

Рис.2 Зависимости времен восстановления (τ) температур в следе капельного облака до начальных значений (до впрыска воды) от начальных температур продуктов сгорания

В результате проведенных экспериментов определены диапазоны изменения температур, а также значения времен сохранения пониженных температур продуктов сгорания в следе капельного потока. Установленные значения времен τ для разных температур $T_{гр}$, а также размеров капель R_d могут быть использованы при выборе параметров работы распылителей в системах пожаротушения на основе тонкораспыленной воды [2–4]. С использованием полученных результатов можно прогнозировать условия, обеспечивающие эффективное снижение температуры продуктов сгорания.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование эффективности распыления жидкости при тушении возгораний в помещениях // Безопасность жизнедеятельности. 2014. № 7. С. 38 – 42.
2. Корольченко Д.А., Громовой В.Ю., Ворогушин О.О. Применение тонкораспыленной воды для тушения пожаров в высотных зданиях // Пожаровзрывобезопасность. – 2011. – Т. 20. – № 9. – С. 54 – 57.
3. Саламов А.А. Современная система пожаротушения «водяной туман» высокого давления // Энергетик. – 2012. – № 3. – С. 16 – 18.
4. Сокоиков В.В., Тугов А.Н., Гришин В.В., Камышев В.Н. Автоматическое водяное пожаротушение с применением тонкораспыленной воды на электростанциях // Энергетик. – 2008. – № 6. – С. 37 – 38.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

П.В. Волков

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших параметров разработки нефтяного месторождения является проектный коэффициент извлечения нефти (КИН). Для месторождений северных территорий его значение составляет порядка 30 – 40 %. Важной проблемой на сегодняшний день является необходимость повысить значение коэффициента извлечения нефти и не допустить его снижения ниже проектного значения. Также, в связи с высоким темпом разбуривания новых кустов скважин и освоения территорий на отдаленных участках, необходимо строить кустовые насосные станции (КНС) для системы поддержания пластового давления (ППД). Для строительства таких необходимы большие экономические затраты, также при возведении данных сооружений наносится непоправимый вред окружающей среде [2].

Для вовлечения в разработку запасов нефти сосредоточенных в слабофильтруемых и застойных зонах месторождения, а, следовательно, повышения КИНа и исключения строительства КНС рассмотрим систему воздействия на продуктивный пласт на примере Приобского месторождения. Сложность эксплуатации данного месторождения заключается в том, что на его территории ведется одновременно разработка трех продуктивных пластов: AC_{10} , AC_{11} и AC_{12} (рисунок 1), которые имеют аномально низкую проницаемость 4,2 мД, 12,8 мД и 2,5 мД соответственно [1, 4].

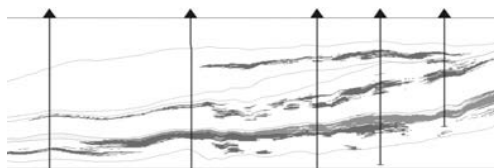


Рис.6 Продуктивные пласты Приобского месторождения [1]

Рассматриваемая система воздействия на продуктивные пласты на отдаленных участках месторождения: применение циклического заводнения и изменения направления кинематики потоков жидкости при помощи горизонтальной насосной установки (ГНУ) при одновременно-раздельной закачке.

Местом предполагаемого проведения работ выбран участок в центральной части Приобского месторождения (кусты 11А, 11Б, 11В) с преимущественным развитием одного пласта (АС₁₀). Участок включает в себя 3 нагнетательных и 2 добывающих ряда (рисунок 2).

