

УДК 622.276.64

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ: ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ГЕЛЕПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ASP-ВОЗДЕЙСТВИЕ

Ф.Э. Сафаров, С.Ю. Лобанова, Б.У. Елубаев, Н.Е. Таламанов,
Сунь Чжидзянь, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин

Представляемая работа относится к области технологий по увеличению коэффициента извлечения нефти с помощью физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (заводнение с участием поверхностно-активных веществ и циклическое гелеполимерное заводнение) применительно к юрским и меловым отложениям высоковязкой нефти Северо-Бузачинской нефтегазоносной области.

В статье приведены результаты опытно-промышленных испытаний технологии циклического гелеполимерного заводнения, проведенных на коллекторе с высоковязкими нефтями (вязкость в пластовых условиях свыше 300 мПа·с) м. Северные Бузачи, что является расширением границ применения метода. В работе использовали методы гидродинамического моделирования, математического анализа; необходимые параметры трещин и «суперколлекторов» для расчета рабочих объемов закачиваемых композиций оценивали с помощью трассерных исследований.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, проницаемостная неоднородность, прорывы воды, трещиноватость, суперколлектор, гелеполимерное заводнение, изоляция трещин, выравнивание профиля приемистости, высоковязкие гели, коэффициент вытеснения, ASP.

Введение

Юрские и меловые отложения нефти Северо-Бузачинской нефтегазоносной области характеризуются значительными проницаемостями, небольшими глубинами залегания и невысокими пластовыми температурами. Добываемая нефть относится к трудноизвлекаемым запасам по критерию высокой вязкости, характеризуется высоким содержанием асфальтенов и смол и низким содержанием парафинов. Обширные водонефтяные зоны, неоднородный и расчленённый коллектор с широким интервалом проницаемости вплоть до трещиноватости осложняют разработку таких месторождений. Вышеперечисленные особенности свойств пластовых флюидов и продуктивного коллектора приводят к тому, что в условиях эксплуатации аналогичных

залежей методом заводнения уже при небольшом отборе (менее 10%) извлекаемых запасов наблюдается прорыв воды в добывающие скважины. Проблема повышения нефтеотдачи пластов на неоднородных коллекторах с высоковязкими нефтями осложнена ещё и тем, что нефти в пластовых условиях проявляют структурно-механические свойства, и это характерно для юрских и меловых отложений мезозойского нефтегазонакопления. Кроме того, такая нефть залегают неглубоко, коллектор представлен слабосцементированным песчаником («рыхлый»), и это создает дополнительные осложнения при добыче нефти. Как показали результаты фильтрационных исследований на схожих отложениях песчаников, при фильтрации пластовой воды через натурный керн в термобарических условиях

пласта происходит снижение его проницаемости. В этот процесс вносят вклад и набухание глин, и разрушение «рыхлого» коллектора. Поэтому наиболее перспективными в таких коллекторах являются работы по воздействию на призабойную зону пласта (далее – ПЗП) добывающих скважин с целью восстановления их коэффициента продуктивности терморегентными составами [1, 2]; изоляция промытых нагнетаемой водой высокопроницаемых каналов фильтрации (далее – ВКФ) [3–5], усиление мощных свойств воды за счет гелеполимерных систем и композиций поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), способных значительно увеличить

коэффициент вытеснения нефти водой (далее – Квыт.) и коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) [5, 6].

Как правило, текущее состояние разработки месторождений Северо-Бузачинской нефтегазоносной области можно охарактеризовать значительным опережением темпов обводнения продукции над выработкой запасов и низким прогнозным отбором извлекаемых запасов. Характерная зависимость логарифма водонефтяного фактора от накопленного отбора нефти, иллюстрирующая ситуацию с разработкой м. Северные Бузачи [7], и обновленная на дату 01.01.2021 представлена на рис. 1:

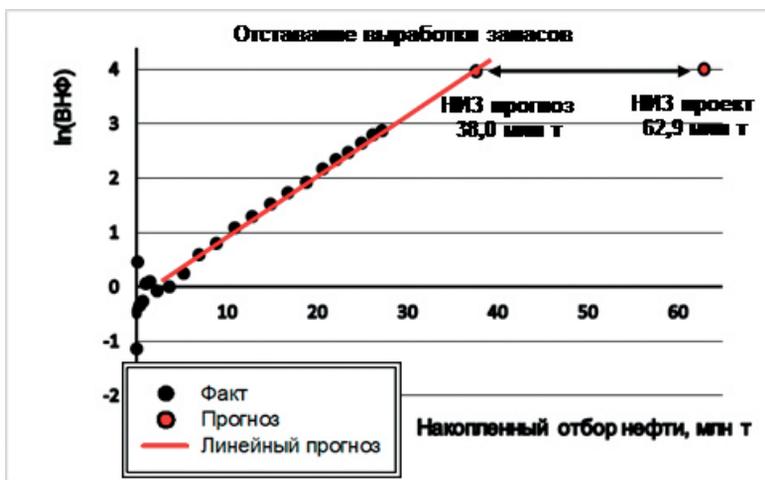


Рисунок 1. Прогнозный отбор начальных извлекаемых запасов нефти

На м. Каражанбас работы по выравниванию профиля приёмности (далее – ВПП) нагнетательных скважин при нагнетании пара не проводятся, что в условиях послышной неоднородности резко снижает эффективность паротеплового воздействия. Закачка пара приводит к его прорывам по верхней части продуктивного пласта, оставляя неохваченными заводнением значительные запасы нефти. В ходе закачки системой поддержания пластового давления (далее – ППД) воды аналогичные процессы происходят в меньшей степени, но их влиянием также нельзя пренебрегать.

