

Таким образом, полная себестоимость присадки составляет 101849 р./т, или \$ 1531 за 1 т при курсе доллара 66,53 р./\$. С учетом затрат на разработку проекта себестоимость возрастет до 173143 р./т (\$ 2602,5).

Произведенные экономические расчеты показали, что точка безубыточности производства составляет 557 т, критический объем реализации – 138,1 млн р., срок окупаемости проекта, рассчитанный по чистому дисконтированному доходу, – 19 мес. при норме дисконта 0,2 и частичной загрузке производства в первые 2 года. Удельные технологические энергозатраты составляют 780,2 МДж/т на 1 т готовой продукции.

В ходе работы, рассмотрена технологическая схема получения антитурбулентной присадки на основе полиакриламида для нефти и нефтепродуктов и рассчитаны экономические показатели ее производства. Показано, что присадка, полученная по данной технологии, может конкурировать с зарубежными аналогами, стоимость которых на российском рынке составляет от \$ 12000 за тонну.

Литература

1. Абдусаламов А.В., Манжай В.Н. Антитурбулентные присадки суспензионной формы для трубопроводного транспорта нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. № 4. С. 102-106.
2. Несын Г.В. Получение высокомолекулярных добавок, увеличивающих пропускную способность нефтепроводов // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук / Казанский государственный технологический университет. Казань, 2007
3. Коновалов К.Б., Несын Г.В., Полякова Н.М., Станкевич В.С. Разработка технологии и оценка эффективности производства антитурбулентной присадки суспензионного типа // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук / Вестник науки Сибири. 2011. № 1 (1). С. 104-111.
4. Манжай В.Н. Количественное описание эффекта томса и применение его в трубопроводном транспорте нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. № 2. С. 99-105.

ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ МЕТОДОМ СЕКТОРНОГО МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Z»

А.А. Никонов, К.В. Синебрюхов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день весомая часть месторождений России и, в частности, большая часть месторождений Томской области находятся на третьей и четвертой стадиях разработки. Для поддержания добычи на запланированных уровнях необходимо вовлекать в разработку новые, ранее не разрабатываемые залежи, запасы, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам и запасы, неохваченные разработкой.

Одним из методов выработки не охваченной дренированием области пласта и повышения коэффициента извлечения нефти является уплотнение проектной сетки скважин при разработке месторождения [3, 4]. При уплотнении сетки скважин уплотняющим бурением необходимо точно определить локализацию не дренируемых запасов, для этого использовалась технология секторного математического моделирования [1, 2]. Данная технология с применением «Локального Измельчения Сетки» позволяет сохранить время за счет масштабирования проектируемого участка, а также увеличить точность локализации остаточных извлекаемых запасов за счет уменьшения размера сетки в модели [1].

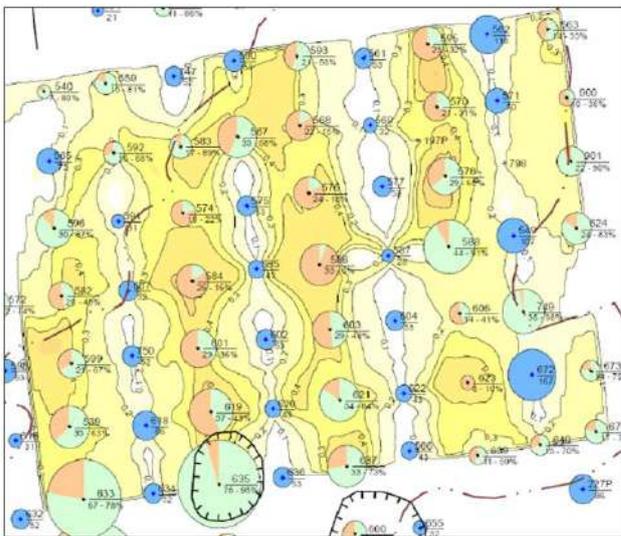


Рис. 1 Карта остаточных извлекаемых запасов на конец разработки (Базовый вариант)

На рисунке 1 приведена карта остаточных извлекаемых запасов на конец разработки базового варианта, построенная на секторной фильтрационной модели с измельчением сетки. Размер ячеек в целевой области составляет 20 на 20 м. Также для скважин во время добычи были заданы параметры гидравлического разрыва пласта в соответствии с FRAC-листами. В период нагнетания ориентация трещины и ее параметры задавались с целью воспроизведения обводненности на добывающих скважинах и вмещения закачки. После построения трещин ГРП была проведена адаптация модели на основе фактических параметров.

Для достижения проектного коэффициента извлечения нефти и выработки неохваченных воздействием остаточных запасов было предложено два варианта разработки данного сектора разрабатываемого месторождения, представленных на рисунке 2.

