

Анализ верхнего слоя, обезвоженной нефти, методом оптической микроскопии показал, что в нем присутствует небольшое количество отдельных глобул воды. Это указывает на значительную степень обезвоживания нефти.

Для изучения природы эмульсионного слоя использован метод ИК-спектроскопии. Спектр поглощения снят на спектрофотометре IR Prestige-21 фирмы «Shimadzu» с преобразованием Фурье в диапазоне 300–4000 см⁻¹. В области полос 700–3100 см⁻¹ ИК-спектр соответствует ИК-спектру асфальтенов Арчинской нефти. Таким образом, можно считать, что в эмульсионном слое сосредоточились высокомолекулярные компоненты нефти. В первую очередь это смолы и асфальтены. Такой состав слоя и присутствие воды в качестве дисперсной фазы обуславливают его высокую вязкость (Рис. 2).

Литература

1. Зырянов М.С., Фомичев Е.В. Исследование способов воздействия магнитного поля на разделение водонефтяной эмульсии // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2019. – С. 107 – 109.
2. Тарасов М.Ю., Зенцов А.Е., Долгушина Е.А. Проблемы подготовки высокоэмульсионных нефтей новых нефтяных регионов Сибири и пути их решения // Нефтяное хозяйство, 2004. – №3. – С. 98-102.
3. Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зинатуллин Р.Р., Благодичнов В.Н., Муллаянов А.И. Исследование интегрированного воздействия сверхвысокочастотного электромагнитного излучения в поле центробежных сил на водонефтяные эмульсии // Нефтяное хозяйство, 2017. – №2. – С. 100 – 102.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Казак Д.В.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия является обладателем крупнейшего территориального сектора Арктики, а также наибольшим числом открытых углеводородных месторождений на ее площади. Россия удерживает первенство в открытии нефтяных и газовых месторождений на ее территории с их дальнейшим вводом в эксплуатацию. Эти факты напрямую обусловлены развитием месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

Учитывая современные условия и интересы государства, в настоящее время большие силы брошены на ввод в разработку арктических месторождений на территории ЯНАО. Среди них два крупномасштабных проекта – освоение «группы Мессояхских месторождений» и месторождения «Русское».

Восточно-Мессояхское месторождение, относится к категории трудноизвлекаемых запасов и по своим основным геолого-промысловым характеристикам достаточно близко к Русскому газонефтяному месторождению тяжелой нефти. Основным отличием этих месторождений является несколько меньшая вязкость нефти и слабая сцементированность пород-коллекторов. Для такого типа месторождений высоковязкой нефти уровень достижимого КИН не превышает 10-12%, при весьма благоприятных условиях и использовании плотной сетки скважин. Большая роль при этом отводится контролю и регулированию процессов разработки запасов нефти. Оценка перспективы применения методов связана с созданием нетрадиционных технологий, физическая сущность которых отличается не только высокой технологической эффективностью, но и ресурсо- и энергосбережением с существенным расширением геологических критериев их применимости.

Залежь углеводородов терригенного пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения представляет собой совокупность нескольких, предположительно, гидродинамически изолированных блоков, насыщенных высоковязкой нефтью. В части блоков имеется достаточно мощная газовая шапка и обширная водонефтяная зона (ВНЗ). Повышенная вязкость нефти является серьезным фактором, обуславливающим эффективность добычи с применением насосных установок УЭВН и объемно-роторных насосов типа ОРНП5-10. Для такого типа месторождений высоковязкой нефти уровень достижимого КИН не превышает 10-12%, при весьма благоприятных условиях и использовании плотной сетки скважин – порядка 2,5-3 га/скв [1, 2].

Наиболее широко распространенные методы увеличения нефтеотдачи при разработке Восточно-Мессояхского месторождения описаны ниже:

1. Закачка раствора полимера (полимерное заводнение).