Неоднородность коллектора по проницаемости не позволяет эффективно

применять обычное «классическое» полимерное заводнение для выравнивания фронта вытеснения нефти, при котором вместо воды нагнетается значительный объем низкоконцентрированного раствора полимера. В таком коллекторе происходит быстрый прорыв полимера в забой добывающих скважин. Одним из способов борьбы с описанными выше процессами является технология комплексного гелеполимерного воздействия на обводненные участки продуктивных пластов через нагнетательные скважины, позволяющая значительно увеличить коэффициент охвата пласта заводнением (Кохв.) с ростом Квыт. по данным фильтрационных экспериментов до 12%. В ходе реализации

технологии сначала производится ВПП нагнетательной скважины. Закачиваются водонабухающие полимеры или синтетические смолы; после них – высоковязкие гидрогели. Далее нефть вытесняется оторочкой маловязкого (слабого) гидрогеля на основе сшитого полиакриламида. Описанная выше технология была реализована на м. Северные Бузачи. Исследования в области научно-инженерного обоснования возможности использования нетеплового метода увеличения нефтеотдачи пластов стартовали в 2006 г. Это плод совместных усилий научных институтов АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (Казахстан) и Синьцзянский институт нефти и газа (Китай). Отметим, что, согласно существующей на момент начала выполнения проекта общемировой практике, вязкость добываемой нефти свыше 300 мПа·с являлась ограничением применимости метода, отсутствовали опубликованные работы по полимерному заводнению в таких условиях [8]. На сегодняшний день в мире производятся работы по увеличению нефтеотдачи пласта полимерными системами с ещё более вязкими нефтями (порядок величины – тысячи мПа·с), например, на м. Мармул и Нимр в Омане; м. Пеликан Лейк, Муни, Сиал, Кактус Лейк и Медицин Хат в Канаде, но к данным работам приступили в более позднее время, уже после старта описанного в статье проекта [9].

Другим способом увеличения нефтеотдачи пласта с отложениями высоковязких нефтей в условиях закачки пара является комплексное воздействие термостабильными композициями ПАВ + сшитые полимерные системы (далее – СПС). При реализации технологии на первом этапе блокируются высокопроницаемые каналы фильтрации, далее производится закачка оторочки, включающей щелочной агент, ПАВ и полимер ASP оторочки, позволяющей значительно увеличить эффективность извлечения нефти. Сущность заводнения с применением композиций ПАВ заключается в повышении нефтевытесняющих свойств воды и активации капиллярных и диффузионных процессов вытеснения за счет снижения краевого угла смачивания и межфазного поверхностного натяжения (далее – МПН) нефти на

контакте с закачиваемым коктейлем ПАВ [10]. Применение мицеллярных технологий увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов способствует отмыву пленочной нефти, гидрофилизации породы, снижению набухаемости глинистых минералов, ускорению капиллярной пропитки, увеличению фазовой проницаемости для нефти. Механизм действия технологии заключается в солюбилизации мицеллами ПАВ нефти и воды. При этом если гидрофобность углеродного хвоста и гидрофильность полярного головки ПАВ при заданном уровне минерализации водной фазы сопоставимы, то может образовываться маловязкая непрерывная средняя фаза типа III по Винзору (это две равновесные изотропные непрерывные фазы с почти нулевым краевым углом смачивания между ними и величиной МПН на границе раздела фаз менее 10^{-3} мН/м), позволяющая мобилизовать защемленную нефть из микропор и ловушек [11, 12]. Высоковязкая нефть вносит дополнительные сложности в ходе реализации проектов по ПАВ-заводнению, поскольку учет контроля подвижности ASP оторочки тем важнее, чем выше вязкость нефти. Реализация технологии на участках, где производится закачка пара, требует применения термостабильных композиций и для ВПП, и для ASP. При температуре выше 60°C ПАВ на основе сульфатов и алкоксисульфонов не могут использоваться вследствие того, что связи S–O и C–O подвергаются гидролизу. Поэтому для осуществления мицеллярного и ASP-заводнения в таких условиях, с учетом низких мировых цен на нефть и её перепроизводства, задача подбора более доступных ПАВ является очень актуальной. Внедрение технологии позволит получить дополнительный доход за счет увеличения дебита нефти и снижения количества попутно добываемой пластовой воды.

Представляется интересным отметить результаты реализации пилотного проекта по ASP-заводнению в России на Западно-Салымском месторождении [13], где можно отметить, что для достижения значительного эффекта отмывающего действия коктейля ASP (5% остаточной нефтенасыщенности коллектора после воздействия) необходимо понести се-

рьезные материальные затраты. В них входят приобретение оборудования для приготовления закачиваемых растворов (для полимеров и для ПАВ – разные типы оборудования), модернизация системы подготовки нефти (строительство дополнительного блока разделения эмульсий), разбуривание опытного участка по уплотненной сетке и т.д.

Работы по ПАВ-заводнению на зрелых месторождениях могут быть нерентабельными в связи с необходимостью вложения описанных выше затрат на поверхностное обустройство, позволяющее закачивать эффективно отмывающие нефть композиции ASP. Поэтому использование коктейлей ПАВ, не образующих высокостабильных эмульсий с пластовой нефтью, не требующих затрат на поверхностное обустройство, системы подготовки которых проще и дешевле, и обеспечивающих увеличение Квыт. до 15% по сравнению с базовым заводнением водой, может быть с экономической точки зрения предпочтительнее. Кроме того, внутренние олефины, сырье для производства термостабильных ПАВ в СНГ отсутствует, поэтому стоимость таких ПАВ значительна, что затрудняет достижение рентабельности проектов с их участием.

Результаты

Далее технология на основе композиции ПАВ будет отражена тезисно, а технология гелеполимерного воздействия – более подробно, поскольку опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) композиции ПАВ только запланированы, а комплексная технология гелеполимерных составов (далее – ГПС) уже была испытана на 16 участках юрских отложений и на 2 участках меловых отложений м. Северные Бузачи с высокой технико-экономической эффективностью.

