

счет электрических свойств породы, происходит нагрев призабойной зоны. Данная технология может быть усовершенствована при помощи закачки растворителя, существенно увеличивающего охват метода. Имеются удачные промысловые испытания в Восточном Техасе – дебит нефти увеличивался в среднем в 1,7 раз. [1], [4]

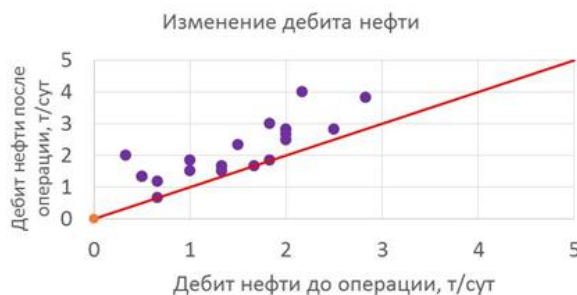


Рис.2 Результаты промысловых испытаний микроволнового метода

Результаты расчета данного метода на секторной модели одного из месторождений Западной Сибири позволили получить за 5 лет коэффициент извлечения нефти 0,069 при чистом дисконтированном доходе 43 млн р, с коэффициентом дисконтирования 20% (учитывающего высокие риски мероприятия). Для добычи нефти без применения нагрева горизонтальной скважиной коэффициент извлечения нефти составил 0,040 при чистом дисконтированном доходе -7 млн р., что говорит о перспективности технологии микроволнового нагрева

Однако для успешного применения необходимо проведение опытно-промышленных испытаний, и решения технологических проблем, с целью повышения эффективности.

Литература

1. Ковалева Л., Давлетбае А., Миннигалимов Р. Способы извлечения высоковязкой нефти и битума с применением высокочастотного электромагнитного воздействия // SPE Москва, Россия, 26 – 28 октября 2010. – Башкирский Государственный Университет, ОАО «Татойлгаз», 2010 – SPE 138086.
2. Орлов А., Климов М., Самороков С., Осипенко А., Лямкина О., Близнюк А.. Варианты разработки и обоснование технологий воздействия на пласты с повышенной вязкостью нефти в рамках Мессояхского проекта в осложненных условиях ЯНАО // SPE Москва, Россия, 16 – 18 октября 2012. – ООО « Газпромнефть НТЦ», 2012 – SPE 162103.
3. Эдельман И., Иванцов, Н. А., Шандрыгин, Е. Подходы к разработке месторождений высоковязкой нефти в арктических условиях на примере Русского месторождения. // SPE Москва, Россия, 18 – 20 октября 2011. – ОАО«ТНК-ВР Менеджмент», ООО «ТННЦ», ОАО «ТНК – ВР Менеджмент», ЗАО «Роспан Интернешнл», 2011 – SPE 149917.
4. Brown J.M., Becker H.L., Darby G.Quantum Effects Imparted by Radio Frequencies as a Stimulation Method of Oil Production – Part I and II;; SPE124144 and SPE133085

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

И.Н.Валиев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный этап развития нефтедобывающей промышленности характеризуется снижением эффективности разработки месторождений углеводородов. В последнее десятилетие отмечается рост интереса специалистов нефтяной отрасли к практическому использованию новых высокоэффективных и рентабельных технологий, обеспечивающих как прирост, так и стабильное поддержание добычи нефти в сложных геолого-промысловых условиях. Вводимые в разработку новые залежи, как правило, представлены низкопродуктивными, высококонденсатными и слабопроницаемыми коллекторами, а запасы нефти в них относятся к категории трудноизвлекаемых – с повышенной вязкостью нефти, со значительными водонефтяными и подгазовыми зонами.

Сегодня расходуются огромные финансовые ресурсы на поддержание добычи на старых месторождениях, где обводненность превышает 80%. Одна только компания «ЛУКОЙЛ» добывает в Западной Сибири 600 млн.т жидкости в год и из неё получает лишь 52 млн.т нефти. Традиционные методы и технологии эксплуатации нефтяных залежей с заводнением во многих случаях оказываются недостаточно эффективными. Угрозу падению добычи нефти при росте её потребления испытывают многие ведущие нефтедобывающие страны мира.

Необходимо признать, что в сложившейся обстановке только широкомасштабное, повсеместное внедрение новых технологий, существенно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит уменьшить темп падения добычи нефти. Во всём мире в программах и проектах развития и применения методов увеличения нефтеизвлечения с каждым годом возрастает внимание к расширению физико-химических методов воздействия на продуктивные пласты.

Цель работы: Рассмотрение методов увеличения нефтеотдачи на примере потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах.

