

ОЦЕНКА ОСОБЕННОСТЕЙ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНОГО ЗАСОЛОНЕННОГО ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ ЕГО РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ СЕМИЛУКСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ)

Н. В. Моратуваге

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Беларусь*

Научный руководитель В. Г. Жогло

Семилукская залежь Осташковичского месторождения представляет собой моноклиналь северо-западного простирания, ограниченную с юго-запада, востока и запада сложно построенной системой сбросов. Имеется ряд малоамплитудных (менее 70 м) сбросов и внутри горизонта. Коллекторами нефти являются трещиноватые и кавернозные доломиты, реже известняки. Коллектора часто замещаются плотными разностями карбонатных пород. Размеры залежи в плане составляют 10,6 x 1,2 км, высота 170 м. Мощность нефтенасыщенных отложений изменяется от 15,8 до 27,9 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная [1].

Для моделирования разработки семилукской залежи в БелНИПИнефть на базе лицензионного ПК Eclipse-100 компании Schlumberger создана геолого-гидродинамическая модель [2]. В плане моделируемая область аппроксимирована квадратной блочно-центрированной сеткой с шагом 70 м (всего 150 ячеек по оси X и 34 – по оси Y). В вертикальном разрезе залежи выделены семь расчетных слоев. Законтурная водоносная область реализована в явном виде.

Наиболее интересные результаты получены при анализе истории разработки залежи на начальной стадии [1], [2]. Залежь введена в разработку в апреле 1967 г.,

когда скважиной 3 был получен фонтанный приток нефти дебитом 390 м³/сут, в 1968 г. – 425 м³/сут. Начальное пластовое давление, приведенное к абсолютной отметке водонефтяного контакта –3202 м, составляло 38,7 МПа. К началу 1969 г. из скважины было добыто 254,4 тыс. м³ нефти, при этом пластовое давление снизилось до 30 МПа. В январе 1969 г. в эксплуатацию фонтанным способом была введена скважина 33, расположенная на расстоянии 1 км от скважины 3. Пластовое давление (29 МПа) оказалось сопоставимым с текущим давлением в скважине 3. Средний дебит скважины 33 в 1969 г. составил 164 м³/сут. До конца 1970 г. пластовое давление в скважине 3 закономерно и интенсивно снижалось. В 1971 г. началось восстановление пластового давления, хотя дебит скважины не только не уменьшился, а значительно возрос. Объяснялось это закачкой воды в скважины 27, 72 и 76, которую начали в 1971 г., а также влиянием скважины 46, которую перевели под нагнетание в мае 1972 г. [1], [2].

Однако на геолого-гидродинамической модели воздействие нагнетательных скважин проявляется весьма слабо, хотя проницаемость пласта между всеми добывающими и нагнетательными скважинами достаточно высокая. Многочисленные попытки получить удовлетворительное совпадение модельных и фактических пластовых давлений и обводненности продукции скважины 3 путем корректировки проницаемости пласта, сжимаемости воды и породы, изменения объема законтурной области и степени ее гидродинамической связи с нефтяной залежью закончились безрезультатно [1], [2].

Улучшить результаты удалось лишь после семи-десятикратного увеличения проницаемости региональных зон трещиноватости между добывающими скважинами 3 и 33 и нагнетательными скважинами 11, 27, 46, 72 и 76 в период с мая 1971 г. по сентябрь 1973 г. Изменение проницаемости производилось поэтапно в соответствии с продвижением фронта закачиваемой воды по зонам трещиноватости от нагнетательных скважин к добывающим. Всего выполнено пять итераций (рестартов) с шагом по времени 2 месяца и три итерации с шагом 6 месяцев. Влияние закачиваемой воды (особенно пресной) установлено исследованиями В. В. Муляка и В. Д. Порошина [3]. Рост проницаемости основных путей фильтрации воды в процессе разработки залежи обусловлен растворением галита, частично заполняющего поры, трещины и каверны пород-коллекторов. Результирующая проницаемость семилукских отложений, заданная на модели на последнем рестарте, в десятки раз выше исходной.

Влияние увеличения проницаемости пород-коллекторов семилукской залежи Осташковичского месторождения в период ее разработки на особенности вытеснения нефти из пласта оценено нами с использованием численной гидродинамической модели, созданной в отделе моделирования БелНИПИнефть [1]. С этой целью моделирование истории разработки залежи выполнено на основе двух моделей проницаемости пласта: 1) проницаемость расчетных слоев модели принята по результатам адаптации гидродинамической модели до закачки пресной воды в залежь (1.05.1970 г.); 2) проницаемость зон трещиноватости на гидродинамической модели увеличена согласно результатам адаптации модели за время разработки залежи с 1.05.1970 г. до 1.04.1979 г.

По результатам моделирования накопленная добыча нефти из семилукской залежи Осташковичского месторождения за весь период разработки (с апреля 1967 г. до июня 2015 г.) составила:

4136 условных единиц (у. е.) – при использовании модели проницаемости пласта до закачки в него пресной воды;

3861 у. е. – при использовании модели с увеличенной проницаемостью пласта (т. е. после закачки в пласт пресной воды).

Геологические запасы нефти семилукской залежи Осташковичского месторождения равны 9398 у. е. Следовательно, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) на 1.06.2015 г. по 1-му варианту расчета составляет $4136/9398 = 0,441$, а по 2-му варианту – $3861/9398 = 0,411$, т. е. уменьшение КИН составляет $(0,441 - 0,411)/0,441 \cdot 100 = 6,8 \%$.

Таким образом, рост неоднородности пласта по фильтрационным свойствам за счет увеличения проницаемости засоленных пород-коллекторов при закачке пресной воды в залежь приводит к снижению темпов выработки подвижных запасов нефти.

Литература

1. Жогло, В. Г. Анализ и моделирование разработки Осташковичского месторождения как основа для оптимизации выработки остаточных запасов нефти / В. Г. Жогло, С. И. Гримус // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы междунар. науч.-практ. конф. – Гомель : Полеспечать, 2012. – С. 424–435.
2. Об адаптации геолого-гидродинамических моделей и использовании результатов моделирования для управления разработкой месторождений Беларуси / В. Г. Жогло [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2012. – № 9. – С. 78–81.
3. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк [и др.]. – М. : ГЕОС, 2007. – 245 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И МОДЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРЫ СТАТОР–РОТОР ТУРБОБУРА ТВ1-240

К. В. Николаенко, Е. Г. Прахоцкий

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Беларусь

Научные руководители: И. Б. Одарченко, В. М. Ткачев

Несмотря на сложившуюся в последнее время экономическую ситуацию в нефтегазовой отрасли, в РУП «ПО «Белоруснефть» бурение разведочных и добывающих скважин, а также боковых стволов ведется в достаточно большом объеме. В качестве основной технологии применяется технология турбинного бурения.

Турбобур – гидравлический забойный двигатель, в котором для преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использована многоступенчатая осевая турбина лопастного типа. Каждая ступень состоит из статора и ротора, собранных в секции. Потребность РУП «ПО «Белоруснефть» до 1000 таких ступеней в год. В Республике Беларусь данное высокотехнологичное изделие не производится и, следовательно, проблема импортозамещения является весьма актуальной задачей.

В ГГТУ им. П. О. Сухого ведутся исследования по разработке технологии производства данного типа изделия с возможностью замены литья по выплавляемым моделям на более производительный способ.

С целью исследования работоспособности и определения технологических режимов изготовления разработана 3D-модель ступени турбобура, представленная на рис. 1.