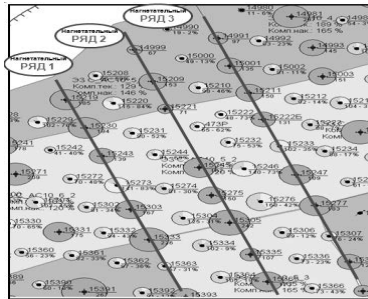


Рис. 7 Участок для проведения циклического заводнения [2]

Уровень компенсации отборов закачкой 100% или более. Текущая обводнённость добываемой продукции на данном участке залежи варьируется от 75% (скв. 15220) до 10% (скв. 15306) при средней текущей обводнённости 36%, что свидетельствует о неравномерной выработке запасов скважинами добывающих рядов. Физическая суть метода заключается в увеличении упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения нагнетания воды, что является предпосылкой для возникновения внутри пласта перепадов давления и соответственно перетоков жидкости между участками разной приемистости (рисунок 3).

Необходимо рассчитать продолжительность периодов ограничения и работы нагнетательных скважин по методике М.Л Сургучева по следующей формуле [3]:

$$T = \frac{\mu \cdot C \cdot (\phi) \cdot L}{2 \cdot k_{\text{ср.взв.}}} \tag{1}$$

где: T – время полуцикла, L – длина до фронта нагнетания, μ – вязкость, $k_{\text{ср.взв.}}$ – средневзвешенная по участку проницаемость, ϕ – пористость, C – эффективная сжимаемость.

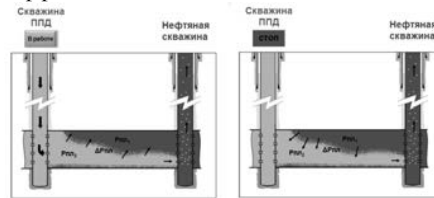


Рис.3 Возникновение перепадов давления внутри пласта [3]

При этом в полуцикл повышения давления воды из участков с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые, а в полуцикл снижения давления пластовый флюид из малопроницаемых зон перемещается высокопроницаемые участки коллектора. Расчет продолжительности периодов ограничения и работы нагнетательных скважин по формуле (1): Средневзвешенная проницаемость по участкам для 1, 2 и 3 ряда составила 5,91; 5,88 и 6,81 мД соответственно. Вязкость нефти в пластовых условиях равна 1,4 мПа; эффективная сжимаемость нефти составляет $10,2 \text{ МПа} \cdot 10^{-4}$; пористость 18,4%; длина до фронта нагнетания равна 500 м.

$$T_{1 \text{ ряд}} = \frac{1,4 \cdot 10,2 \cdot 10^{-4} \cdot 18,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 5,91 \cdot 10^{-3}} = 6,4 \text{ суток}; \quad T_{1 \text{ ряд}} = \frac{1,4 \cdot 10,2 \cdot 10^{-4} \cdot 18,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 5,88 \cdot 10^{-3}} = 6,4 \text{ суток}; \quad T_{1 \text{ ряд}} = \frac{1,4 \cdot 10,2 \cdot 10^{-4} \cdot 18,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 6,81 \cdot 10^{-3}} = 5,5 \text{ суток}.$$

Продолжительность периода ограничения и работы нагнетательных скважин составит 6 суток. Для увеличения эффективности нестационарного заводнения скважины всех трёх рядов разделим на две группы. Работать и останавливаться обе группы будут в противофазе друг другу, стимулируя, таким образом, смену направлений фильтрационных потоков. Режим работы каждой нагнетательной скважины определяется таким образом, чтобы за рабочий полуцикл объем закачиваемой в пласт воды обеспечивал необходимую компенсацию отборов на участке. Экономическая эффективность рассмотренного метода согласно [1] представлена в (таблице).

Таблица

Экономическая эффективность при 5% снижении интенсивности заводнения [1]

Год	Q _ж , м ³ (текущий)	Планируемая обводненность	Q _н , м ³	Обводненность при циклической закачке	Q _н , м ³	Дополнительная добыча, т	Дополнительная добыча за год, т
2014	1634	85	213	80.7	274	61	22265
2015	1634	93	100	88.35	166	66	24090
2016	1634	98	67	89,40 н.в.	125	58	21170

Циклическое (нестационарное) заводнение можно применить на любой стадии заводнения. Этот метод достаточно эффективен и малозатратен. Используя этот метод постоянно до конца разработки можно добиться прироста коэффициента нефтеизвлечения в размере 2–3%.

