# Анализ Эффективности Методов Воздействия На Пласты

ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРАИЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ г ТЮМЕНЬ

КУМИ ААРОН- kumilindaron@gmail.com

С целью увеличения охвата пласта вытеснением и вовлечения слабодренируемых запасов нефти в разработку в период 2000 – 2005 гг. на месторождении проводились закачки оторочек вязко-упругих составов (ВУС и глинистый ВУС), структурированных систем на основе КМЦ+БГ (СС2), эмульсионных составов на основе нефтенола (ЭС), волокнисто-дисперсных составов (ВДС) и растворов ПАВ (неонол), таблица 3.5.3.

На нагнетательных скважинах объекта БС12 были проведены 5 мероприятий по закачке ВУС и глинистого ВУС и одно по закачке ПАВ. Средняя удельная эффективность от воздействий по законченным мероприятиям изменяется от 430 до 1763 т/скв.опер. Эффект от воздействий, проведенных в 2005 г. по состоянию на 01.01.2006 г. продолжается. Всего от 6 воздействий дополнительно получено 2.76 тыс.т при среднем приросте дебита по нефти за время действия эффекта 2.3 т/сут и успешности 100%. Все применяемые технологии планируются на перспективу.

На скважинах объекта ЮС1 за анализируемый период проведено 35 адресных закачек оторочек химреагентов и 1 мероприятие по закачке растворов ПАВ через кустовую насосную станцию (КНС) в 28 нагнетательных скважин. Все проводимые мероприятия характеризуются эффективностью, близкой к среднестатистической для скважин пластов ЮС1 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» и планируются к применению на прогнозный период. Средняя удельная эффективность по воздействиям с законченным эффектом составила для глинистого ВУС – 485 т/скв.опер., ВУС – 597 т/скв.опер., ВДС – 700 т/скв.опер., СС2 – 144 т/скв.опер., ЭС – 331 т/скв.опер. и 709 т/скв.опер. на одну нагнетательную скважину при закачке ПАВ через КНС. Низкий эффект получен от двух мероприятий по закачке ПАВ. Средняя продолжительность эффекта варьируется от 58 до 732 суток. Всего от проведения 36 воздействий, включая закачку ПАВ в 28 скважин через КНС, дополнительно получено 34.8 тыс.т нефти, при среднем приросте дебита по нефти 1.8 т/сут и средней текущей эффективности – 552 т/скв.опер.

Оценка технологических эффектов проводилась согласно требованиям «Методического руководства по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий» РД 153-39.1-0.004-96.

В целом по месторождению за период 2000 – 2005 гг. от проведения 42 воздействий (69 скважино-операций) на удаленную зону пласта дополнительно получено 37.6 тыс.т нефти, что составило 1.9% в общей добыче без учета переходящего эффекта от воздействий до 2000 г.

На основе анализа применения методов воздействия на объекты разработки БС12 и ЮС1 и учитывая эффективность технологий по повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на аналогичных пластах, в том числе на пластах горизонта ЮС2, месторождений ОАО «Сургутнефтегаз», с целью эффективной разработки месторождения и достижения максимальной нефтеотдачи на прогнозный период запланирован комплекс мероприятий по воздействию на пласты.

Для планирования мероприятий все воздействия объединены в группы:

* ОПЗ химреагентами;
* ОПЗ физическими методами;
* депрессионные методы;
* перфорационные методы;
* изоляционные методы;
* ГРП;
* выравнивание профиля;
* выравнивание фронта вытеснения;
* гидродинамические методы.

При выравнивании профиля приемистости объемы оторочек составляют 20 – 100 м3, при выравнивании фронта вытеснения от 100 до 2000 м3 и более. Все предлагаемые технологии должны применяться в соответствии с требованиями регламентов на их проведение.

В таблице 3.5.8 приведена динамика прогнозных показателей применения методов воздействия на пласты объектаБС12 на период 2006 – 2038 гг. Значительный объем мероприятий (293 скважино-операции) направлен на выравнивание профиля приемистости и фронта вытеснения с целью снижения темпов обводнения и увеличения охвата пласта вытеснением. В основном планируется применение технологий на основе закачки полимерных композиций (ВУС, глинистый ВУС, РПДН), дисперсных составов (ВДС, КМЦ+БГ), а также составов на основе нефтенола и ПАВ. На поздней стадии планируется применение осадкообразующих композиций.