Комплексная технология ASP + СПС

В ходе выполнения лабораторных экспериментов по разработке композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи мы протестировали 10 образцов индивидуальных термостабильных анионных ПАВ (далее – АПАВ) (производитель: ООО «Завод синтанолов», входит в группу компаний

НОРКЕМ) и их композиций и 4 образца «жертвенных» неионогенных ПАВ (далее – НПАВ), различные щелочные агенты (снижают потери ПАВ, омыляют полярные компоненты нефти) а также СПС, стабильные при высоких (до 90°C) температурах (21 образец от 6 компаний-производителей). Полимер в этой технологии выполняет 2 функции: контроль подвижности ASP-оторочки (входит в состав коктейля); ВПП нагнетательной скважины (термостабильная СПС) и снижение расхода ПАВ на непроизводительную закачку (исключение потерь коктейля ПАВ по естественным и техногенным трещинам). СПС выполняет роль потокоотклоняющего экрана, блокирующего высокопроницаемые каналы фильтрации, промытые ранее нагнетаемой водой системы ППД, и перераспределяющего композицию ПАВ в неохваченную заводнением ранее нефтенасыщенную область пласта.

ПАВ подбирали по соответствию следующим критериям способности к:

- снижению межфазного поверхностного натяжения на границе вода/нефть;

- отмыванию пленки нефти;

- образованию микроэмульсии III фазы по Винзору.

Для определения наиболее оптимальной композиции ПАВ проводили следующие эксперименты:

- записывали изотермы поверхностного натяжения и рассчитывали критические концентрации мицеллообразования;

- определяли стабильность растворов ПАВ по отношению к солевой и температурной агрессии для условий конкретного пласта;

- определяли эффективные концентрации ПАВ в растворах;

- выявляли тип мицеллярных систем, которые образуют композиции ПАВ по классификации Винзора;

- проводили эксперименты по сканированию оптимальной минерализации системы и по влиянию различных солей на способность к образованию микроэмульсии средней фазы типа III по Винзору;

- определяли эффективность отмывания пленки нефти пластовой водой и фазовое поведение композиции ПАВ в

системе нефть/вода;

- подбирали эффективные концентрации полимеров для контроля подвижности ASP оторочки.

В результате выполнения работы на основе российских ПАВ был разработан коктейль, включающий АПАВ, НПАВ, щелочной агент и СПС, который позволяет увеличить Квыт. более чем на 15% в низкопроницаемой части объемной модели пласта (по результатам фильтрационных экспериментов) в условиях высокой температуры ($T > 87^{\circ}\text{C}$) и низкой проницаемости поровой матрицы (менее 10 мД), при наличии суперколлекторов и промытых нагнетаемой водой ВКФ, что является конкурентным результатом таких работ. Проведение ОПИ по ASP-заводнению запланировано на высокотемпературных юрских пластах, и после адаптации к пластовым условиям м. Каражанбас данная технология может быть испытана.

Технология гелеполимерного воздействия

Как уже отмечалось ранее, применение «классического» полимерного заводнения на месторождениях типа Каражанбас по ряду причин малоэффективно. Во-первых, высокая вязкость нефти приводит к кинжальным прорывам закачиваемой воды по высокопроницаемым зонам коллектора, что снижает охват низкопроницаемых зон коллектора заводнением. В таких условиях для выравнивания фронта вытеснения требуется закачка вязкоупругих полимерных составов, что резко увеличивает расход полимера и ухудшает экономические показатели применения технологии. Во-вторых, высокая проницаемость продуктивного пласта, наличие так называемых «суперколлекторов» и магистральных трещин, соединяющих забои нагнетательных и добывающих скважин, приводят к снижению Коэф. макропор. При этом закачиваемая вода вытесняет нефть, в первую очередь, из суперколлекторов и трещин с последующей «холостой» циркуляцией по ним, не совершая полезной работы по вытеснению нефти. В результате полимерный раствор быстро прорывается к забоям добывающих скважин, что может негативным образом сказываться на под-

готовке нефти, и это особенно характерно для магистральных трещин. Гидрофобный коллектор, содержащий вязкую нефть, обладает пониженной способностью к адсорбции полиакриламида (далее – ПАА), что обусловлено наличием пленки нефти на поверхности продуктивной породы. Прорывы по высокопроницаемым каналам фильтрации нагнетаемого в пласт пара усугубляют ситуацию с вытеснением нефти, поскольку уже на начальных стадиях разработки формируются водопротыкаемые трещины и суперколлекторы. Решение проблемы, в первую очередь, требует ограничения проницаемости по воде трещин и суперколлекторов. В случае закачки пара нужно дополнительно защищать закачанную оторочку термостабильными составами. Таким образом, уже на начальной стадии разработки становится актуальным ВПП нагнетательных скважин и изоляция промытых водой ВКФ.

В данных условиях оптимальным является вариант комплексного воздействия, когда одновременно с водоизоляцией рабочий агент позволяет улучшить нефтевытесняющие свойства закачиваемой воды.

Известно [6, 14–16], что растворы полимеров могут значительно повысить эффективность охвата микропор пласта заводнением благодаря вязкоупругому течению в поровой среде. Влиянию вязкоупругих свойств растворов полимеров на эффективность вытеснения нефти посвящен ряд работ [17, 18], в которых делается вывод о том, что именно вязкоупругие свойства полимерных растворов повышают их нефтевытесняющие свойства по сравнению с ньютоновскими жидкостями. В работе [19] составлена математическая модель течения вязкоупругой жидкости в тупиковых порах, и проанализированы факторы, влияющие на эффективность охвата микропор заводнением. Выявлено, что основным фактором, влияющим на эффективность охвата микропор заводнением, является упругость вытесняющей жидкости. Таким образом, можно ожидать, что повышение вязкоупругих свойств вытесняющего агента, закачка оторочек сшитого геля (химическая сшивка макромолекул значительно повышает упругие свойства состава) будет эффективно перераспределять фильтрационные потоки,

что будет способствовать более эффективному вытеснению нефти. Если такие работы совместить с ASP-заводнением, то положительный эффект от воздействия может быть значительно усилен.

