [14] первоочередными кандидатами для закачки PPG могут рассматриваться нагнетательные скважины с пониженными значениями PI при отклонении от среднего значения по участку более 5 МПа. По данным краткосрочных замеров КПД (рис.6) при участии авторов в работе [42] проведены расчеты индекса PI , согласно которым для скважин № 370 – $PI = 83,5$ МПа; 1113 – $PI = 104,8$; 1128 – $PI = 113,8$; 1133 – $PI = 78,9$.

Таким образом, рассмотренный элемент разработки характеризуется высокой степенью гетерогенности (диапазон PI порядка 35 МПа) и может быть рекомендован к селективной изоляции высокопроницаемых интервалов. Наименьший показатель индекса PI имеют нагнетательные скважины № 370 и 1133, для которых КПД характеризуется резким нисходящим трендом (рис.6). С учетом этого при реализации технологии PPG скважины № 370 и 1133 являются приоритетными для закачки реагента.

Заключение. На основе анализа международного опыта применения технологии PPG и проведенных исследований для условий низкотемпературных нефтяных залежей Пермского края авторами разработан состав, сшивка которого проводится имидными функциональными группами, формирующимися при синтезе между цепями поликариламида. Данный реагент PPG имеет абсорбционную емкость 35-40 г/г, что в два раза выше доступных аналогов. Эффективность кольматации разработанным составом трещин и высокопроницаемых пористых интервалов с перераспределением фильтрационных потоков в низкопроницаемые каналы подтверждена результатами проведенных на кернах фильтрационных экспериментов.

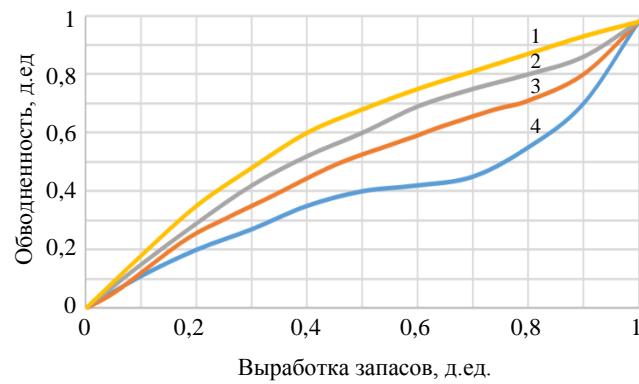


Рис.4. Зависимости обводненности продукции от выработки запасов в зависимости от различных диапазонов вязкостей нефти. Объекты Тл-Бб-Мл. Пермский край [40]
1 – $\mu < 2$ МПа·с; 2 – $\mu = 2-5$; 3 – $\mu = 5-20$; 4 – $\mu > 20$

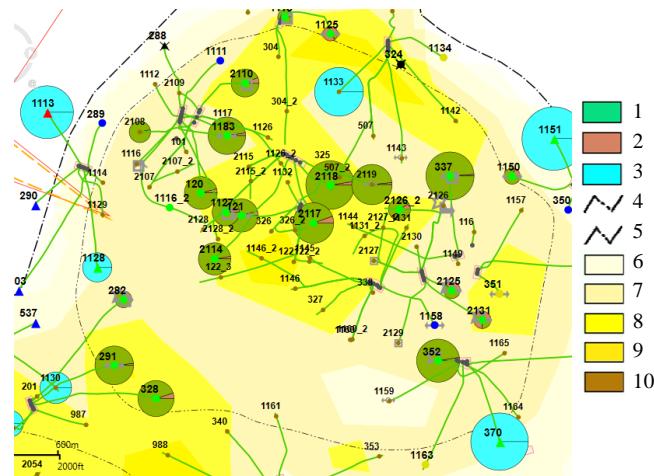


Рис.5. Пример участка разработки порового коллектора. Объект Тл-Бб. Шагиртско-Гожанско месторождение
1, 2 – текущие отборы, т/сут (1 – дебит воды, 2 – нефти);
3 – приемистость, м³/сут; 4 – внутренний контур нефтеносности;
5 – внешний контур нефтеносности; 6-10 – плотность запасов, т/м²
(6 – 1,23-3,97; 7 – 3,97-6,71; 8 – 6,71-9,44; 9 – 9,44-12,18;
10 – 12,18-14,92)