Актуальность совместного использования циклического заводнения совместно с ГНУ заключается в том, что данная система даст положительный экономический эффект, а именно: сократит объемный расход закачиваемого реагента, понизит затраты на энергообеспечение комплекса поддержания пластового давления на рассматриваемом участке, повысит КИН и нанесет малый вред окружающей среде по сравнению с вводом в эксплуатацию дополнительной кустовой насосной станции.

Литература

1. Абдулмазитов Р.Д, Багаутдинов А.К. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Том II. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 352 с.
2. Акульшин А.И., Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
3. Гиматудинова Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 454 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ В МОДЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ

Г.А. Гесь, Ю.Р. Исмаилов, А.С. Маргерт

Научные руководители инженер А.М. Горшков, доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день при добыче и транспортировке углеводородов возникает важная проблема – выпадение асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) из нефти, увеличивающее гидравлическое сопротивление при подъеме скважинной продукции на поверхность и оказывающее отрицательное влияние на работу насосного оборудования. АСПВ являются причиной нарушения функциональности систем сбора и подготовки нефти. Все это указывает на необходимость всестороннего исследования причин формирования АСПВ и выявления способов предотвращения их выпадения. На данный момент известны способы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (химические, физические, тепловые и т.д.), однако наиболее эффективным, с точки зрения предотвращения образования отложений этих высокомолекулярных компонентов, является химический метод, в частности применение диспергирующих присадок.

Цель данной работы – исследовать влияние диспергирующей присадки на процесс агрегации асфальтенов в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии.

Фотонная корреляционная спектроскопия (ФКС) – метод, использующий явление рассеяния света, и предназначенный для измерения размеров нано- и субмикронных дисперсных частиц. Метод ФКС позволяет измерять коэффициент диффузии дисперсных частиц в жидкости. Информация о коэффициенте диффузии частиц содержится во временной корреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеянного света. Если форма частиц известна или задана, их размер может быть рассчитан с использованием соответствующей формулы. Например, для сферических частиц можно использовать формулу Стокса-Эйнштейна [2]:

$$R = \frac{k_B \cdot T}{6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot D}$$

где k_B – константа Больцмана, T – абсолютная температура, μ – сдвиговая вязкость среды, в которой взвешены частицы радиуса R , D – коэффициент диффузии.

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высоковязкой нефти. Процесс агрегации асфальтенов был изучен на модельной системе асфальтены–толуол–гептан. В качестве растворителя использовался толуол. Концентрация асфальтенов в толуоле составляла 0,4 г/л. Инициирование агрегации асфальтенов осуществлялось добавлением *n*-гептана разной концентрации. Пороговая концентрация *n*-гептана составляла 33 % об. смеси. В качестве диспергирующей присадки использовалась алкенилсукцинимидная присадка С-5А. Перед проведением исследований процесса агрегации все полученные растворы подвергались диспергированию в ультразвуковой ванне в течение 15 секунд для более тщательного перемешивания компонентов между собой.

Для измерения размера ассоциатов асфальтенов и изучения процесса агрегации использовалась система PhotoCor Complex. В установке использовался полупроводниковый лазер с длиной волны $\lambda = 654$ нм. Рассеяние света наблюдалось под углом 40°. Все эксперименты были проведены при температуре 27 °С. Во избежание проявления эффекта «тепловой» линзы для каждого эксперимента отдельно подбирались нейтральные фильтры, которые устанавливались на оптическом пути лазерного излучения [3]. Замеры осуществлялись до того момента пока седиментационные процессы не начинали доминировать над диффузионными.

На рисунке 1 представлены результаты исследования процесса агрегации асфальтенов при добавлении различного объема *n*-гептана. Сплошные кривые – результат обработки экспериментальных данных методом наименьших квадратов (МНК) по степенной зависимости в соответствии с режимом диффузионно-лимитированной агрегации (ДЛА) [1].