

Таблица 2

Эффект от предложенных мероприятий

Номер скважины	Предлагаемое мероприятие	Ожидаемые стартовый дебит нефти, т/сут	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тыс. т.
237	ПНЛГ	15 т/сут	6
282	ПНЛГ	20 т/сут	6
286	ПНЛГ	18 т/сут	16
296	ПНЛГ, ГРП	42 т/сут	16
151	РИР, ЛА, ГРП	46 т/сут	10
274	РИР, ЛА, ГРП	35 т/сут	10
185	РИР, ЛА, ГРП	35 т/сут	10
132	ГРП	35 т/сут	10
118	ГРП	30 т/сут	10
111	ГРП	30 т/сут	10

- Стартовые дебиты нефти брались по работе скважин окружения.
- Дополнительная добыча оценивалась по средней эффективности технологии.
- Суммарная дополнительная добыча – 104 тыс. т.
- Дополнительно ожидается добыча за счет проведения ГТМ на действующем фонде, эффекта от ППД, бурения 3 новых скважин и 15 ЗБС.

Литература

1. С. Ю. Борхович, к.т.н., И.В. Пчельников, А.Л. Натаров Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий, 2018
2. Т. Ф. Манапов, Методология комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе, ТНК-ВР 2006 г.
3. Тимонов А.В.* , Загуренко А.Г.* , Хасанов М.М.* , Пасынков А.Г. , Афанасьев И.С.*SPE 104355 Комплексный подход к оптимизации ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», НК «Роснефть», 2012

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАРОТЕПЛОВЫМ МЕТОДОМ

Иссах Х.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Цель: Целью данной работы является рассмотрение эффективности парового метода повышенной нефтеотдачи независимо от геологических различий.

Из оставшихся запасов нефти в мире только 30% считается «обычным» или «легким» (с API 22 или более легким), а остальные 70% - тяжелые. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), увеличение добычи нефти из этих более тяжелых нефтей может разблокировать около 300 миллиардов баррелей нефти.

После первичных и вторичных этапов добычи нефтяных скважин следует использовать методы повышения нефтеотдачи (EOR) для увеличения и стабилизации поднятия.

Этот отчет посвящен энергоэффективности пара для увеличения добычи нефти на Усинском месторождении в Республике Коми на основе геологической информации и компонентов сырой нефти в этом регионе.

Наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются паротепловые обработки призабойных зон скважин (рисунок) и закачка в пласт теплоносителей.

Процесс паротепловой обработки (ПТОС) призабойной зоны скважины заключается в периодической закачке пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается низким (15–20%).

В период между 1972-1973 годами пар считался наиболее эффективным методом разработки пермоуглеродных залежи высоковязкой нефти. Обоснован метод термического воздействия на пласт и намечены

экспериментальные работы по испытанию двух его вариантов: паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ) [1].

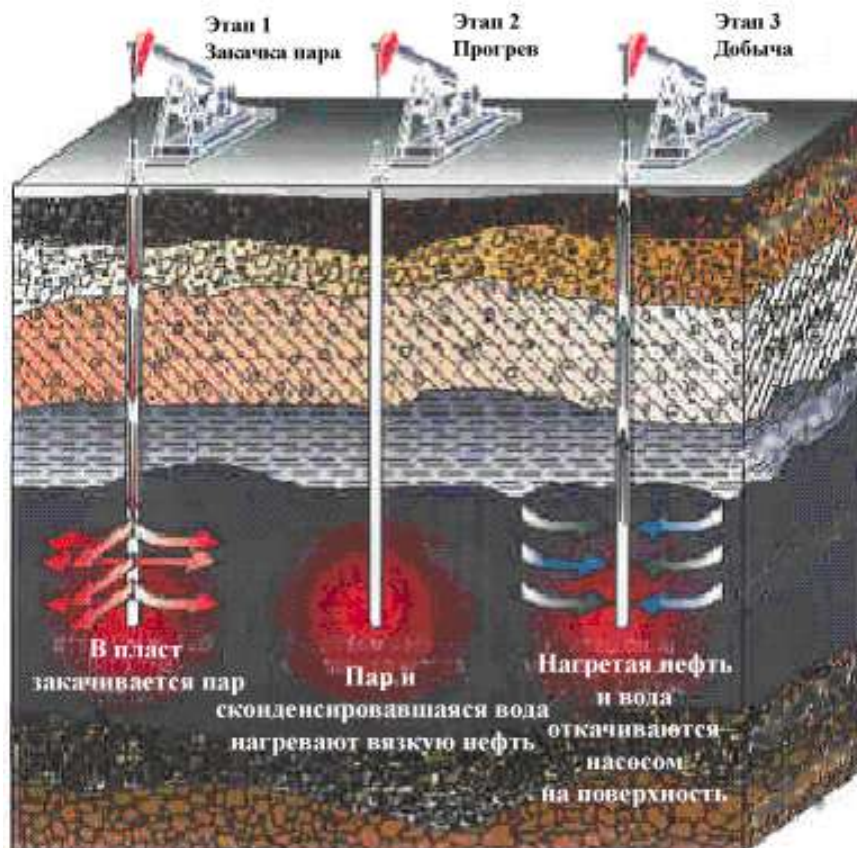


Рис. Паротепловая обработка скважин (ПТОС)

Текущая добыча нефти по залежи в последние годы стабилизировалась на уровне 1,4 млн. т в год, причем 20-25 % всей нефти добывается за счет тепловых методов.

Разведка нефтяных месторождений ФНЕ началась в 1989 году. Первая скважина ФНЕ-1 была пробурена в 2005 году. Было обнаружено одно из крупнейших месторождений тяжелой нефти в районе блока 6 Петроэнергии (ПЭ).

Затем сразу начались разработки и исследования. Разработка месторождения была завершена Пекинским научно-исследовательским институтом исследования и разработки нефти в мае 2008 года. Месторождение было введено в эксплуатацию в июне 2010 года.

17 сентября 2015 года успешно запущен пилотный проект по затоплению паром в FNE Oilfield, географически расположенном на юго-западе Судана, примерно в 700 км от столицы Хартума; Структурно расположенный на северо-востоке суббассейна Фула в бассейне Муглад и на юго-западе от месторождения Мога, на 3 скважинах и через месяц был добавлен четвертый инжектор. В настоящее время инжекторы и производители находятся под контролем, и через шесть месяцев после запуска ожидается прорыв, и проект находится на стадии оценки.

Окончательный результат показал, что преобразование циклической стимуляции паром (CSS) в паровое затопление после третьего цикла может улучшить коэффициент восстановления месторождения до 43 ~ 50,1%, тогда как CSS только может увеличить процент восстановления предлагаемых групп скважин на 32,5 - 34,2% модели исследуемого сектора, что делает его более привлекательным методом в качестве сценария разработки нефтяного месторождения FNE [2].

Включение пилотного проекта в Судане заключается в оценке эффективности парового метода независимо от географического местоположения.

Литература

1. Абдулмажитов П. Д., Баймухаметов Ж. С., Викторин В. Д. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных месторождений России 1996. – 280 с.
2. Husham E., Hao P., Talal E., Fahmi A.; Mosab R., Mustafa A., Tagwa M., Проектирование и внедрение первого пилотного испытания по заводнённой на Суданском нефтяном месторождении и в Африке, SPE-182790-MS