

8. Кушнер Л. Е. Анализ способов диспергирования растворов на углеводородной основе в полевых условиях // Актуальные проблемы недропользования. – 2022. – С. 140-142.
9. Кушнер Л. Е. Введение различных диспергаторов в эксплуатационное бурение скважин // Новые технологии-нефтегазовому региону. – 2022. – С. 139-142.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА КОНФИГУРАЦИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Моногов Б.

Научный руководитель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование процессов, протекающих в нефтяных пластах, на протяжении всего цикла жизни месторождения является одним из основных методов аналитического исследования поведения флюида под действием всех геологических и техногенных факторов. Как известно, начало применения математических моделей для прогнозирования динамики изменения того или иного параметра приходится на середину 20-го века [7]. При этом первыми проектами, где математическое моделирование было использовано для описания процесса фильтрации флюида в пласте, являются работы под руководством Ю.Е. Батурина в СибНИИНП и СургутНИПИнефть, а также создание В.П. Майером гидродинамического симулятора “Техсхема” [7]. На сегодняшний день концепция представления реальных производственных процессов математическими моделями приобрело наибольшее распространение. Такие программные продукты как РН-ГРИД (RN Digital), Petrel (Schlumberger), TNavigator (Rock Flow Dynamics) базируются на операционный пакет действий на математических моделях. Однако несмотря на огромное разнообразие программных продуктов и существующих моделей, должное внимание моделированию фильтрационных потоков и динамике их изменения не уделяется. Нехватка моделей, описывающих поведение фильтрационных потоков, обуславливает актуальность данной работы.

В качестве основы для моделирования фильтрационного потока в нефтяном пласте воспользуемся законом Дарси в дифференциальной форме [1]:

$$\frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где, Q – дебит нефти в пластовых условиях, м³/с;

F – площадь фильтрации, м²;

k – абсолютная проницаемость пласта, м²;

μ – динамическая вязкость нефти, Па·с;

P – пластовое давление, Па;

r – расстояние от оси скважины до определенной точки, м.

Для получения математической модели для прогнозирования динамики изменения фильтрационных потоков необходимо внести в формулу поправки, связанные с изменчивостью параметров. Так, для отражения падения добычи с течением времени необходимо воспользоваться одной из моделей падения добычи Арпса (для решения данной задачи примем, что падение добычи происходит по гиперболическому закону) [5]:

$$q_t = \frac{q_i}{B} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}}, \quad (2)$$

где, q_t – дебит нефти в поверхностных условиях, м³/с;

q_i – начальный дебит нефти, м³/с;

B – объемный коэффициент нефти, м³/м³;

b – постоянная Арпса для кривой падения добычи, ($0 < b < 1$);

D_i – номинальный темп падения добычи, 1/с;

t – время, с.

В качестве площади фильтрации примем боковую поверхность ствола скважины:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h,$$

где, h – мощность пласта, м.

Абсолютная проницаемость и динамическая вязкость нефти с изменением давления изменяется по экспоненциальному закону. При чем в аналитической зависимости для проницаемости ключевую роль играет эффективное давление [2, 3, 4]:

$$P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}; \quad (3)$$

$$k = k_0 \cdot e^{-\gamma \cdot (P_{эф} - P_0)}; \quad (4)$$

$$\mu = \mu_0 \cdot e^{-a \cdot (P_{пл} - P_0)}, \quad (5)$$

где, $P_{эф}$ – эффективное давление, Па;

$P_{гор}$ – горное давление, Па;

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па;

k_0 – абсолютная проницаемость в начальный момент времени, м²;

γ – коэффициент чувствительности к давлению, 1/Па (1,37-18,1 кПа);

P_0 – начальное пластовое давление, Па;

СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

μ_0 – динамическая вязкость нефти в начальный момент времени, Па·с;

a – итерационный коэффициент, 1/Па.