С учетом вышеизложенного была разработана и предложена к внедрению технология циклической закачки ГПС, представляющих собой «сильные», трехмерно сшитые гели (устранение макропроницаемой неоднородности, т.е. изоляция трещин), редко (частично) сшитые, «слабые» гели (увеличение Кохв. микропор заводнением, т.е. ВПП и вытеснение вязкой нефти). Технология позволяет изолировать высокопроницаемые водопромытые каналы – трещины и суперколлекторы, тем самым увеличивая эффективность вытеснения нефти на уровне микропор, благодаря повышенным, по сравнению с полимерными растворами, упругим свойствам. Проведенные исследования показали, что редко сшитые гели, также, как и полимерные растворы, фильтруются сквозь поровую матрицу коллектора, но в отличие от них, обладают более высокой стойкостью к различного рода деструкциям.

Осуществление пилотного проекта

В ходе лабораторных исследований (2006–2007 гг.) выбрали оптимальную марку высокомолекулярного полиакриламида, способную загущать высокоминерализованные пластовые воды и химически сшиваться в трехмерный гидрогель. Разработана технологическая схема, выбрано оборудование подготовки сточной воды, используемой для приготовления полимерного раствора, формирования и закачки в скважину ГПС. Пилотный проект стартовал в июле 2008 г. Для его реализации построили комплексную установку приготовления и закачки ГПС. В её состав входят блок очистки воды КАМ-500 (производительность 500 м³/сут) и блок приготовления и закачки рабочих растворов KLZ-150 (производительность 150 м³/сут), разработанные Синцзянской компанией разработки и развития новых технологий

«Кели» (далее – Кели). Подтоварную воду очищали добавками нейтрализатора кислорода, коагулянта и флокулянта механических примесей, а также ингибитора коррозии. Норматив на содержание ионов железа в очищенной для приготовления полимерного раствора – не более 2 мг/л; на содержание взвешенных частиц – не более 5 мг/л; нефтепродуктов – не более 20 мг/л. Полимерный раствор «распускали» в 2 емкостях созревания, снабженных механическими мешалками и работающими попеременно. Объем емкостей обеспечивал приготовление раствора ПАА в течение 4 ч, после чего добавляли сшиватель.

За период реализации первого цикла проекта (12 мес) в нагнетательную скважину опытного участка закачали 28 тыс. м³ рабочего раствора ГПС, что составляет 25% замещенного порового объема. В результате израсходовали 42 т ПАА марки SD-6800 и соответствующее количество сшивателя на основе цитрата алюминия. В процессе реализации проекта по гелеполимерному заводнению устьевое давление в нагнетательной скважине возросло от 0 до 36 атм, при этом по её очагу снизилась обводненность добываемой жидкости и увеличилась добыча нефти. Динамика фактических и базовых показателей опытного участка приведена на рис. 2.

Дополнительная добыча нефти по участку, оцененная по интегральным характеристикам вытеснения, составила 29,4 тыс. т. При этом учтена дополнительная добыча нефти только за счет снижения обводненности, с учетом потерь за счет снижения отбора жидкости. Удельная технологическая эффективность проекта составила более 400 т нефти на 1 т полимера. Экономические расчеты показали, что срок окупаемости проекта составил 25 мес с момента начала первых инвестиций, рентабельность проекта – 95,8%. Проект на опытном участке признали экономически привлекательным, что определило целесообразность продолжения работ и расширения полимерного заводнения на месторождении.

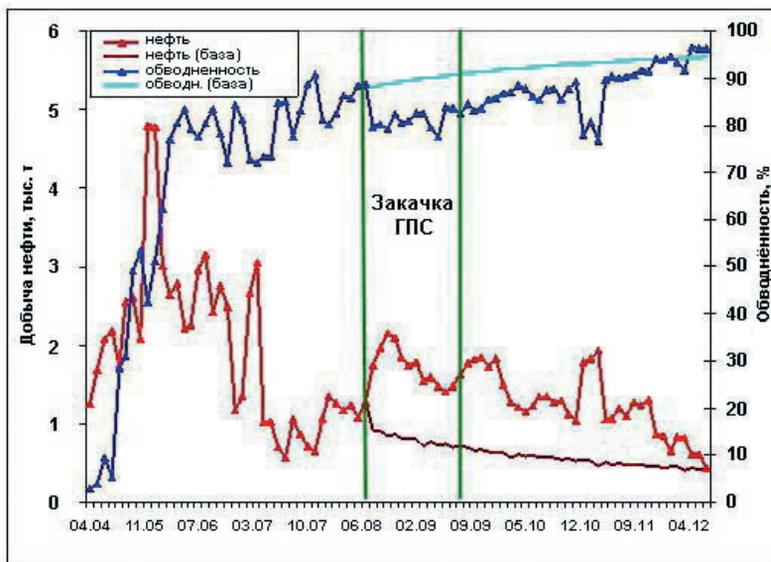


Рисунок 2. Динамика фактических и базовых (прогноз по интегральной характеристике вытеснения) эксплуатационных показателей добывающих скважин участка скв. 6103 м. Северные Бузачи по добыче нефти и обводненности

Для независимой экспертной оценки и анализа результатов первого цикла работ были привлечены специалисты ООО «РН-УфаниПИнефть», которые в 2010–2015 гг. совместно с Кели осуществляли научно-инжиниринговое сопровождение проекта, в частности, своими силами производили трассерные исследования, входной контроль качества используемых реагентов, готовили образцы-свидетели закачиваемых составов для контроля их качества.

Анализ результатов первого цикла работ позволил сформулировать стратегию продолжения ОПИ. Стратегия заключается в разделении задач:

- по изоляции суперколлекторов и трещин с целью ликвидации линейной фильтрации;
- по ВПП с целью ликвидации преждевременного прорыва воды при радиальной фильтрации по матрице;
- по вытеснению вязкой нефти с увеличением Кохв. по вертикали и латерали.