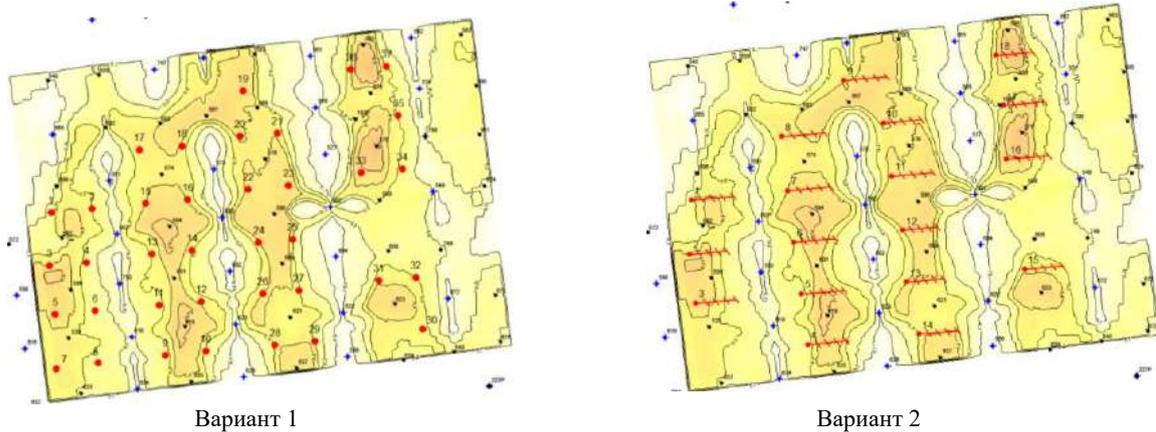


Рис. 2 Варианты расположения проектных скважин уплотняющего бурения: Вариант 1 – ННС+ГРП; Вариант 2 – ГС+МГРП

1. Уплотняющее бурение с использованием ННС + ГРП.

37 добывающих наклонно-направленных скважин, расположенных в зонах с высокими остаточными запасами, вскрывающих продуктивный пласт Ю₁² с применением ГРП (ГРП применяется для разработки малопроницаемого коллектора с проницаемостью 4,5 мД)

2. Уплотняющее бурение с использованием ГС + МГРП.

18 добывающих горизонтальных скважин с применением технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта, вскрывающих низкопроницаемый пласт Ю₁² в зонах высоких остаточных запасов. Горизонтальное окончание скважин расположено перпендикулярно относительно максимальной линии напряженности (по данным АВАК), для увеличения зоны охвата разработкой.

Расчет уплотняющего бурения на секторной модели показал следующие результаты, представленные на рисунке 3:

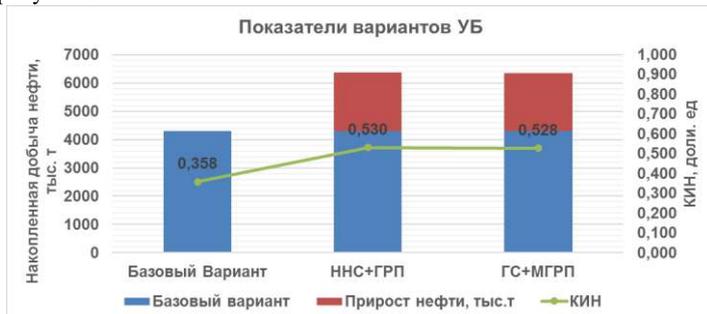


Рис. 3 Результаты расчета секторной модели месторождения «Х»

Расчет секторной модели показал прирост накопленных показателей обоих вариантов по добычи нефти относительно базового варианта разработки. Разница по накопленным показателям между вариантом уплотняющего бурения с использованием ГС+МГРП (6 340 тыс. т) и вариантом уплотняющего бурения с использованием ННС+ГРП (6 368 тыс. т) составила менее 0,5%. Для выбора более эффективного варианта разработки был проведен анализ экономической эффективности данных вариантов

Оценка экономической эффективности выявила существенное увеличение чистого дисконтированного дохода варианта с использованием ГС+МГРП, который превысил доход от варианта с ННС+ГРП на 42%. Следовательно, для дальнейшей разработки данного сектора месторождения «Х» был выбран 2 вариант разработки с использованием технологии ГС+МГРП.



Рис. 4 Зависимость чистого дисконтируемого дохода и коэффициента извлечения нефти исследуемого сектора от варианта разработки

Литература

1. Выделение заводненных интервалов при бурении уплотняющих скважин на примере Приобского месторождения Ганичев Д.И., Волосевич И.В. Нефтяное хозяйство. 2008. № 11. С. 34-37.

