

Рис. 1 Зависимость величины поверхностного натяжения от концентрации добавленного н-гептана

В результате выполненной работы нами было обнаружено пороговое значение образования агрегатов для модельных растворов асфальтенов Т нефти в толуоле. Полученные данные достаточно близко коррелируются с результатами определения точки onset, полученными с помощью метода фотонной корреляционной спектроскопии 47 % для концентрации 0,2 г/л и 52,2 % для концентрации 0,4 г/л.

Литература

1. Сафиева Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) // Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. 2004. – 82 с.
2. Сафиева Д.О. Адсорбция асфальтенов на твердых поверхностях и их агрегация в нефтяных дисперсных системах// Автореферат. Дисс. на соискание ученой степени кандидата химических наук. – М.: 2011. – 26 с.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

А.Ш.Басалаева, С.М.Гусева

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В настоящее время компаниями разрабатываются месторождения жесткими методами, что приводит к относительно резкому снижению объемов добычи из-за большого количества остаточной нефти. Это связано с экономической выгодой нефтедобывающих компаний. В итоге, в залежи остается больше трети углеводородов, а во многих случаях больше половины. Часто это связано с выбором неправильного процесса разработки. Вследствие чего возникла потребность в освоении новых методов повышения нефтеотдачи, которые могли бы продлить жизнь месторождению. На рисунке показана схема, по которой работает большинство действующих месторождений.

Основными проблемами, с которыми сталкиваются при создании метода, увеличивающего коэффициент нефтеотдачи, являются сильно заводненные коллекторы. Отсутствие моделей для опробования внутрипластовых важно отметить, что для применения метода на каком-то конкретном месторождении нужно учитывать индивидуальные свойства коллектора, а также экономическую эффективность использования дополнительных технологий.

Основными причинами падения уровня добычи – снижение добычи нефти на зрелых месторождениях, недостаточная вовлеченность запасов в разработку и сведение к минимуму геологоразведочных работ. В России почти половина всех углеводородных ресурсов считаются нерентабельными [7]. Это связано с тем, что нет приемлемых условий для освоения трудноизвлекаемых запасов на новых участках, и на эксплуатируемых. Количество остаточной нефти по ряду месторождений определяется десятками и сотнями миллионов тонн. Но благодаря передовым методам нефтяники способны изъять из-под земли до трех четвертей нефтяного запаса.

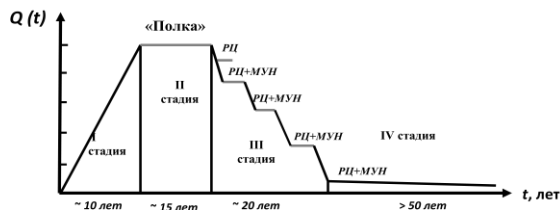


Рис. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения: $Q(t)$ - добыча нефти, t – время разработки месторождения, РЦ-реабилитационные циклы, МУН-методы увеличения нефтеотдачи, «Полка» - стабильное состояние системы [1]

Разработки месторождений ведутся в три этапа: на первом используют энергию пласта, при которой нефтеотдача равна 5 – 15 %, на втором используют искусственные методы, такие как заводнение и гидроразрыв пласта, повышающие нефтеотдачу на 20 – 60 %. На третьем этапе, который привлекает большой интерес, используют новые технологии, учитывающие свойства техногенно-измененного коллектора. Они повышают нефтеотдачу на 35 – 75 % и являются экономически выгодными. К таковым методам относятся: физико-химические, газовые, тепловые, микробиологические.

Доля методов в мировой практике составляет 5%, 45%, 50% соответственно [7]. Одним из перспективных методов является метод направленной нагрузки пласта. Суть его заключается в создании сети обильных, весьма продолжительных во времени, трещин. Такой эффект достигается при помощи разгрузки пласта. Этот метод является одним из самых шадящих по отношению к нефтегазозоному горизонту.

Физико-химические методы.

К ним относятся закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей. Многие нефтяные компании и научно-исследовательские институты проводят разработку новых химических компонентов, которые используются для улучшения коллекторских свойств пород и для обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин. Такими являются вещества на базе «Сульфена-35», «Нефтенол НЗ» и комплекса «Химеко-В». Данные реагенты применяются для терригенных коллекторов, на глубине до 3000 м. Ожидаемый дополнительный коэффициент извлекаемой нефти при использовании этих веществ от 5 до 30% [7].