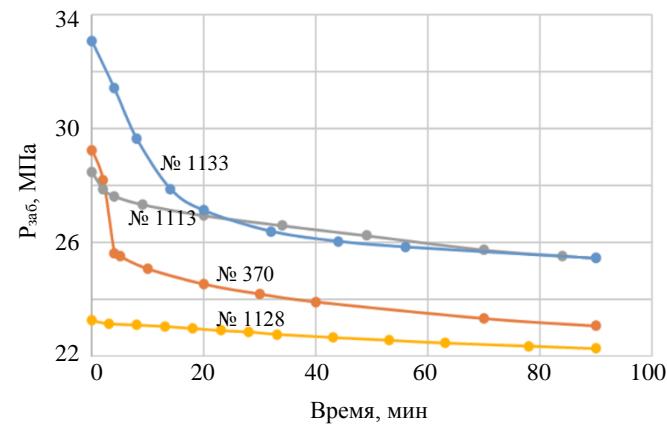


Рис.6. Кривые падения давления нагнетательных скважин № 370; 1113; 1128; 1133 для расчета индекса PI



Исследования, проведенные методом оптической микроскопии, показали, что частицы геля увеличиваются в размере при набухании в 4-6 раз. Испытания по определению прочности частиц геля свидетельствуют, что они способны сжиматься и проходить через отверстия в 20 раз меньше диаметра набухшей частицы.

Для высокообводненных нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края выделены два основных направления применения технологии PPG: в карбонатных коллекторах с установленной трещиноватостью и в терригенных с высокой неоднородностью геологического строения. Для карбонатных залежей эффект от применения технологии PPG должен заключаться в кольматации наиболее раскрытых трещин. На примере одного из эксплуатационных объектов по данным гидродинамических исследований скважин выделен участок нагнетания с установленной раскрытием трещин порядка 30-50 мкм, на котором рекомендована закачка реагента. Минимальный размер частиц PPG при проведении обработки оценен в 250 мкм.

В условиях терригенных коллекторов технология PPG наиболее эффективна для нефтяных залежей с вязкостью более 5 мПа·с и проницаемостью более 0,5 мкм². Для залежи такого типа при отборе нагнетательных скважин для закачки PPG по кривой падения давления рассчитан индекс *PI*. Установлено, что рассмотренный элемент разработки характеризуется высокой степенью гетерогенности (диапазон *PI* порядка 35 МПа). В результате расчетов для закачки реагента рекомендованы скважины с резким нисходящим трендом кривой падения давления.

В рамках исследований проведены испытания различных типов брейкеров для PPG, в результате чего сделан вывод о наибольшей эффективности персульфата натрия. Проведенные эксперименты показали, что 85 % геля PPG растворяются при взаимодействии с персульфатом натрия в течение суток.

Таким образом, в результате проведенных исследований определен комплекс необходимых мероприятий для эффективного применения технологии PPG. Определена принципиальная схема закачки реагента, в различных геолого-технологических условиях установлены эффективные сценарии последовательной закачки частиц PPG различного размера. Выделены потенциально перспективные участки реализации PPG с трещинным карбонатным и поровым терригенными типами коллекторов. Проведенные исследования позволяют выделять перспективные эксплуатационные объекты для внедрения технологии закачки частиц на основе предварительно сшитого геля, что в перспективе для «зрелых» месторождений повышает срок их рентабельной эксплуатации и конечный коэффициент извлечения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлов Н.Н., Закенов С.Т., Кийнов К.К. и др. Опыт реализации технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 74-78. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-74-78
2. Elsharafi M.O., Bai B. Effect of Strong Preformed Particle Gel on Unswept Oil Zones/Areas During Conformance Control Treatments // EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, 10-13 June 2013, London, UK. OnePetro, 2013. № SPE-164879-MS. DOI: 10.2118/164879-MS
3. Goudarzi A., Zhang H., Varavei A. et al. Water Management in Mature Oil Fields using Preformed Particle Gels // SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference, 19-25 April 2013, Monterey, CA, USA. OnePetro, 2013. № SPE-165356-MS. DOI: 10.2118/165356-MS
4. Zhang H., Bai B. Preformed-Particle-Gel Transport Through Open Fractures and Its Effect on Water Flow // SPE Journal. 2011. Vol. 16. Iss. 2. P. 388-400. DOI: 10.2118/129908-PA
5. Барабанов В.Л., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Изучение реологической неоднородности жидких систем на примере набухших в воде дисперсионных гелей полиакриламида // Георесурсы, геоэнергетика, geopolitika. 2016. № 1 (13). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art4
6. Каушанский Д.А. Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки «Темпоскрин-Люкс» // Георесурсы, геоэнергетика, geopolitika. 2014. № 1 (9).
7. Каушанский Д.А., Батырбаев М.Д., Дузбаев С.К., Демьяновский В.Б. Результаты использования технологии «Темпоскрин» на месторождениях Республики Казахстан (на примере ПФ «Эмбамунайгаз») // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 9. С. 51-58.
8. Идиятуллин А.Р. «Ритин-10»: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 2. С. 54-58.
9. Сладовская О.Ю., Башкирцева Н.Ю., Куряшов Д.А. и др. Применение коллоидных систем для увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Казанского технологического университета. 2010. № 10. С. 585-591.