Перед проведением работ на каждом участке необходимо проведение трассерных исследований с количественной оцен-

кой на участке дренирования нагнетательной скважины объемов суперколлектора и ВКФ, раскрытости трещин. До, в процессе и после гелеполимерного воздействия на опытных участках необходимо провести комплекс гидродинамических и геофизических исследований, кроме того, нужна адаптация составов по вязкости, водоизолирующим свойствам, по типу сшивателя, а также по объемам закачки составов в конкретную скважину. Для создания наиболее полной гидродинамической связи между нагнетательной и всеми реагирующими добывающими скважинами следует привести в соответствие степень вскрытия продуктивных пропластков и работающие интервалы. Для объективной оценки отклика пласта на каждом этапе физико-химического воздействия целесообразно использовать метод Холла [20], позволяющий определять и фактор сопротивления, и фактор остаточного сопротивления. В ходе работы нужно обратить внимание на сохранение реологических свойств геланта на устье нагнетательной скважины, на время сшивки полимера в пластовых условиях для каждого состава, на своевременное изменение режима и параметров закачиваемого

мого полимерного раствора в зависимости от динамики изменения давления закачки и соответствующего отклика продуктивного пласта.

Кроме вышеперечисленного, необходимо подтверждение технологической и экономической эффективности применения разработанной технологии на других участках с аналогическими горно-геологическими условиями юрских отложений, а также на меловом объекте разработки.

Обоснование стратегии физико-химического воздействия

Как отмечалось, наиболее приоритетной задачей при решении проблемы увеличения нефтеотдачи является эффективная изоляция магистральных трещин и суперколлекторов с целью устранения линейной фильтрации закачиваемой воды. На м. Северные Бузачи для изоляции трещин применяли водонабухающие предварительно сшитые полимеры сетчатого строения [21] и синтетические водонабухающие смолы, способные к значительному набуханию в высокоминерализованной воде и эластичной деформации при фильтрации в пористой среде. Объем суспензии закачиваемой смолы и степень помола определяли по результатам трассерных исследований. Синтетическая смола обладает высокой селективностью по проницаемости, о чем свидетельствуют данные фильтрационных исследований [7] (при фильтрации в матрицу происходит торцевая забивка без проникновения изолирующих частиц в пористую структуру, что исключает кольматацию продуктивного пласта). На высокопроницаемой модели (суперколлектора) по остаточным факторам сопротивления при прямой и обратной фильтрации регистрируется проникновение частиц смолы в суперколлектор и эффективное увеличение фильтрационного сопротивления для воды.

Основной задачей этапа выравнивания профиля приемистости является создание условий для обеспечения максимальной селективности закачиваемой гелевой композиции по проницаемости при радиальной фильтрации в призабойной зоне. Хорошо известно [5], что увеличение вязкости способствует снижению селективности при

размещении водоизолирующих составов в высокопроницаемых интервалах. В связи с этим на этапе выравнивания фронта вытеснения и при вытеснении нефти гелеполимерным заводнением необходимо использовать составы с замедленным гелеобразованием, что позволяет в призабойной зоне нагнетательной скважины работать с маловязкими растворами, обеспечивающими высокую селективность изоляции. При этом необходимо быть уверенным в успешной сшивке полимерной системы в процессе фильтрации композиции водного раствора полимера со сшивателем в пористой среде в динамическом режиме. Проведенные фильтрационные исследования на моделях пористой среды из дезинтегрированных кернов м. Северные Бузачи длиной 100 см и проницаемостью, соответствующей среднему значению мелового объекта разработки (2,5 мкм²), показали, что в процессе фильтрации полимерного раствора с добавками сшивателей на основе ацетата хрома и комплексного органического сшивателя на основе замещенных фенолов и формальдегида перепад давления повышался, что обусловлено увеличением вязкости растворов в результате сшивки, тогда как при фильтрации полимерного раствора без добавок сшивателя давление в процессе фильтрации медленно убывает. Это доказывает, что химическая сшивка частично гидролизованного ПАА протекает в динамических условиях фильтрации, причем время сшивки в зависимости от концентрации полимера и сшивателя составляет от 4 до 7 сут, что является оптимальным для решения задачи гелеобразования в межскважинном пространстве по пласту, не создавая проблем в ПЗП обрабатываемой скважины.

В ходе тестирования стабильности композиций со сшивателями различной природы выяснилось, что гель, сшитый ацетатом хрома, по стабильности значительно уступает сшитому комплексным органическим сшивателем (далее – КОС) [4]. Поэтому для структурной сшивки полимерного раствора использовали только КОС на основе замещенных фенолов и формальдегида, оптимальные соотношения которых при различных концентрациях полимера были предварительно подобраны по результатам лабораторных исследований.

Заключительный этап проекта – вытеснение высоковязкой нефти – характеризуется закачкой значительных объемов ГПС. Фильтрационные эксперименты на натуральных керновых моделях м. Северные Бузачи показали, что при соблюдении основных геолого-физических условий и закачке в линейную модель пласта 30% её порового объема рабочих растворов ГПС на основе ПАА позволяют обеспечить прирост Квыт. до 12% по отношению к базовому заводнению водой.

Традиционно считается, что при вытеснении нефти повышенной вязкости (до 30 мПа·с) необходимым условием увеличения охвата пласта заводнением является достижение значения вязкости вытесняющего агента, соответствующей вязкости пластовой нефти. Оказалось, что применительно к разработке коллекторов, содержащих высоковязкую нефть (более 100 мПа·с), это положение требует существенного уточнения в части достижения целевых значений вязкости вытесняющего агента. Об этом же свидетельствует статья Деламида [9], в которой фигурируют виды нефтей вязкостью до 8000 сПз. Применительно к условиям м. Северные Бузачи показано, что для эффективного вытеснения высоковязкой нефти (316–417 мПа·с) необходимо и достаточно использовать вытесняющий агент с вязкостью 40–100 мПа·с (т.е. вязкостью от 3 до 10 раз меньше).

