

Здравствуйте, уважаемые члены аттестационной комиссии!

Тема моей выпускной квалификационной работы - «Повышение эффективности разработки Федоровского газонефтяного месторождения с помощью физико-химических методов».

Слайд 2. В процессе разработки при применении поддержания пластового давления продукция месторождения постепенно обводняется. На заключительной стадии разработки обводненность становится большой проблемой. Она может достигать 99%. Таким образом, поддержание пластового давления путём закачки воды в нагнетательные скважины, работавшее на предыдущих стадиях разработки, на заключительной стадии нужно модифицировать. Эффективным решением является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Путём добавления химических реагентов в закачиваемую воду можно увеличить коэффициент вытеснения и коэффициент охвата, что может значительно увеличить основной период разработки месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является повышение эффективности разработки Федоровского газонефтяного месторождения с помощью физико-химических методов.

Для решения данной цели поставлены следующие задачи:

- анализ геолого-физической характеристики месторождения;
- анализ текущего состояния разработки;
- выбор наиболее эффективной технологии физико-химического метода;
- выбор перспективного объекта для применения предложенной технологии физико-химического метода увеличения нефтеотдачи;
- расчет технологической эффективности проводимого мероприятия.

Слайд 3. Фёдоровское — крупное нефтегазовое месторождение в России. Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи города Сургут. Открыто в 1971 году.

Оператором месторождения является российская нефтяная компания ОАО «Сургутнефтегаз», для которой оно является основной ресурсной базой. Добыча нефти на месторождении в 2007 году составила 12,5 млн тонн.

Слайд 4. Первоначальные запасы нефти составляли 2,0 млрд тонн (по данным доклада Минприроды, на конец 2009 года запасы сократились до 189,9 млн т нефти по АВС1, при этом по сравнению с предыдущим годом падение составило 4,5 % за год). Залежи на глубине 1,8-2,3 км. Начальный дебит скважин 17-310 т/сут. Плотность нефти 0,86-0,91 г/см³.

Слайд 5. При изучении физико-химических характеристик нефти и растворенного газа пластовых объектов АС₄, АС₅₋₈, АС₆, АС₇₋₈ на этапе подсчета были использованы результаты экспериментальных исследований проб больших глубин путём стандартного сепарирования (методом однократного разгазирования) из 16 скважин, которые как правило относятся к пласту АС₅₋₈. Пласты АС₆¹ и АС₇₋₈ глубинными пробами не охарактеризованы, исследованы только поверхностные (устьевые) пробы продукции скважин. Учитывая идентичность состава и свойств дегазированной нефти и растворенного газа, подсчетные параметры объектов АС₆¹ и АС₇₋₈ приняты по аналогии с экспериментально обоснованными параметрами пластовой нефти комплекса АС₄₋₈.

Проведенный анализ и обработанные результаты испытаний глубинных проб подтвердили сделанные ранее выводы о неоднородности нефтей в пределах выделенного объекта, которые вызваны специфическими особенностями залежи, имеющих газовую шапку. Так как отсутствуют выраженные отличия в физико-химических характеристиках пластовой нефти различных пропластков, подсчетные показатели флюидов были приняты одинаковыми для всего выделенного объекта АС₄₋₈.

Слайд 6. Максимальные значения добычи нефти на Федоровском месторождении объемом 35 млн.т были добыты в 1983 году - рис. 1.9. С 1984 года произошло снижение добычи нефти до минимальных значений - 7 млн. т. в 1997 году. Самые первые 25 лет разработки

(1973-1997 годы) объем добычи нефти на месторождении был определен основным эксплуатационным объектом БС₁₀. Следующие 8 лет (1998-2005 годы) добыча нефти на месторождении увеличивается, и происходит достижение второго максимума объемом 12455 тыс. т в 2005 году. В это время в разработку активно происходит вовлечение запасов нефти газонефтяной залежи объекта АС₄₋₈. Начиная с 2007 года происходит снижение годовых объемов добычи нефти до значений 9.2 млн.т в 2009 году.

Объем эксплуатационного бурения максимально составлял 1000 тыс. м в 1983 году. В 1993-1995 годах произошло снижение объемов бурения до 200 тыс. м/год. С 1996 года разработку активно был вовлечен объект АС₄₋₈, объемы бурения возросли до значений 500 тыс. м. В 2009 году годовой объем бурения на месторождении составил 671.8 тыс. м, в том числе 303.8 тыс. м или 45.2% – объем бурения низкопродуктивного объекта ЮС₂. В 1997-2009 годах произошло увеличение с 63752 тыс. т в 1997 году до 170297 тыс.т в 2009 году (рис. 1.9).

Последние 15 лет (1995-2009 годы) месторождение эксплуатируется с обводненностью 89.0 – 94.6% (рис. 1.10).

Слайд 7. Максимальный уровень добычи жидкости на объекте в объеме 100365 тыс.т был отмечен 2012 году. В 2013 году добыча жидкости снижена до 97352 тыс.т. В таблице 1.8 приведены основные технологические показатели на 01.01.2010.

Слайд 8. Проведём проверку соответствия основных физико-химических методов на объекте АС₄₋₈ по критериям применимости.