Для воздействия на призабойную зону планируется применение КХДВ с реагентом СНПХ, повторная перфорация с последующим ОПЗ кислотными составами, ОПЗ кислотными составами (ГКО, СКО). В нагнетательных скважинах ОПЗ объемными кислотными составами, вибровоздействие, депрессионные методы.

Всего за прогнозный период на скважинах объекта БС12 планируется провести 762 скважино-операции по воздействию на пласты с дополнительной добычей нефти 270.2 тыс.т или 18.5% в общей добыче.

На скважинах объектаЮС1за период 2006 – 2059 гг. планируется провести 2197 скважино-операций по воздействию на пласты, в том числе 6 ГРП, таблица 3.5.9.

Для восстановления и увеличения продуктивности скважин планируются ОПЗ кислотными составами (ГКО, СКО), в том числе объемные, применение КХДВ с СНПХ, щелочно-кислотные ОПЗ, применение перфорационных методов.

Для воздействия на удаленную зону пласта планируется применение технологий на основе закачки полимерных композиций (ВУС, глинистый ВУС, РПДН), составов на основе нефтенола, ПАВ и средне-большеобъемных кислотных составов. В ограниченном объеме предусмотрено применение дисперсных составов ВДС и КМЦ+БГ (при приемистости скважин более 200 м3/сут), гелеобразующих составов. На поздней стадии разработки на участках с высокой степенью выработки запасов и обводненностью более 95% планируется применение осадкообразующих композиций.

Дополнительная ожидаемая добыча нефти за прогнозный период – 831.5 тыс.т или 21.5% в общей добыче.

В таблице 3.5.10 приведена адресная программа по закачке потокоотклоняющих и нефтеотмывающих составов на скважинах объектов БС12 и ЮС1 на 2007 г. В 2007 г. планируется на нагнетательных скважинах объекта БС12 закачки эмульсионно-полимерных составов (ЭПС), вязкоупругих составов (ВУС), глинистых ВУС (ГВУС), полимерных композиций (РПДН). На скважинах объекта ЮС1 закачки ПАВ, ВУС, ГВУС, эмульсионных составов (ЭС), структурированных составов на основе КМЦ+БГ (СС2), гелеобразующих составов (ГОК) и осадкообразующих составов (ССК) на основе сульфата натрия.

На скважинах объектаЮС2 за период 2009 – 2061 гг. планируется провести 934 скважино-операции по воздействию на пласты, в том числе 25 ГРП в нагнетательных скважинах непосредственно перед вводом их под закачку, таблица 3.5.11.

Для воздействия на призабойную зону планируются объемные ОПЗ кислотными составами с добавлением растворов ПАВ, щелочно-кислотные ОПЗ, КХДВ с СНПХ и растворителями, перфорационные методы. В горизонтальных скважинах воздействие производится селективно с использованием технологии «гибкая труба». С учетом того, что во всех нагнетательных скважинах проводится ГРП, объемы закачиваемых составов должны быть увеличены в 2 – 3 раза по сравнению с объемами в скважинах без ГРП с целью воздействия, как на трещину гидроразрыва, так и притрещинную зону пласта. В нагнетательных скважинах раз в 2 – 3 года планируется непродолжительное (1 – 2 месяца) повышение давления закачки на 20 – 30%.

Для воздействия на удаленную зону пласта планируется применение технологий на основе закачки щелочно-кислотных и кислотных составов, оторочек ПАВ, слабовязких эмульсий на основе нефтенола, оторочек слабоконцентрированных полимерных составов с ПАВ. Дополнительная ожидаемая добыча нефти по объекту за прогнозный период – 317.5 тыс.т или 19.6% в общей добыче.

В целом по месторождению за прогнозный период от проведения 3893 скважино-операций по воздействию на пласты дополнительная ожидаемая добыча нефти составит 1419.2 тыс.т или 20.4% в общей добыче, таблица 3.5.12.

Список Литературы

1. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Методы изучения зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на примере литологогеофизических исследований X нефтяного месторождения (Томская область) / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Нефтегазовая геология – 2015. – вып. 1(21) – С. 53-63.

2. Проект пробной эксплуатации X месторождения / ОАО «ТомскНИПИнефть» - 2012.

3. Ежова А.В. Особенности формирования продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты / Известия Томского политехнического университета. Геология и геохимия нефти и газа – 2002. – Т. 305, вып. 8 – С. 26–38.

4. Проект эксплуатаций Восточно-елевое месторождение GL.3.