

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

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

осаждаются преимущественно в регионах добычи. Также сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды.

Экономический аспект. Вследствие неиспользования ПНГ, компании, на территории которых находится нефтепромысел, терпят огромные убытки, вкладывая деньги в утилизацию газа сжиганием в факелах и обслуживание их, а государство пытается возместить убытки с помощью увеличения штрафов. В перспективе объем потребления газа будет в будущем увеличиваться в разы. В последнее время газ потерял в цене, и поэтому проекты по утилизации становятся менее рентабельными. Вложения в переработку ПНГ – это долгосрочные вложения. Их делают компании-гиганты, либо компании, являющиеся в регионе основными недропользователями, для которых потеря текущих активов не приведёт к банкротству или прекращению развития. [3]

Экспериментальные и теоретические исследования, выполненные в России, а также в ряде других стран, показали, что к эффективным методам увеличения нефтеотдачи пластов относятся технологии, основанные на нагнетании в пласт смеси воды и газа. В этом ключе особый интерес представляет использование в качестве газовой фазы попутного нефтяного газа, который в силу своей гомологической близости к нефти служит эффективным вытесняющим агентом. Также стоит отметить, поскольку ПНГ добывается непосредственно на нефтяных промыслах, организация его доставки на месторождение не требуется, что значительно снижает стоимость выполнения работ. Закачка газа в пласт обеспечивает более высокие темпы разработки, чем при заводнении. Согласно данным проведенных лабораторных экспериментов и опытно-промысловых испытаний воздействие нефтяного газа на пласт позволяет добиться увеличения коэффициента вытеснения на 10-19% по сравнению с заводнением и увеличить конечную нефтеотдачу [1].

Так для повышения экономической и экологической составляющих разработки месторождений нефти, предложен ранее существовавший вариант отбора газа из затрубного пространства скважины и модернизированный за счёт подачи газа в внутрикустовую систему поддержания пластового давления для обратной закачки в пласт. За счёт данного решения уменьшается объем газа, сжигаемый на факелах. С точки зрения технологии эксплуатации месторождения происходит снижение линейного давления, а также увеличение производительности скважины с которой отбирается газ на 5-15%.

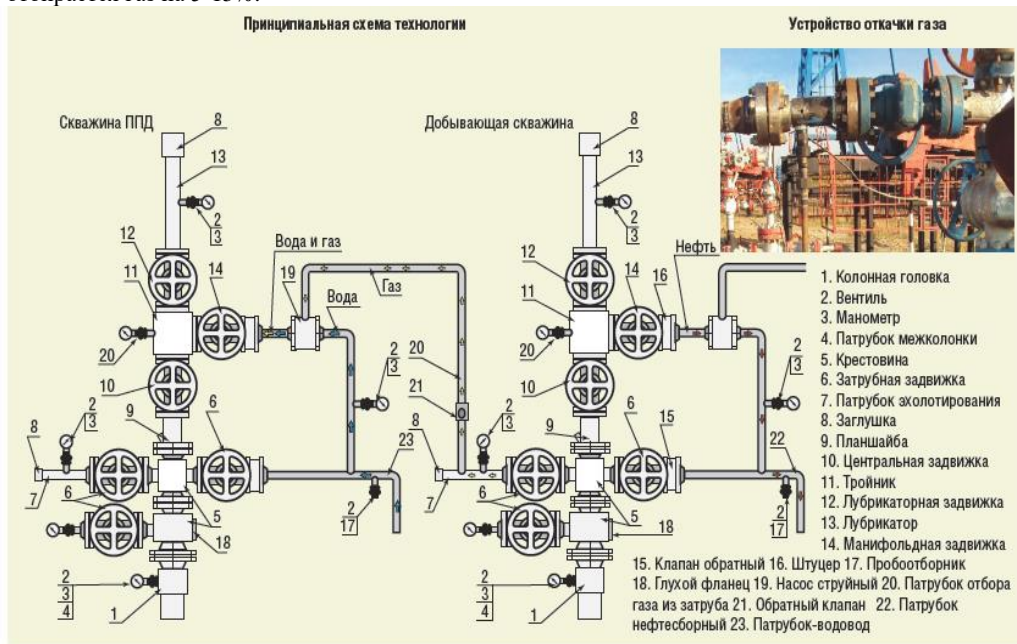


Рис.1 Принципиальная схема отбора газа из затрубного пространства [1]

В заключение можно сказать, сжигание ПНГ – основная проблема нерационального использования в нефтедобыче. При его сжигании фирмы терпят экономические убытки в виде штрафов, а также провоцируют загрязнение атмосферы. Во многом решение проблемы утилизации ПНГ зависит от ряда причин и факторов: уровень развития инфраструктуры и удалённость ГПЗ, строение пласта, количество инвестиций. В основном проблемы остаются на удаленных месторождениях и вновь вводимых месторождениях. Предлагаемый метод утилизации попутного газа ведёт к повышению экономических показателей разработки месторождения, а также наиболее рациональному использованию ресурсов нефтегазовых месторождений.