По данным критериям на объекте подходит только полимерное заводнение. Остальные методы не подходят по двум критериям: нефтенасыщенность и солёность пластовой воды. Учитывая высокую неоднородность объектов, значительную их обводнённость и то, что месторождение находится на поздней стадии разработки, полимерное заводнение можно усовершенствовать путём применения метода выравнивания профиля приёмистости, так как его применение значительно влияет на коэффициент охвата как за счёт водоизоляции, так и за счёт последующего применения полимерного заводнения.

Слайд 9 Оборудование, применяемое для закачки реагента в пласт – система приготовления и нагнетания полимерно-гелевой системы показана на рисунке 3.1.

Пласт, который обрабатывается данной композицией, отделяются пакером от других пластов в случае, если они принимают воду. Нагнетание раствора данной технологии и пресной воды производят при наименьших значениях расхода и давления, чем при закачивании сточной воды. Режим работы растворного узла является круглосуточным. При этом объём раствора и оторочки воды в одном цикле как правило равны между собой. Узел приготовления и нагнетания раствора реагентов устанавливается неподалеку от КНС или очистных зданий пунктов сбора нефти. Производительность узла растворения для нагнетаемого раствора или для пресной воды равняется 200 м³/сут или более. Исходя из схемы (рис. 3.1) приготовление и нагнетание раствора производится в следующей последовательности: [13]

- В подготовленную ёмкость необходимо набрать примерно 1/2 объёма пресной воды;
- После чего отмеряют специальной ёмкостью необходимые объём реагента и с помощью насоса производят их перекачку;
- Заполняют ёмкость пресной водой до требуемого уровня, происходит перемешивание насосом до состояния однородности;
- Заранее готовый в ёмкости рабочий раствор реагентов путем самотека или насосом подаются на приём насоса, который нагнетает его непосредственно в скважину с помощью блока-гребёнки;
- Значения расходов контролируются по значению уровня жидкости в емкости и с помощью специального прибора учёта жидкости, выполненного по типу «Турбоквант»;

- Предусматривается автоматическое выключение насосов 8–10 и 13 как только достигается верхний и нижний отметки уровня жидкости в емкостях 3–5 и резком снижении давления, при котором производится нагнетание

Слайд 10. Скважина-кандидат для проведения закачки ПГС «Ритин» должна удовлетворять следующим условиям:

- обводненность скважины должна быть более 80%;
- выработанность НИЗ на данном участке должна быть не менее 0,8.

Скважина должна удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 2.1.

Нагнетательные скважины, в которые планируется провести закачку ПГС «Ритин», должны иметь приемистость от 50 до 1000 м³/сут.

На Федоровском месторождении наклонно-направленные скважины работают с обводненностью 98%. В 2013 году из наклонно-направленных скважин отобрано 4,7% от общего количества годовой добычи нефти. Для повышения эффективности работы данного типа скважин работы по закачке ПГС «Ритин» рекомендуется провести на одной из скважин, относящихся к наклонно-направленным, удовлетворяющей критериям, перечисленным выше.

Слайд 11. Расчёт произведён по методике Лысенко [8].

Дано:

Были рассчитаны основные показатели закачки раствора, оценена эффективность применения данного метода увеличения нефтеотдачи. При его применении можно получить годовой прирост нефти 1793,61 т.

Для расширения масштабов работ по применению осадкогелеобразующих технологий необходимо решить также вопросы разработки и изготовления передвижных блочных установок для приготовления и закачивания больших объёмов композиций в скважины и производства морозоустойчивых реагентов для круглогодичной работы на объектах воздействия.

Слайд 12. Разумная стратегия в этой области должна предусматривать комплексное решение проблемы, включая широкие фундаментальные исследования, промышленные испытания и соответствующее материально-техническое обеспечение для масштабного применения разработанного метода.

Потокоотклоняющие технологии на основе осадкогелеобразующих реагентов эффективны в высокообводненных многопластовых объектах. Достигается снижение содержания попутно добываемой воды в продукции нефтяных скважин, что уменьшает расход электроэнергии, деэмульгаторов и энергоносителей, используемых для подготовки нефти на технологических установках.

Слайд 13. 1. Наиболее перспективными объекты для дальнейшей разработки являются объекты АС₄₋₈ и БС₁₀. Поскольку разработка месторождения сопровождается высокой обводненностью продукции добывающих скважин и высокой слоистой неоднородностью, необходимо применение современных методов увеличения нефтеотдачи. Особенное внимание следует обратить на пласты АС₄₋₈, т.к. в данных пластах можно отметить очень высокую обводнённость и, несмотря на это, данные объекты являются наиболее перспективными.

В текущем состоянии фонд скважин не может обеспечивать проектные величины разработки, для достижения утвержденного КИН необходимо применение методов повышения нефтеотдачи пластов или интенсификации добычи.

2. В пласте АС₄₋₈ может быть реализован метод потокоотклоняющих технологий, предлагается метод водоизоляции путём закачки ПГС РИТИН.

3. Были рассчитаны основные показатели закачки раствора, оценена эффективность применения данного метода увеличения нефтеотдачи. При его применении можно получить годовой прирост нефти 1793,61 т.

Спасибо за внимание! Доклад окончен.