

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

установленном объеме, то засыпка осуществляется на меньший период защиты, в условно расчетном объеме, также с меньшим значением [3].

В том случае, если вышеперечисленные показатели, рекомендованные производителем, выходят за установленные требования, необходимо производить индивидуальный расчёт объема реагента и периода обработок с максимальной возможной производительностью. Затрубное пространство должно обеспечивать свободный проход гранулированного ингибитора солеотложений и технологической жидкости до ЗУМПФа.

Ключевыми прогнозируемыми факторами эффективности применения капсулированного ингибитора являются отсутствие отказов ГНО по причине «отложение солей», увеличение межремонтного периода. При оценке результативности реагента оказывает важное влияние присутствие ингибитора солеотложения в пластовой воде при анализе его остаточного содержания (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/дм³). После 6 месяцев эксплуатации средний вынос ингибитора в пластовой воде составил в скважине №1 – 131,28 мг/дм³, в скважине №2 – 119,14 мг/дм³, в скважине №3 – 61,87 мг/дм³, в скважине №4 – 94,28 мг/дм³, в скважине №5 – 44,24 мг/дм³, в скважине №6 – 36,29 мг/дм³.

Эффективность использования капсулированных продуктов подтверждена и в ходе опытно- промышленных испытаний (ОПИ). В 2015 году проведены ОПИ с эффективным результатом капсулированных ингибитора коррозии марки Scimol WSC и ингибитора солеотложений марки Descum-2 WSC с размещением в контейнере в компании ЗАО «Лукойл АИК». В 2017 году в ООО «Газпром добыча Оренбург» проведены ОПИ с положительным результатом капсулированного ингибитора солеотложений Descum-2 WSC с размещением в ЗУМПФе [4].

На данный момент капсулированные продукты демонстрируют достаточно высокую технологическую эффективность использования на объектах нефтедобычи, небольшой опыт применения показывает, что есть предпосылка к более совершенной технологической результативности и экономической рентабельности применения твёрдых реагентов в ближайшем будущем.

Литература

1. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. Учебное пособие. Москва.: Орбита - М, 2004, - 432 с.
2. Солодов В.А., Палей Р.В., Мубаракوف А.И., Зайков Е.Н. Капсулированные продукты – недорогая таблетка от проблем // Нефтегазовая вертикаль. 2016. - № 6. -104-108 с.
3. Мубаракوف А.И., Капсулированные продукты для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений // Инженерная практика. – Москва, 2017. - №3.
4. Воловоденко А.В., Жуков А.Ю., Софронов А.В., Асмаев О.С., Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2013. - №5. – 87-89 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР

Д.А. Вендина

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство месторождений нефти в России эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающего поддержание пластового давления и высокий темп извлечения нефти. Растущая обводненность скважинной продукции является существенным недостатком данной технологии.

Повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов является актуальным, так как наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию эксплуатации, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает. Одним из актуальных современных методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах является потокоотклоняющие технологии (ПОТ). В данной статье будут выявлены особенности применения данных ПОТ в условиях повышенных пластовых температур.

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке потокоотклоняющих технологий является использование биополимеров, например, состав с биополимерами на основе ксантана. Впервые такой состав для увеличения нефтеотдачи пластов был внедрен на месторождениях Северного моря в 1980-х гг. Наибольшую известность в нашей стране получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан». Промысловые испытания биополимера – «Симусана» были начаты в 1987 г. на Арланском месторождении. За 1987–1990 гг. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400–800 т на одну тонну реагента. Из-за отсутствия биополимера промышленное внедрение было прекращено.

Показателями температурной обстановки в недрах являются геотермический градиент (прирост пластовой температуры на 1 м глубины) и геотермическая ступень (величина, обратная геотермическому градиенту). Наряду с нормальными для данного пласта температурами существуют участки с аномальными пластовыми температурами. Величина геотермического градиента возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналиях. Таким образом, антиклиналии являются зонами повышенной температуры. Такие аномалии вызваны тем, что в пределах поднятий развит преимущественно песчаный разрез, обладающий повышенной теплопроводностью. Повышенные температуры считаются температуры больше 95 °С при градиенте выше 4 °С/100м. Синклинали, в свою очередь,

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

являются зонами пониженной температуры. В пределах синклиналиных прогибов и впадин преимущественно глинистые породы, обладающие меньшей теплопроводностью.