2. Обоснование выбора участков для уплотняющего бурения Миннуллин Р.М., Мирсаитов Р.Т. Нефтепромысловое дело. 2007. № 5. С. 39-42.
3. Основные результаты уплотняющего бурения скважин на Покамасовском месторождении Балин В.П., Малышев И.О., Остапова М.С., Остяков А.В., Печеркин М.Ф. Горные ведомости. 2011. № 8 (87). С. 54-68.
4. Повышение коэффициента нефтеизвлечения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщами на примере поднятия Ивинского месторождения Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т., Шешдиров Р.И., Багаутдинов Г.М., Новиков И.П. Территория нефтегаз. 2016. № 9. С. 62-66.

АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

В.М. Ножкин, Б.К. Каскырбаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В современном мире весьма остро стоит проблема поддержания уровней добычи нефти – количество зон для нового бурения постоянно сокращается, добыча базового фонда падает.

Следовательно, одной из самых актуальных тем настоящего времени является поддержания добычи нефти базового фонда.

При отборе флюида происходит падение пластового давления, что приводит к сокращению депрессии, и, следовательно, дебита скважина.

Для того чтобы этого избежать – необходима качественная организация системы поддержания пластового давления – закачки воды в пласт через нагнетательные скважины.

На данном месторождении на объекте Ю₁¹ организована система ППД, однако имеются зоны с недостаточной закачкой. В первую очередь это объясняется неэффективной закачкой в соседние пласты.

Как показывают расчеты - более 20% закачиваемой жидкости не достигают пласта, что может быть объяснено неудовлетворительным техническим состоянием скважин.

Основным объектом разработки является Ю₁¹.

В целом на объекте отмечается удовлетворительная работа системы ППД. Текущее пластовое давление практически соответствует начальному (начальное $P_{пл} = 269$ атм., среднее на 01.01.2017 г. - 266 атм.) – рисунок 1.

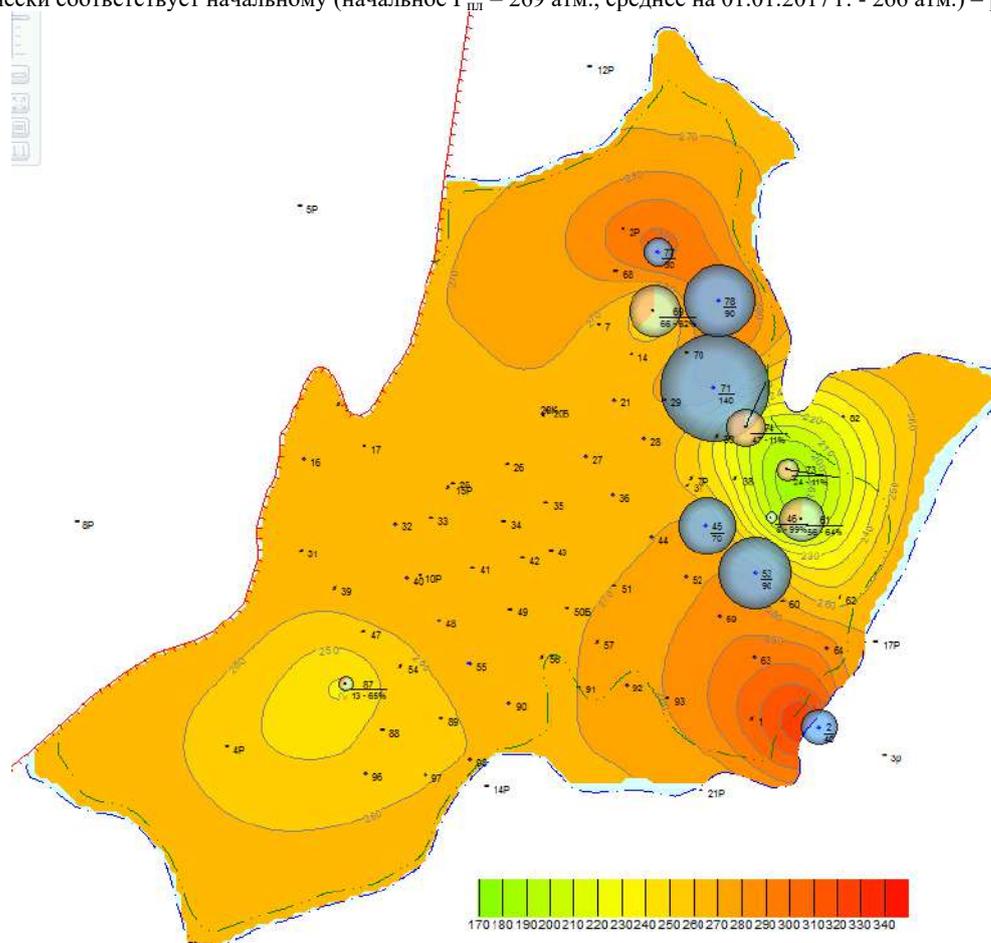


Рис. 1 Карта пластового давления на 01.01.2017