Экспериментальные исследования при различных вытесняющих агентах выполнялись на разных колонках ядра, но проведены в одинаковых термобарических условиях и при схожих коллекторских свойствах моделей пластов ПК1-3, что позволило корректно произвести их сопоставление. Основываясь на полученные результаты, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективная технология для повышения нефтеотдачи – закачка раствора полимера.

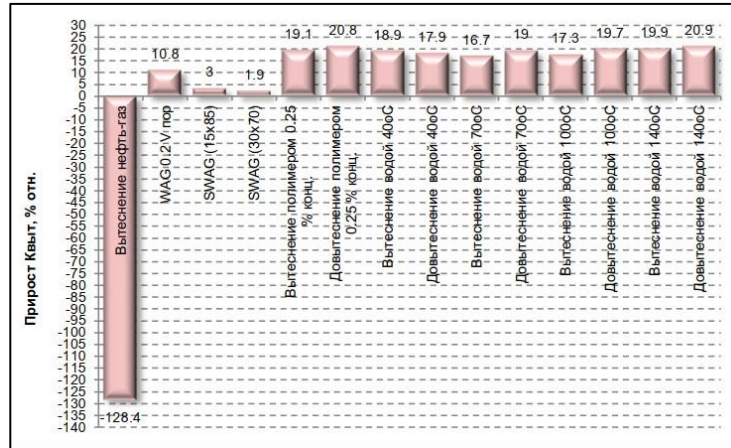


Рис. 1 Прирост коэффициента вытеснения при применении МУН в сравнении со стандартным заводнением по лабораторным данным

Сущность метода заключается в выравнивании подвижности нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность. При концентрации полиакриламида (ПАА) в растворе 0,01-0,1% вязкость его увеличивается до 3-4 мПа*с. это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10-20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы наиболее применимы в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью повышения охвата их заводнением.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. А так как полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пласта заводнением.

Основной недостаток метода заключается в том, что резко снижается продуктивность нагнетательных скважин вследствие резкого роста вязкости, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера. Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента. Поэтому необходимо рассмотреть различные варианты размещения нагнетательных скважин, а также варианты попеременной закачки полимера и воды для обеспечения эффективного вытеснения запасов и поддержания пластового давления. Гидроразрыв пласта.

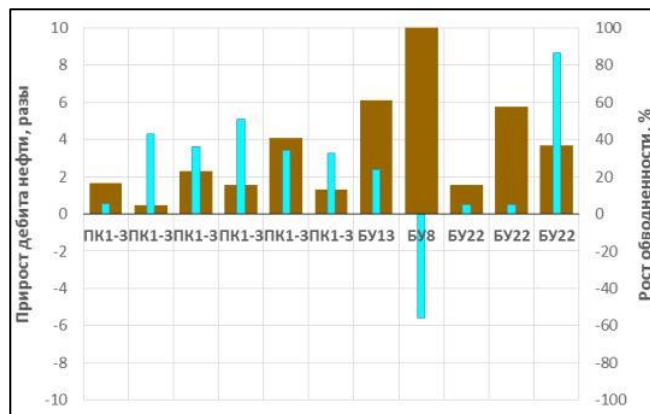


Рис. 2 Приросты дебита нефти и обводненности после ГРП на пластах Восточно-Мессояхского месторождения

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, как при обработке ПЗП, так и при глубокопроникающем воздействии на

продуктивный пласт, в компании Газпромнефть широко применяется ГРП и МГРП для успешной разработки подобных коллекторов на месторождениях ЯНАО.

С целью оценки эффективности гидроразрыва пластов на месторождении в начале 2017 года были проведены опытно-промышленные работы в 11 скважинах, на четырех пластах. Результаты испытаний приведены на рисунке 2. Из 11-ти скважин не достигнут эффект в части прироста дебита нефти только в одной скважине.