Изменение пластовой температуры в залежах нефти и газа ведет к изменению объемов газа, жидкости и вмещающих пород. Повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При увеличении температуры в замкнутом резервуаре повышается пластовое давление. С пластовой температурой связано изменение фазовых соотношений в залежах и растворимости газов в нефти и воде, солей в воде.

Основные принципы строительства скважин при высоких пластовых давлениях и температурах (ВДВТ), интенсификация притока к таким скважинам, их мониторинга и эксплуатации по сути аналогичны применяемым для скважин, вскрывающих пласты с обычными давлениями и температурами. Однако условия ВДВТ ограничивают диапазон материалов и технологий, пригодных для освоения подобных месторождений.

Процесс бурения скважин и связанные с ним операции нарушают естественное распределение пластовой температуры. Скорость восстановления в скважине естественного теплового поля зависит от диаметра, продолжительности промывки скважины, разности температур промывочной жидкости и окружающих пород и их теплофизических свойств. Время восстановления в скважине естественной пластовой температуры обычно 8–13 суток. Уменьшение пластовой температуры осложняет добычу углеводородов и приводит к потерям ценных продуктов (конденсата, вязкой нефти, парафина), поэтому разработка нефтяных месторождений (особенно парафинистой нефти) ведется с увеличением пластовой температуры [1].

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ). Данные исследования обладают наибольшей информативностью из всех известных гидродинамических методов изучения пластов и позволяют разделять влияние каждой нагнетательной скважины на работу окружающих добывающих скважин в режиме реального времени без каких-либо дополнительных изменений в режимах их работы.

Основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются:

- вертикальная и площадная неоднородность пласта;
- неоднородный профиль приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ);
- резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту.

Основные геологические критерии применимости потокоотклоняющих технологий:

- проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм² (от 50 до 500 мД);
- температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов [2].

Виды потокоотклоняющих технологий и сравнение их характеристик представлены в таблице.

Таблица

Сравнение потокоотклоняющих технологий

	Сшитый полимерный состав	Силикат-гелевый состав	Эмульсионный состав
Тип коллектора	Терригенный (ТК); Карбонатный (КК)		
Тип коллектора (по типу порового пространства)	Поровый; Трещиновато-поровый		
Проницаемость	Для ТК	Не менее 0,1 мкм ²	Не менее 0,08 мкм ²
	Для КК	Не менее 0,05 мкм ²	Не менее 0,05 мкм ²
Температура в зоне закачки	Не более 90 °С	Не более 300 °С	Не более 90 °С
Обводненность продукции по участку, %	40-95	60-95	40-90
Приёмистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	200-1500	250-1100	150-900
Основные свойства	– регулирование времени гелеобразования в диапазоне от нескольких часов до 10 суток; – способность проникать вглубь пласта на значительные расстояния и создавать обширные экраны для перераспределения гидродинамических сопротивлений; – высокая селективность фильтрации	– растворы не подвержены механической, термоокислительной и биологической деструкции; – низкие гидродинамические сопротивления при закачке и высокая селективность фильтрации; – высокая термостабильность	– низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью; – гидрофобизирующее воздействие на промытые водонасыщенные участки пласта коллоидно-дисперсными частицами; – остаточный фактор сопротивления; – высокая нефтewытесняющая способность

Эффективность эмульсионно-суспензионных технологий также зависит от температуры пласта. При высоких температурах эмульсии остаются стабильными лишь ограниченное время, блокирование пропластков носит временный характер. В процессе продвижения по водопромытому пропластку, вязкость обратной эмульсии постепенно увеличивается за счет разбавления водой, в результате этого проницаемость водонасыщенных зон снижается. В случае попадания эмульсионно-суспензионного состава в нефтенасыщенные пропластки вязкость эмульсии снижается, и она перестает воздействовать на проницаемость данной зоны. При повышении температуры устойчивость эмульсии снижается, так как ухудшается механическая прочность адсорбционных оболочек. В результате этого капли сливаются, и эмульсия расслаивается [3].