Подставив приведенные выше выражения в закон Дарси, решим дифференциальное уравнение:

$$\frac{\frac{q_i}{B} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_0 \cdot e^{-\gamma \cdot (P_{эф} - P_0)}}{\mu_0 \cdot e^{-a \cdot (P_{пл} - P_0)}} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (6)$$

$$\frac{q_i}{2 \cdot B \cdot \pi \cdot h} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}} \cdot \int_{R_e}^r \frac{dr}{r} = \frac{k_0}{\mu_0} \cdot \int_{P_0}^P e^{[P \cdot (\gamma + a) + P_0 \cdot (\gamma - a) - \gamma \cdot P_{гор}]} \cdot dP; \quad (7)$$

$$\frac{q_i}{2 \cdot B \cdot \pi \cdot h} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}} \cdot \left[C + \ln \frac{r}{R_e} \right] = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot (\gamma + a)} \cdot \left[e^{[P \cdot (\gamma + a) + P_0 \cdot (\gamma - a) - \gamma \cdot P_{гор}]} - e^{\gamma \cdot (2 \cdot P_0 - P_{гор})} \right], \quad (8)$$

где, C – фильтрационное сопротивление в скважине из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия, д.ед;

R_e – расстояние до границы пласта (аквифера).

Расчет дополнительного фильтрационного сопротивления, связанного с несовершенством скважины по характеру вскрытия можно рассчитать по аналитической зависимости В.И. Щурова [6]:

$$C = 3,58 \cdot \left(0,34 - 0,3 \cdot \ln \frac{l_k}{D} + 0,17 \cdot \left(\ln \frac{l_k}{D} \right)^2 \right) \cdot (2,07 - 1,64 \cdot \ln D \cdot n + 0,41 \cdot (\ln D \cdot n)^2) \cdot \\ \cdot \left(0,3 - 0,24 \cdot \ln \frac{d_k}{D} + 0,01 \cdot \left(\ln \frac{d_k}{D} \right)^2 \right) - 1, \quad (9)$$

где, l_k – средняя длина перфорационных каналов, м;

D – диаметр скважины, м;

n – плотность перфорации, отв./м;

d_k – средний диаметр перфорационных каналов, м.

Таким образом, выразив из полученной выше формулы расстояние от оси скважины до произвольной точки пласта получим зависимость, учитывающую изменение как времени, так и давления:

$$r = R_e \cdot e^{\frac{2 \cdot k_0 \cdot B \cdot \pi \cdot h \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{1}{b}}}{\mu_0 \cdot (\gamma + a) \cdot q_i} \left[e^{[P \cdot (\gamma + a) + P_0 \cdot (\gamma - a) - \gamma \cdot P_{гор}]} - e^{\gamma \cdot (2 \cdot P_0 - P_{гор})} \right] - C}. \quad (10)$$

В заключение, полученная зависимость отражает скорость продвижения фронта фильтрационного потока и отражает расстояние до скважины с учетом падения пластового давления со временем. Помимо того, в случае использования данной формулы для нескольких скважин в одном пласте, можно получить более наглядное распространение по площади фронта фильтрационного потока.

Литература

1. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. – 1993.
2. Григорьев Б. В., Шубин А. А. Влияние изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1. – № 2. – С. 15-21.
3. Квеско Б. Б. Подземная гидромеханика: учеб. пособ //Томск: Изд-во ТПУ, 2010.–181 с. – 2010.
4. Петраков Д. Г., Пеньков Г. М., Золотухин А. Б. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника //Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 244-251.
5. Петухов, А. В., Рощин П.В. Дополнение к закону Арпса для оценки извлекаемых запасов нефти в традиционных и нетрадиционных коллекторах / А. В. Петухов, П. В. Рощин // Вестник евразийской науки. – 2023. – Т. 15. – № 4. – С. 1–10.
6. Пономарева И. Н., Мордвинов В. А. Подземная гидромеханика //Пермь: Пермский государствен. – 2009.
7. Степанов С. В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дис. – 2016.