Комплекс трассерных исследований

Успешность применения технологии во многом зависит от параметров физико-химического воздействия на каждом из этапов – объема закачки ГПС, концентрации ингредиентов, скорости движения фильтрующей воды, наличия и линейных размеров трещин, проницаемости поровых каналов и в целом фильтрационной обстановки на участке. Трассерные исследования позволяют оценить перечисленные параметры и во многом повысить успешность применения ГПС. Анализ розы-диаграммы распределения меченых фильтрационных потоков на опытном участке (скв. 47) показал наличие гидродинамической связи на участке с 11 добывающими скважинами, по которым следует ожидать положительного эффекта от закачки ГПС. В 5 скв. время

выноса трассерной жидкости составило менее 3 ч (скорость фильтрации 1,1 км/сут, проницаемость 289 мкм²), что свидетельствует о наличии ВКФ, по которым нагнетаемая вода фильтруется «вхолостую», что приводит к неравномерной выработке запасов по участку. Были оценены размеры пористых тел, на которые необходимо воздействовать на первой стадии проекта: объем суперколлекторов для изоляции 7,3 м³, объем ВКФ для выравнивания профиля приемистости 36,3 м³. Относительно этих значений рассчитаны достаточные объемы рабочих растворов для обеспечения надежной изоляции высокопроницаемых каналов. Оценка диаметров каналов фильтрации в суперколлекторах позволяет оценить требуемый диаметр частиц (степень помола) водонабухающей смолы.

Трассерные исследования проводили на каждом из участков закачки ГПС, что позволило оптимизировать расход реагентов и оценить изменение диаграммы распределения фильтрационных потоков по очагу конкретной нагнетательной скважины.

По результатам первого цикла работ решили продолжить ОПИ по закачке ГПС на соседнем участке юрских отложений – очаге нагнетательной скв. 680. После завершения строительно-монтажных работ по переносу установок КАМ-500 и KLZ-150 в мае 2011 г. произвели закачку ГПС на данном участке. Участок характеризуется более высокой мощностью продуктивного пласта, неравномерностью по проницаемости, сильным влиянием суперколлекторов. Цикл закачки ГПС осуществлялся с мая 2011 г. по февраль 2013 г. В принятой стратегии поэтапной закачки различных по характеристикам рабочих составов было реализовано по проекту: на этапе изоляции – закачка 1520 м³ ГПС с концентрацией полимера 0,2% и смолы 0,1–0,5%, на этапе ВПП – закачка 5700 м³ ГПС с концентрацией полимера 0,25–0,5%, на этапе вытеснения основной оторочкой – закачка 63000 м³ ГПС с концентрацией полимера 0,15–0,3%. Всего по проекту было израсходовано 129,5 т ПАА. Суммарный объем закачки ГПС составил 24% от замещенного порового объема участка воздействия. В ходе выполнения закачки высоковязких составов ГПС рабочее давление закачки повысилось с 1 до 19 атм к концу реализа-

ции проекта. По состоянию на 01.01.2015 г. дополнительная добыча нефти по участку скв. 680 оценили в 46,1 тыс. т.

Таким образом, результаты применения гелеполимерного заводнения на скв. 6103 и 680 подтвердили технологическую и экономическую эффективность метода в горно-геологических условиях м. Северные Бузачи, что позволило в 2013 г. расширить число одновременно действующих установок до 5 ед.

После завершения технологического эффекта от первого цикла закачки ГПС на участке скв. 6103 в марте 2012 г. был начат второй цикл закачки ГПС на этом же участке. При этом была скорректирована как рецептура состава ГПС, так и технологии воздействия на основе предыдущего опыта работ на обоих участках на первом цикле. Второй цикл закачки ГПС на скв. 6103 завершён в июне 2013 г. с положительным результатом: по состоянию на 01.01.2015 г. за счет гелеполимерного воздействия по участку дополнительно добыто 38,8 тыс. т нефти. Затраты на второй цикл воздействия полностью окупилась за 20 мес, т.к. требовалось меньше капитальных вложений.

Дальнейшее развитие проектов по закачке ГПС было реализовано на скв. 47 и 52 юрского объекта разработки и на скв. 1010К мелового объекта. Таким образом, в марте–апреле 2013 г. были запущены 3 новые установки приготовления и закачки ГПС. Запланированные объемы закачки ГПС на этих скважинах завершились в апреле 2014 г. По состоянию на 01.01.2015 г. дополнительная добыча нефти по новым 3 участкам составила 51,5 тыс. т, срок окупаемости составил 12–18 мес. В апреле 2014 г. запущены в работу 2 установки на участке скв. 681 и 6102, а в октябре этого же года началась эксплуатация еще 4 новых установок приготовления и закачки ГПС на расширенном участке юрских отложений (нагнетательные скв. 6153, 6157, 6164-3 и 6153-3).

В ходе закачки ГПС регулярно проводили геофизические и гидродинамические исследования. Записывали профили приёмности нагнетательных скважин до, во время и после завершения закачки ГПС и трёхмесячной закачки воды. В результате физико-химического воздей-

ствия наблюдается: существенное расширение принимающих вытесняющий агент интервалов продуктивного пласта (417,5–422 м и 423,5–429 м), почти полная изоляция нижнего высокопроницаемого (2 мкм²) интервала 430–431,5 м.

В целом при сопоставлении данных индикаторных исследований, проведенных до и после закачки ГПС, отслеживания динамики изменения забойного давления скв. 47, изменения профиля приемности и режимов работы реагирующих добывающих скважин видно, что выявленные высокопроницаемые каналы фильтрации блокированы в значительной степени, что позволило добиться снижения и стабилизации обводненности добываемой жидкости даже с интенсификацией отбора жидкости. Опыт применения технологии гелеполимерного заводнения показал, что в условиях существенного снижения обводненности добываемой жидкости в продукции реагирующих скважин целесообразно интенсифицировать отбор жидкости, что позволяет получить синергетический эффект и существенно увеличить технологический эффект от воздействия. Однако интенсификация отбора жидкости должна производиться при непрерывном мониторинге с целью недопущения роста уровня обводнённости до уровня, который был перед реализацией физико-химических методов увеличения нефтотдачи. Существенное снижение обводненности продукции реагирующих скважин на участке применения технологии (скв. 1010К мелового объекта разработки) при увеличении отбора жидкости приводит к значительному увеличению отбора нефти.