Реагент «Сульфен-35» был разработан в Казани компанией ООО «Нефтехимгеопрогресс», применяется для очищения порового пространства от нефтяной пленки и асфальто-смолистых соединений, а также для обработки призабойной зоны и «доотмыва» нефтяной пленки с нефтенасыщенного коллектора [5]. Также компанией разработан Реагент-Разглинизатор, который извлекает глинистые частицы с закольматированной призабойной зоны и способствует увеличению дебита скважины. В качестве бурового раствора ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработал вещество с низкой фильтрацией, которое не загрязняет пласт и увеличивает фильтрацию призабойной зоны. «Нефтенол НЗ» и «Химеко-В» широко используется в Западной Сибири компаниями ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и др. [6].

Микробиологические методы.

Важное значение приобретает микробиологическое воздействие, которое основывается на синтезе поверхностно-активных веществ из продуктов жизнедеятельности микроорганизмов. Существует два способа вовлечения биоПАВ в разработку залежи: синтез вещества на поверхности или непосредственно в пласте [4]. Преимущество метода состоит в том, что у этих организмов широкий диапазон условий среды обитания.

Принцип основывается на выделении бактериями химических веществ, которые растворяют карбонаты, разжижают высоковязкую нефть и в целом увеличивают проницаемость коллекторов, что повышает нефтеотдачу до 40% [7]. Хотя данный метод является экономически выгодным и легким в использовании, к сожалению, такие технологии используются редко, так как недостаточно навыков их применения, а также очень сложно организовать контроль над процессом.

Газовые методы

Закачку газа, метана, сжиженного нефтяного газа, азота и углекислого газа проводят для поддержания пластового давления в скважине, а также увеличения нефтевытеснения углеводородов из пласта [3]. Международной компанией «Shell» многолетним опытом применяется двуокись углерода для вытеснения нефти из коллектора с растворенным в ней загрязняющим газом. Проводится данное мероприятие с помощью чистого CO₂, либо с применением газовой пены или смеси на его основе. Этот метод имеет ряд преимуществ. Газ – сырье, которое легко транспортируется по трубопроводам, хорошо растворяется в нефти, разжижая ее, и в воде, делая ее более вязкой, имеет экологическую безопасность для окружающей среды. Также используется газ, являющийся побочным продуктом производства, а в случае попутного газа, извлекаемого при добыче углеводородов, может быть закачен обратно в пласт для увеличения нефтеотдачи [3].

Тепловые методы.

Тепловые методы применяются для извлечения высоковязких нефтей. Принцип состоит в понижении вязкости нефти под воздействием тепла. Эффективность зависит от тепловых потерь в породе [8]. Используют несколько различных технологий подачи тепла в пласт: внутрипластовое горение, вытеснение нефти паром, горячей водой, пароциклические обработки скважин, импульсно-ударное и вибрационное воздействие [3].

Основная задача – распределить тепло равномерно по всему пласту, чтобы максимально вовлечь все участки тяжелой нефти. Хотя применение парового воздействия сопряжено со сложной организацией контроля над введением технологий и ограниченностью использования метода по глубине залегания продуктивной залежи, в то же время, метод позволяет включать в разработку небольшое скважин, через которые проводится нагрев, и, как результат, получать высокий дебит дополнительной нефти. В США в течение более 50 лет успешно проводится добыча высоковязкой нефти на месторождении Саут Белридж в Калифорнии [8].

Выводы:

Переход от жестких методов воздействия на пласт для получения больших объемов в короткие сроки, к режимам, шадящим внутреннюю систему месторождения, способствует продлению эксплуатации месторождения и, соответственно, увеличению объема добываемой нефти. Применение предлагаемых методов увеличения нефтеотдачи позволит максимально эффективно использовать месторождения на конечной стадии разработки и те, которые еще могут давать большие дебиты на протяжении многих десятилетий.

Применение одного метода не достаточно для более эффективной разработки залежи, применение комплекса методов обеспечивает максимальный коэффициент нефтеизвлечения. Нужно понимать, что режим

залежи изменяется со временем эксплуатации месторождения, также как и должны изменяться условия добычи. Нефтепромысловые работы должны подразумевать не только выработку запасов с целью получения быстрых доходов, но и профессиональное освоение месторождения, проведение исследований по добыче максимально возможного количества углеводородов, сохранение окружающей среды и внутренней системы залежи [2].