Литература

1. Бичурин А.А. Утилизация попутного нефтяного газа путем закачки водогазовой смеси в пласт / Бичурин А.А. // Инженерная практика. – 2015. – 06-07.
2. Воеводкин Д.А. О проблеме рационального использования ресурсов попутного нефтяного газа в северной части Тимано-Печорской провинции // Вестник Мурманского государственного технического университета, 2010. – Т. 13. – Вып. 4/1. – С. 751 – 756.

3. Игитханян И.А., Боярко Г.Ю. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области // Вестник Томского государственного педагогического университета, 2011. – Вып. – №12. – С. 19 – 22.

ПРОБЛЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Карсаков А. В.

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основными проблемами в отечественной нефтегазовой промышленности являются высокий уровень выработанности и обводненности месторождений, характерных для 3 и 4 стадии разработки, так как разработка большинства месторождений началась в 70 гг. XX века. В связи с этим особую актуальность приобретают проблемы увеличения нефтеотдачи пластов с целью извлечения остаточных запасов нефти.

Остаточными запасами, по мнению ряда специалистов, необходимо считать трудноизвлекаемые запасы нефти месторождения или залежи при достижении выработки начальных нефти до 65 – 75% и обводненности продукции свыше 75–80%.

Конкретизация определения представлена типами остаточной нефти [1], а именно:

- оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой [2];
- оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами;
- находящаяся в застойных зонах однородных пластов;
- капиллярно-удержанная и плёночная нефть.

Для первого, второго и третьего типов основной проблемой является высокая неопределённость расположения недренируемых и слабодренируемых запасов, что существенно осложняет проведение адресных геолого-технологических мероприятий, как следствие необходима их точная локализация в площади разрабатываемого пласта.

Основными технологиями исследований, предназначенными для выявления остаточной нефтенасыщенности, являются следующие [3].

1) Методы электрометрических изучений скважин, которые позволяют с небольшой погрешностью определять в разрезе пласта нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы по различию их электросопротивлений. Однако, данный метод наиболее эффективен при исследовании новых и необсаженных скважин, количество которых на поздних стадиях разработки крайне мало.

2) Методы радиометрических исследований, которые в отличие от электрометрических методов могут применяться на обсаженных скважинах, но радиус их информативности крайне мал.

3) Интерпретационные методы, применяемые для нахождения линий идеального продвижения водонефтяного контакта (ВНК) или карты поверхности ВНК. Однако, данный метод нельзя применять при внутриконтурном заводнении.

4) Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения, который позволяет вычислить карты остаточных запасов нефти по пласту, однако не позволяют определить положение целиков нефти в зонах между скважинами.

5) Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности, которые позволяют определять области остаточной нефтенасыщенности с помощью геолого-гидродинамического моделирования. Для точного построения таких моделей требуется большое количество исходных данных, которые не всегда достоверно известны, что снижает точность таких исследований.

Другой проблемой разработки остаточных запасов нефти является ухудшение физико-химических свойств нефти в процессе разработки.

Так на Ромашкинском месторождении (Республика Татарстан) было проведено исследование по выявлению закономерностей изменения физико-химических свойств нефти в течении трёх стадий разработки месторождения. Изменения плотности и вязкости нефти в ходе разработки месторождения представлены на рисунке 1а и 1б.

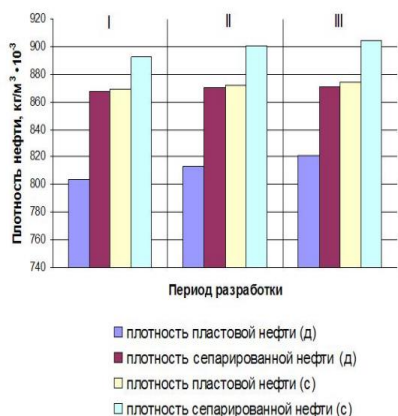


Рис. 1а изменение плотности пластовой нефти[4]

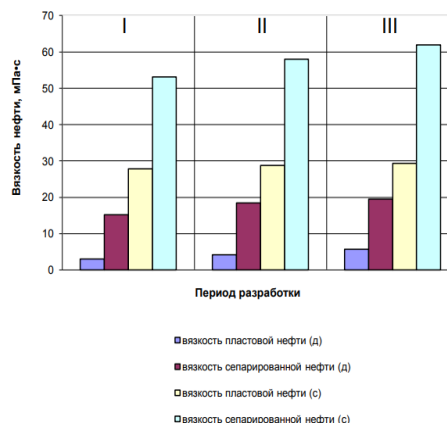


Рис. 1б изменение вязкости пластовой нефти[4]