По состоянию на 01.01.2015 г. по участкам воздействия комплексной технологии циклического ГПС (очаги нагнетательных скв. 6103 (I), 680 (I), 6103 (II), 47, 52, 1010; от 11 до 22 реагирующих добывающих скважин на каждую), дополнительно добыто 172,1 тыс. т нефти (дополнительная добыча нефти на 1 добывающую скважину от 1004 до 2153 т, на 1 т закачанного полимера – от 85,0 до 701,5 т), использовано 778,8 т ПАА. В целом проект окупился, и суммарный поток наличности составил 36,7 млн долл. США.

Заключение

Разработана и подготовлена к испытанию комплексная технология ASP + СПС, термостабильные компоненты которой позволяют применить технологию на участках м. Каражанбас, на которых ведется закачка пара. Потенциальное увеличение Квыт. от закачки ASP превышает 15%.

Разработана, испытана и внедрена в практику на м. Северные Бузачи с высоковязкой нефтью и трудноизвлекаемыми запасами технология циклического гелеполимерного заводнения с высокой технологической и экономической эффективностью. Проведенные работы расширяют общепринятые границы применимости полимерного заводнения и дополняют немногие реализованные проекты ГПС с высоковязкими нефтями [9]. До настоящего времени повышение охвата заводнением за счет регулирования подвижности закачиваемой воды осуществлялся в основном двумя методами.

Первый метод – увеличение вязкости

вытесняющего агента – полимерное заводнение в «классическом» понимании, когда выравнивание фронта вытеснения осуществляется с проникновением полимера в низкопроницаемый интервал продуктивного пласта. Второй метод – изоляция обводненных пропластков (water shout-off) – малообъемные потокоотклоняющие технологии, при которых тампонажный материал должен в минимальной степени проникать в низкопроницаемую часть пласта, изолируя водопромытые высокопроницаемые каналы фильтрации. Оказалось, что в случае залежей с высоковязкими нефтями, осложненными наличием трещин и суперколлекторов, данные методы необходимо комбинировать и усиливать. Предлагаемая технология циклического гелеполимерного заводнения решает данную проблему, дополняя арсенал методов. На рис. 3 схематически показано место предлагаемого подхода (выделено красной пунктирной линией).

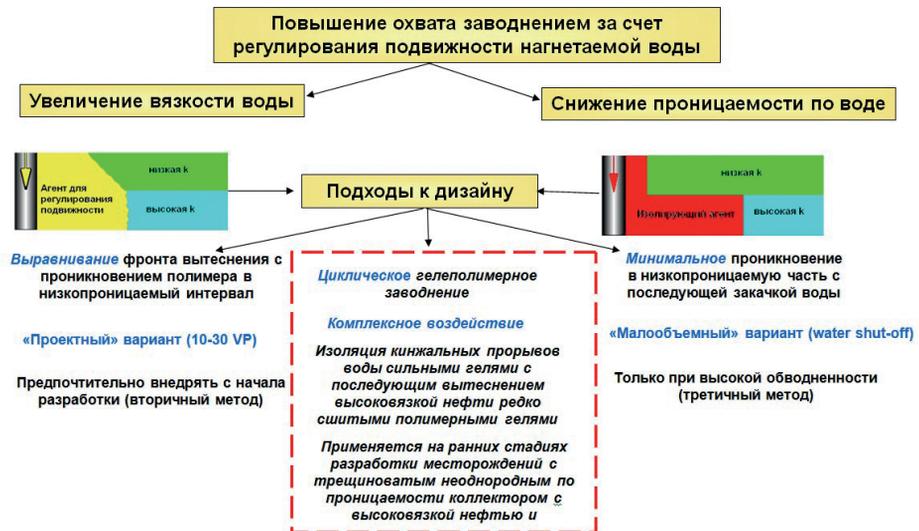


Рисунок 3. Развитие методов повышения охвата заводнением за счет регулирования подвижности нагнетаемой воды технологией циклического гелеполимерного заводнения

Анализ полученных промысловых результатов в данной работе и дополнительные исследовательские работы по уточ-

нению и адаптации технологий позволяют прогнозировать повышение привлекательности подобных проектов.