Сотрудничество государства и нефтедобывающих предприятий неотъемлемая часть успешного нефтедобывающего комплекса. В первую очередь необходимо думать о перспективности принимаемых решений, об ответственности за ведение разработки и разумную эксплуатацию месторождения.

Литература

1. Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Томск, 2011. – №3. – С. 1 – 11.
2. Запывалов Н. П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век//Георесурсы, – Казань, 2002. – № 1(9). – С. 32 – 35.
3. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие, – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 166с.
4. Кабушев А.А., Карабаева А. Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи. – Тараз: Изд-во Таразского Государственного университета им. М.Х.Дулати, 2007. – 5 с.
5. ООО «Нефтехимгеопрогресс». Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – Казань, – 2010. – 4 с.
6. ЗАО «Химеко-ГАНГ». Каталог технологий ЗАО «Химеко-ГАНГ», 2008. – С. 1 – 74.
7. «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.». Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России. – 2013. – 24 с.
8. «Шелл Интернешнл Эксплорейшн энд Продакшн Б. В.» – Гаага, Нидерланды, – 2012. – 32 с.

ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ СРЕДНЕТЮНГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))

Д.С. Борисов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Топливо-энергетическая отрасль является ключевой как для всего мирового хозяйства, так и для каждой национальной экономики в отдельности. Для России ТЭК также играет значимую роль, особенно на современном этапе развития. Принимая во внимание разнообразие направлений ТЭК, следует особенно выделить его газовую составляющую. На долю России приходится 30,7% объемов мировых запасов газа. Ожидается, что до 2025 г. объемы добычи газа удвоятся. При этом более 60% всей добычи газа в РФ будет сосредоточено в районах Крайнего Севера [1].

Подготовка газа Среднетюнгского месторождения в настоящее время осуществляется методом трехступенчатой низкотемпературной сепарации (НТС) с охлаждением газа за счет использования избыточного, по сравнению с газопроводом, давления на входе в установку. Продукцией установки комплексной подготовки газа (УКПГ) является осушенный газ с точной росы по воде и углеводородам в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93, который после низкотемпературного сепаратора отправляется потребителям в газопровод, и конденсат, удовлетворяющий требованиям ОСТ 51.65-80, стабилизированный методом дезаннизации.

Согласно проекта обустройства Среднетюнгского ГКМ, в низкотемпературном сепараторе необходимо поддерживать давление 7,36 МПа и температуру -29,84 °С.

Для максимального извлечения углеводородного конденсата из газов разных оптимальны давления: 3–5 МПа, 4,5 – 5 МПа, 5 – 6 МПа и 5,5 – 6,5 МПа [2]. Подчеркнем, что указанные значения давлений сепарации были установлены для газов с отличающимися составами и для разных условий как экспериментально, так и расчетным путем с использованием моделирующих программных комплексов. При этом в одних случаях исследовался выход стабильного конденсата, в других – нестабильного, температуры сепарации также несколько различались. В связи с этим целесообразно установить, какое давление НТС является оптимальным с точки зрения эффективной эксплуатации УКПГ.

Целью данной работы является повышение степени извлечения C₃+высшие из сырья в нестабильный конденсат за счет оптимизации технологического режима низкотемпературного сепаратора. Для реализации этой цели использовали метод технологического моделирования, реализованного в специальной компьютерной программе Aspen HYSYS [3]. На основании данных технологического регламента работы аппаратов, зная характеристику исходного сырья, его компонентный состав, расход, давление и температуру входа на УКПГ в программе Aspen HYSYS была смоделирована технологическая схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (рис.1).

На этапе расчетных исследований были исследованы зависимости выхода нестабильного конденсата от давления сепарации, выхода метана и этана, пропан-бутанов и C₅+высшие в нестабильный конденсат от давления сепарации (рис.2).

Наибольшая степень извлечения нестабильного конденсата наблюдается при давлении 4,5 МПа, пропан-бутанов наблюдается при давлении 4,5–5 МПа, метана и этана при давлении 5 – 5,5 МПа.