На пласте ПК1-3 ГРП проведен в шести скважинах, одна из которых горизонтальная. В пяти скважинах из шести было отмечено увеличение продуктивности. Прирост дебита нефти составил от 1,3 до 4 раз. При этом рост дебита сопровождался некоторыми негативными факторами, а именно во всех скважинах увеличилась обводненность продукции – от 5,6 % до 51 %, в среднем рост обводненности составил 34 %. В среднем по группе скважин, в которых был проведен гидроразрыв пласта ПК1-3, прирост дебита жидкости составил 2,8 раза, нефти – 1,9 раза, обводненности – 33,7%.

Максимальной эффективностью характеризуется ГРП на объекте БУ8. Здесь отмечен рост дебита нефти более, чем в 40 раз при снижении обводненности продукции с 69% до 13%, что свидетельствует о подключении в работу значительной нефтенасыщенной толщины. На этих пластах кроме роста продуктивности скважин отмечается невысокий рост обводненности.

ГРП пластов группы БУ весьма эффективны, что позволяет рекомендовать данную технологию для использования в горизонтальных скважинах (МГРП) на объектах БУ при дальнейшей промышленной эксплуатации [3].

Литература

1. Алиев З.С., Марakov Д.А. Влияние переходной зоны на достоверность запасов газа и на производительность скважин // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Том 1, № 1. – С. 3 – 12.
2. Инякина Е.И., Краснов И.И., Инякин В.В. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Том 1, № 1. – С. 13 – 19.
3. Прокопьев-Ротермилль А.А. Анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на Восточно-Мессояхском месторождении // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2018. – Том 1, № 6. – С. 11 – 20.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, КАК РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ВНУТРИКУСТОВОЙ СИСТЕМЫ ППД

Карапузов И.А., Федюшкин К.Г., Коновалов А.А.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Необходимость проведения поиска решений заключается в необходимости поиска решений сохранности окружающей среды и недр в связи с ухудшающимся состоянием экологии, обусловленным активным развитием нефтедобычи в удаленных районах РФ, а также повышению энергоэффективности производства.

Цель исследования – определить рациональный метод использования попутного нефтяного газа для снижения влияния на экологию и повышение экономической рентабельности разработки месторождений нефти.

Рассмотрим более подробно одну из основных проблем.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это газ, растворенный в нефти. Но на данный момент большинство технологий не получило широкого распространения, так как каждая из технологий является чувствительной к инфраструктурным или экономическим условиям применения.

Пути утилизации попутного нефтяного газа или способы рационального использования на данный момент заключаются в следующем:

- переработка газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ): для переработки используют мини-ГПЗ или магистральный транспорт для транспортировки до ГПЗ – вариант наиболее подходящий для месторождений вблизи развитой инфраструктуры;

- сайклинг-процесс и закачка в пласт для хранения, данный процесс применим для месторождений, находящихся в разработке на второй и более поздних стадиях; [2]

- использование в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии, данный вид утилизации используется повсеместно, но объем добываемого газа во много раз превышает потребности;

- подготовка и переработка газа на промысле с помощью малотоннажных установок;

- переработка в метанол и синтетическое топливо или в концентрат ароматических углеводородов, для данных технологий необходима развитая инфраструктура.

Как показано выше, почти все технологии чувствительны к развитости инфраструктуры и стадии разработки месторождения, и для вновь вводимых месторождений не подходят в полной мере, так как на данный момент наиболее перспективные открытия совершаются в местности почти не обжитой людьми.

В настоящее время на вновь вводимых месторождениях ввиду их удаленности и отсутствия инфраструктуры газ используется для обеспечения месторождений электроэнергией, но как было указано выше значительная часть ПНГ сжигается на факелах. Рассмотрим влияние утилизации ПНГ на факелах:

Экологическая сторона вопроса. ПНГ на данный момент для нефтяных компаний остается побочным продуктом нефтедобычи, именно поэтому его утилизация происходила наиболее дешевым способом, его сжигали. В результате данных действий на факелах образуется сотни млн. тонн CO₂, азота и серы. В факелах сжигается лишь 98% газа, а 2% уходит в атмосферу в виде углеводородного сырья. Опасность представляют также выбросы сажи, которые