В настоящее время разработаны и реализованы в промышленности технологии закачки в продуктивные пласты полимер-дисперсных систем (ПДС), полимер-гелевых систем (ПГС) и их модификаций (МПДС); эмульсионных композиций (ЭМКО) и эмульсионно-дисперсных составов (ЭПДС) на основе углеводородного сырья; гелеобразующих композиций (ГОК) ГАЛКА, МЕТКА и их аналогов; сшитых хромовыми сшивателями полимерных составов (СПС) и больше объёмных гелевых составов (СБГС) на основе полиакриламида (ПАА); геле - или осадкообразующих (ООС) систем. Реализуемые в нефтедобывающей промышленности новые технологии направлены на регулирование неоднородности пластов по проницаемости, выравнивание профиля приёмности нагнетательных скважин и отклонение потоков нагнетаемой воды на изоляцию водопритока, повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ и качества вскрытия продуктивных пластов. [1].

Большинство нефтяных месторождений России разрабатывается с применением методов заводнения. Основные из них уже вступили в позднюю стадию разработки, сопровождающуюся добычей огромных объемов воды. Только в 2010 г. вместе с нефтью на поверхность было извлечено более 2,6 млрд. т воды. Вынужденная добыча такого количества воды увеличивает себестоимость добычи нефти. Иногда эксплуатация высокообводненных объектов находится на грани рентабельности. Указанные факторы заставляют нефтяные компании искать пути решения данной проблемы.

Анализ оценки работ по применению потокоотклоняющих технологий в нефтяных компаниях страны осуществляется по шести показателям:

- Удельная эффективность обработок – отношение дополнительной добычи нефти к числу обработок за анализируемый период;
- Охват обработками фонда скважин – отношение числа обработок к числу действующих добывающих скважин.
- Удельная добыча на фонд скважин – отношение дополнительной добычи нефти к числу действующих добывающих скважин;
- Удельная добыча на общую добычу нефти - отношение дополнительной добычи к общей добыче нефти по компании;
- Число обработок;
- Объем дополнительной добычи нефти за счет обработок.

На основании оценки был установлен удельный вес (коэффициент значимости) каждого из перечисленных выше показателей: первый показатель имел коэффициент значимости 1,0; второй и четвертый - 0,9; третий - 0,7; пятый и шестой - 0,5. По каждому показателю определялся рейтинговый параметр от 10 до 1,0 который соответствовал величине этого показателя, от наибольшего к наименьшему. Затем рейтинговые параметры по показателям умножались на соответствующие коэффициенты значимости и суммировались.

В настоящее время, эти исследования повторяются с оценкой активности вертикально интегрированных нефтяных компаний отрасли, с точки зрения использования потокоотклоняющих технологий за последние 5 лет.[3] Распределение объемов применения и эффективности потокоотклоняющих технологий показана на (рис. 1.1). Методика анализа осталась практически неизменной, за исключением ввода еще одного (седьмого) показателя: охвата обработками нагнетательного фонда скважин - отношения числа обработок к числу действующих нагнетательных скважин с коэффициентом значимости 0,9.

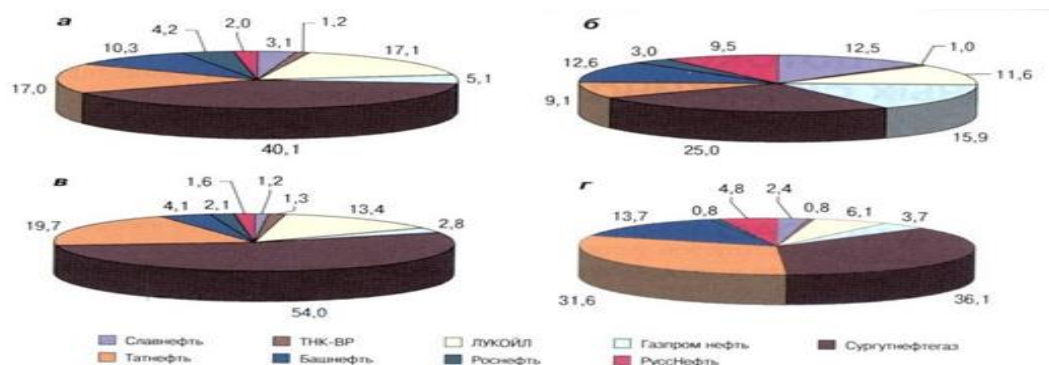


Рис. Распределение объемов применения (а, б) и эффективности (в,г) потокоотклоняющих технологий по нефтяным компаниям, %: а, б - объем применения соответственно за последние 5 лет и с учетом действующего фонда; в, г - эффективность применения соответственно за последние 5 лет и с учетом добычи нефти

Из рисунка видно, что наибольшее число работ было выполнено на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть» и ОАО АНК «Башнефть». Однако с учетом действующего нагнетательного фонда в компаниях картина несколько меняется. ОАО «Сургутнефтегаз» по-прежнему находится на первом месте в этом показателе рейтинга, а на вторую позицию выходит ОАО «Газпром нефть». По остальным нефтяным компаниям, за исключением ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «ТНК-ВР», объемы применения составили 9,1-12,5 %.