При разработке нефтяных и газовых месторождений используются геолого-физические параметры пластов. Но, к сожалению, не уделяется должное внимание такому параметру, как пластовая температура. Для повышения нефтеотдачи пластов стабильность реагентов в пластовых условиях определяет продолжительность эффекта, тем самым, реагент должен быть стабилен к повышенной пластовой температуре. По данным таблицы можно отметить, что все три технологии применимы как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов (поровых и порово-трещиноватых). Наибольший эффект от применения ПОТ будет наблюдаться при использовании силикат-гелевого состава, т.к. остальные технологии применимы при пониженных температурах. Так же данная технология является наиболее эффективной, т.к. имеет высокую термостабильность.

Список литературы:

1. Сайт «Газпром информаторий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/terms/reservoir-temperature/> (содержит информацию о пластовой температуре).
2. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. Пенза: Издательский дом «Академия естествознания». 2016 - № 12-4. С. 806-810.
3. Сайт журнала «Инженерная практика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/потокоотклоняющие-технологии-лукойл/> (содержит статью «Исследование эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях повышенных пластовых температур»).

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТЕКЛО-БАЗАЛЬТОВОЛОКОННЫХ ТРУБ В СИСТЕМЕ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Д.А. Волженина

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт на сегодняшний день является одним из самых доступных и эффективных способов транспортировки жидких и газообразных углеводородных сред. По трубопроводам осуществляется доставка нефти, продуктов её переработки и природного газа как на большие расстояния, так и в пределах промыслов. Ежегодно по нефтепромысловым трубопроводам транспортируются миллионы кубометров нефти и технической жидкости, которые содержат в себе большое количество коррозионно-активных компонентов. Вследствие повышенной агрессивности перекачиваемой среды основной проблемой, возникающей при эксплуатации сети промысловых трубопроводов является коррозия оборудования, которая является причиной 90% отказов [1]. Такие аварии влекут за собой загрязнение окружающей среды, падение добычи нефти и газа, а также дополнительные материальные расходы на капитальный ремонт трубопроводов и экологические мероприятия. В связи с этим остро встает вопрос применения новых высокопрочных коррозионноустойчивых конструкционных материалов, которые в будущем могли бы стать достойной заменой традиционным стальным трубам. В первую очередь к таким материалам относятся полимерные композиты, в которых присутствуют армирующий материал (волокна или другие составляющие) и связующая матрица. Одними из наиболее перспективных направлений является применение базальтостеклянных труб [2].

Целью работы является выявление основных преимуществ применения базальтостеклянных труб вместо стальных при транспортировке углеводородных сред, а также определение эффективности их использования в условиях нефтепромыслов посредством гидравлического и теплового расчета. В ходе исследования проведен как литературный обзор уже существующих методов производства и применения базальтостеклянных труб в различных сферах, так и подробное изучение разработок в области базальтостеклянного волокна, предложенных заводами-производителями для нефтегазовой отрасли. Основываясь на теоретических и практических данных, полученных в ходе литературного обзора выбрана для дальнейших расчетов базальтостеклянная труба, удовлетворяющая существующим условиям эксплуатации для северных районов Западной Сибири. В соответствии с действующими методиками проведен гидравлический и тепловой расчет стального и базальтостеклянного трубопровода при равных условиях, на основе которого можно судить о потенциальных возможностях применения на нефтепромыслах базальтостеклянных труб.

В ходе проведенного исследования выявлен ряд преимуществ базальтостеклянных труб перед стальными, основными из которых являются: высокая коррозионная и адгезионная стойкость, низкая теплопроводность, высокая гладкость внутренней стенки трубы, а также простота монтажа и эксплуатации. Коррозионная стойкость обуславливается отсутствием любых видов коррозии, что существенно увеличивает срок эксплуатации трубы. Полное отсутствие сварных соединений и малый, по сравнению со стальными, вес труб позволяет значительно снизить затраты на монтаж трубопровода. Низкая шероховатость внутренней поверхности базальтостеклянной трубы и, как