Список использованной литературы

1. Телин А.Г., Латыпов А.Р., Гусаков В.Н. Газообразующий состав для удаления воды и освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. – Пат. РФ 2337125, 2007.
2. Мамыкин А.А., Муллагалин И.З., Харисов Р.Я. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. – Пат. РФ 2587203, 2015.
3. Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфович С.Л., и др. Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения. – Нефтяное хозяйство, 2020. (4), с. 38–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-38-43.
4. Муллагалин И. З., Коптяева Е. И., Каразеев Д. В., Исмагилов Т. А. и др. Гелеобразующий состав, сухая смесь и способы его приготовления. – Пат. РФ 2553816, 2014.
5. Seright R.S. Plasmant of gels to modify injection profiles. – SPE 17332, 1988.
6. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения: пер. с англ. яз. под ред. И.Н. Кольцова. – СПб., ЦОП «Профессия», 2020, 240 с.
7. Телин А., Исмагилов Т., Лобанова С., Елубаев Б., Таламанов Н., Сунь Чжидзянь, Ван Чуньси, Чжао Бо. Технология циклического гелеполимерного заводнения – эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкой нефтью. –SPE 201824-MS, 2020.
8. Koottungal, L. Ojl & Gaz Journal: international petroleum news and technology. – Tulsa, Okla., 106, 2008, (15), p. 47–59.
9. Delamaide E. Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases 2017. Georesursy, 2017, 19(3), p.166-175. DOI: 10.18599/grs.19.3.3.
10. Hirasaki G.J. Application of the Theory of Multicomponent, Multiphase Displacement to Three-Component, Two-Phase Surfactant Flooding. – SPE J., 21 (2), p. 191–204. SPE-8373-PA. DOI: 10.2118/8373-PA.
11. Winsor P.A.. Solvent properties of amphiphilic compounds. – Butterworths, London, 1954.
12. Sheng J. A Comprehensive review of ASP Flooding. – Paper SPE165358, Monterey, Carolina, USA, 2013. DOI: 10.2118/165358-MS.
13. Heyden Van der, Mikhaylenko F.H.J., E. de Reus A.J. et. al., Injectivity experiences and its surveillance in the west Salym ASP pilot. Paper EAGE ThB07, Stavanger, Norway, 2017.
14. Zhang J. W. Petrochemical Industry of Inner Mongolia. – 2013, (3), p. 28–30.
15. Urbissinova T. S., Trivedi J. J., Kuru E. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, (12), p.: 49–56.
16. Clemens T., Tsikouris K., Buchgraber M. et. al. – SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012, Tulsa, USA. SPE 154169.
17. Xia H. F., Wang D. M., Liu Z. C. et. al. – Acta Petroleum Sinica, 2001, (4), p. 60-65.
18. Yue X. A., Zhang L. J., Liu Z. C. et. al. – Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002 (3), p. 4–6.
19. Лю Икунь, Чжун Чойин и др. Факторы, определяющие эффективность охвата микропор пласта заводнением вязкоупругими полимерными растворами. – Химия и технология топлив и масел, 2015, (2), p. 18–21.
20. Silin D. B., Holtzman R., Patzek T. W. et. al. Monitoring Waterflood Operations Halls Method Revisited. –SPE 93879, 2005.
21. Bajun Bai, Fusheng Huang, Daqing Petr, Case Study on Preformed Particle Gel for In-depth Fluid Diversion. SPE 113997-MS, 2008.

ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ КЕН-ОРЫНДАРЫНДАҒЫ ҚАБАТТАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРГІШТІГІН АРТТЫРУДЫҢ ТИІМДІ ӘДІСТЕРІ: ЦИКЛДЫҚ ГЕЛЬ-ПОЛИМЕРЛІК СУЛАНДЫРУ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ МЕН ASP-ӘСЕР ЕТУ

Ф. Э. Сафаров, С. Ю. Лобанова, Б. У. Елубаев, Н. Е. Таламанов,
Сунь Чжидзян, Т. А. Исмагилов, А. Г. Телин

Ұсынылған жұмыс Солтүстік Бозашы мұнай-газ аймағындағы тұтқырлығы жоғары мұнайды Юра мен Бор қабаттары шөгінділерінен алуды жоғарылату мақсатында физика-химиялық әдістерін пайдалану арқылы (беткі-белсенді заттардың қатысуымен су басу және циклдік гель-полимерлік суландыру) мұнай алу коэффициентін ұлғайтуға арналған технологиялар саласына жатады.

Бұл мақалада тұтқырлығы жоғары мұнайы бар коллекторда жүргізілген циклдік гель-полимерлік суландыру технологиясын Солтүстік Бозашы кен-орнында тәжірибелік-өнеркәсіптік сынау нәтижелері келтіріліп (қабат жағдайындағы тұтқырлығы 300 мПа·с жоғары), осы әдісті пайдалану барысында алынған нәтижелер аталған технологияны қолдану шекарасын кеңейту болып табылады. Бұл жұмысты жүргізу барысында гидродинамикалық модельдеу, математикалық талдау әдістері қолданылды. Енгізілген композициялардың жұмыстық көлемін есептеу үшін жарықтар мен «суперколлекторлардың» қажетті параметрлері трассерлік зерттеулердің көмегімен бағаланды.

Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, өткізгіштігі жоғары гетерогенділік, су серпілісі, жарықшақтық, суперколлектор, гель-полимерлі суландыру, жарықтарды оқшаулау, қабылдау профилін теңестіру, тұтқырлығы жоғары гельдер, ығысу коэффициенті, ASP.

EFFECTIVE EOR METHODS IN HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS: CYCLICAL GEL-POLYMER FLOODING AND ASP FLOODING

F.E. Safarov, S.Yu. Lobanova, B.Ye. Yelubaev, N.E. Talamanov,
Zhijian Sun, T.A. Ismagilov, A.G. Telin

The presented work discusses increasing oil recovery factor using physicochemical EOR methods.

This article presents the field pilot tests results related to cyclical gel polymer flooding technology as applied under the conditions productive reservoirs rich in high-viscosity oils (viscosity in reservoir conditions above 300 mPa · s) of the Buzachi North oil field, extending the boundaries of application of these methods. The work used the methods of hydrodynamic modeling, mathematical analysis; the necessary parameters of fractures and «super reservoirs» for calculating the working volumes of the injected compositions were estimated using tracer studies.

Key words: High-viscosity oil, non-uniform permeability, water breakthrough, fissuration, super reservoirs, gel polymer flooding, fissure isolation, profile log alignment, high-viscosity gels, displacement ratio, ASP (alkaline/surfactant/polymer).

Информация об авторах

Сафаров Фарит Эрикович – канд. хим. наук, старший научный сотрудник отдела МУН, safarovfi@ufntc.ru.

Исмагилов Тагир Ахметсултанович – канд. техн. наук, эксперт, ismagilovta@yandex.ru.

Телин Алексей Герольдович – канд. хим. наук, заместитель директора по научной работе, telinag@ufntc.ru.

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, Россия

Лобанова Светлана Юрьевна – менеджер отдела разработки, svetlana.lobanova@buzachi.kz.

Елубаев Бердибек Уланович – заместитель менеджера отдела разработки, berdibek.yelubayev@buzachi.kz.

Таламанов Николай Евгеньевич – заместитель менеджера отдела геологии и геофизики, nikolay.talamanov@buzachi.kz.

Сунь Чжидзянь – главный геолог, sun.zhijian@buzachi.kz
Бузачи Оперейтинг Лтд., г. Актау, Республика Казахстан