10. Шувалов С.А., Винокуров В.А., Хлебников В.Н. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водозоляции // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина. 2013. № 4 (273). С. 98-107.
11. Hongbin Yang, Wanli Kang, Shuren Liu et al. Mechanism and Influencing Factors on the Initial Particle Size and Swelling Capability of Viscoelastic Microspheres // Journal of Dispersion Science and Technology. 2015. Vol. 36. Iss. 11. P. 1673-1684. DOI: 10.1080/01932691.2014.1000463
12. Rozhkova Y.A., Burin D.A., Galkin S.V., Yang H. Review of Microgels for Enhanced Oil Recovery: Properties and Cases of Application // Gels. 2022. Vol. 8. Iss. 2. № 112. DOI: 10.3390/gels8020112
13. Baojun Bai, Jia Zhou, Mingfei Yin. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // Petroleum Exploration and Development. 2015. Vol. 42. Iss. 4. DOI: 10.1016/S1876-3804(15)30045-8
14. Yuzhang Liu, Baojun Bai, Yefei Wang. Applied Technologies and Prospects of Conformance Control Treatment in China // Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP Energies nouvelles. 2010. Vol. 65. Iss. 6. P. 859-878. DOI: 10.2516/ogst/2009057
15. Bai B., Liu Y., Coste J.-P., Li L. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007. Vol. 10. Iss. 2. P. 176-184. DOI: 10.2118/89468-PA
16. Imqam A., Bai B., Delshad M. Preformed Particle Gel Propagation Through Super-K Permeability Sand and Its Resistance to Water Flow During Conformance Control // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 20-22 October 2015, Nusa Dua, Bali, Indonesia. OnePetro, 2015. № SPE-176429-MS. DOI: 10.2118/176429-MS
17. Long Yu, Qian Sang, Mingzhe Dong. Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs // Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP Energies nouvelles. 2018. Vol. 73. Iss. 1. № 65. DOI: 10.2516/ogst/2018062
18. Abdilbaki M., Huh C., Sepehrnoori K. et al. A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 122. P. 741-753. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.06.034
19. Almohsin A., Ding H., Bai B. Experimental Study on the Transport and Improved Oil Recovery Mechanism of Submicron Particle Gel // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 26-28 March 2018, Muscat, Oman. OnePetro, 2018. № SPE-190364-MS. DOI: 10.2118/190364-MS
20. Meiqin Lin, Guiqing Zhang, Zhao Hua et al. Conformation and plugging properties of crosslinked polymer microspheres for profile control // Colloids and Surfaces A: Physicochemical Engineering Aspects. 2015. Vol. 477. P. 49-54. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2015.03.042
21. Chuanjin Yao, Guanglin Lei, Lei Li, Xuemei Gao. Selectivity of Pore-Scale Elastic Microspheres as a Novel Profile Control and Oil Displacement Agent // Energy Fuels. 2012. Vol. 26. Iss. 8. P. 5092-5101. DOI: 10.1021/ef300689c
22. Ohms D., McLeod J., Graff C.J. et al. Incremental-Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska // SPE Production & Operations. 2010. Vol. 25. Iss. 03. DOI: 10.2118/121761-PA
23. Baojun Bai, Liangxiong Li, Yuzhang Liu et al. Preformed Particle gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 17-21 April 2004, Tulsa, OK, USA. OnePetro, 2004. №: SPE-89389-MS. DOI: 10.2118/89389-MS
24. Baojun Bai, Mingzhen Wei, Yuzhang Liu. Injecting Large Volumes of Preformed Particle Gel for Water Conformance Control // Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP Energies nouvelles. 2012. Vol. 67. Iss. 6. P. 941-952. DOI: 10.2516/ogst/2012058
25. Daoyi Zhu, Jirui Hou, Xianxing Meng et al. Effect of Different Phenolic Compounds on Performance of Organically Cross-Linked Terpolymer Gel Systems at Extremely High Temperatures // Energy Fuels. 2017. Vol. 31. Iss. 8. P. 8120-8130. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b01386
26. Long Yu, Qian Sang, Mingzhe Dong. Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs // Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP Energies nouvelles. 2018. Vol. 73. Iss. 1. № 65. DOI: 10.2516/ogst/2018062
27. Bo Wang, Meiqin Lin, Jinru Guo et al. Plugging properties and profile control effects of crosslinked polyacrylamide microspheres // Journal of Applied Polymer Science. 2016. Vol. 133. Iss. 30. № 43666. DOI: 10.1002/APP.43666
28. Рожкова Ю.А. Обоснование применения ограниченно-набухающих полимерных гелей при разработке высокообводненных нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2021. 19 с.
29. Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П. и др. Тестирование технологии предварительно спищих частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 91-96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91
30. Ketova Y., Galkin S., Kolychev I. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 196. № 107998. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107998
31. Efimov A.A., Galkin S.V., Savitsky Y.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of Oil & Gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of Core X-Ray Tomography data // Ecology, Environment and Conservation. 2015. Vol. 21. November S. P. 79-85.
32. Elsharafi M., Bai B. Minimizing Formation Damage for Preformed Particle Gels in Mature Reservoirs // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, 11-13 August 2015, Kuala Lumpur, Malaysia. OnePetro, 2015. № SPE-174645-MS. DOI: 10.2118/174645-MS
33. Imqam A., Bai B. Optimizing the strength and size of preformed particle gels for better conformance control treatment // Fuel. 2015. Vol. 148. P. 178-185. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.01.022
34. Imqam A., Bai B., Wei M. et al. Use of Hydrochloric Acid To Remove Filter-Cake Damage From Preformed Particle Gel During Conformance-Control Treatments // SPE Production & Operations. 2016. Vol. 31. Iss. 03. № SPE-172352-PA. DOI: 10.2118/172352-PA
35. Ze Wang, Baojun Bai, Enze Zhou et al. Experimental Evaluation of Oxidizing Breakers for a Polyacrylamide-Based Re-Crosslinkable Preformed Particle Gel // Energy & Fuels. 2019. Vol. 33. Iss. 6. P. 5001-5010. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b00709
36. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313



37. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 14. С. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1

38. Fei Wang, Shicheng Zhang. Pressure-buildup analysis method for a post-treatment evaluation of hydraulically fractured tight gas wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. Vol. 35. № PA. P. 753-760. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.09.026

39. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Горланов Н.П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 14. С. 32-38. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4

40. Илюшин П.Ю. Обоснование прогноза обводненности залежей нефти с использованием аналого-статистических методов (на примере разработки месторождений Пермского Прикамья): Автoref. дис. ... канд. техн. наук. СПб: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2013. 20 с.

41. Dongmei Wang, R.S. Seright, Zhenbo Shao, Jinmei Wang. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2008. Vol. 11. Iss. 06. № SPE-109682-PA. P. 1117-1124. DOI: 10.2118/109682-PA

42. Rozhkova Y.A., Gurbanov V.S., Efendiyev G.M., Galkin S.V. Assessment of applicability of preformed particle gels for Perm region oil fields // XIV Russian Conference on Petroleum and Mining Engineering, 09-12 November 2021, Perm, Russia. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2022. Vol. 1021. № 012073. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012073

Авторы: С.В.Галкин, д-р геол.-минерал. наук, профессор, gnofd@pstu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7275-5419> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Ю.А.Рожкова, канд. техн. наук, научный сотрудник, <https://orcid.org/0000-0002-3199-455X> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.