Но эффективности работ несомненное лидерство также принадлежит ОАО «Сургутнефтегаз», 54 % нефти, дополнительно добытой с применением потокоотклоняющих технологий на нефтяных месторождениях девяти компаний, было получено на объектах ОАО «Сургутнефтегаз». Второе и третье места по этой позиции в рейтинге занимают соответственно ОАО «Татнефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» (табл.1).

Таблица 1

Итоговые рейтинговые показатели

Нефтяная компания	Рейтинговые показатели применения потокоотклоняющих технологий					
	2008	2009	2010	2011	2012	Итого
ОАО АНК «Башнефть»	30,2	25,4	23,5	23,5	25,4	128
ОАО «Газпром нефть»	31,5	30,3	31,2	27,7	30,9	151,6
ОАО «Лукойл»	26,8	33,3	32,7	34,6	32,9	160,3
ОАО «НК «Роснефть»	15,9	13,8	12,2	13,2	13,9	69,0
ОАО НК «Русснефть»	25,6	22,8	22,8	20,1	23,9	115,2
ОАО «Славнефть»	11,1	22,5	22,1	25,8	18,4	99,9
ОАО «Сургутнефтегаз»	48,6	48,6	48,6	47,6	46,6	240,0
ОАО «Татнефть»	40,4	36,9	35,4	36,5	36,2	185,4
ОАО «ТНК-ВР»	12,9	9,4	14,5	14,0	14,8	65,6

На основании данных представленных в (табл.1) можно сделать вывод о том, что более последовательно и системно потокоотклоняющие технологии на нагнетательном фонде скважин применялись в последние годы на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО АНК «Башнефть» и ОАО НК «РуссНефть».

Эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения Майское месторождение, пласт Ю13-4. Участок №1. Для воздействия рекомендуются скважины 202, 204, 205, 206, 392.

Геологические запасы, оцененные объемным методом составляют 3,4 млн.т, начальные извлекаемые запасы в пределах контура участка составляют 1,5 млн.т. На 01.11.12 г. накопленная добыча нефти составляет 549,6 тыс. т, отбор извлекаемых запасов 36,4 %. Интенсивное обводнение началось с 2010 г. Средняя обводненность продукции составляет 73,8 %. Прогнозный Коэф. по участку 0,408, прогнозные отбор НИЗ 50,0 %, т.е., при текущей системе разработки существует риск недостижения проектных показателей. Средняя проницаемость по участку составляет 0,011 мкм2. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м. Отметим, что в разрезе скважин присутствует подошвенная вода. В целом, участок соответствует критериям применимости потокоотклоняющих технологий как с геологической, так и с технологической точки зрения.

Среднесуточный прирост добычи нефти составил 2,64 тонн/сут, для семи добывающих скважин, учитывая, что они работали за год в среднем 335 суток. Прирост добычи нефти составил 6200 тонн/год.

Заключение

В данной работе приведена качественная характеристика композиций и составов, используемых при применении потокоотклоняющих технологий, и на её основе – классификация физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Анализ результатов использования потокоотклоняющих технологий (ПОТ) в России показывает, что их эффективность существенно различается. Как правило, она оценивается в виде или удельной добычи тонны нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину.

Потокоотклоняющие технологии будут широко применяться и в дальнейшем ввиду простоты и низких затрат на их реализацию, а также благодаря эффекту сокращения обводненности скважин во многих случаях. Тем не менее, не следует считать их кардинальным средством для воздействия на весь объем пласта и существенного увеличения охвата пласта. Необходимо применять комплексные технологии.

Литература

1. Филин В.В. Потокоотклоняющие технологии. Теория и практика. –М.: Издательство «Спутник+». 2009. – с. 6–18
2. А.Я. Соркин, к.т.н., В.Е. Ступоченко, д.т.н., В.А. Кан (ООО «НТЦ «КОРНТЕХ»), С.А. Жданов, д.т.н. (ОАО «ВНИИнефть»), Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2013. – №3 – с. 67– 69
3. <http://burneft.ru/archive/issues/2009-01/2>