

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

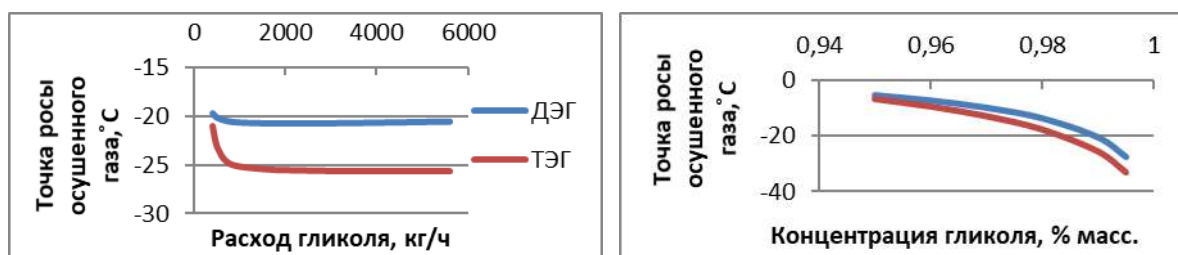


Рис.3 Зависимость точки росы газа от концентрации и расхода гликоля

По результатам работы сделаны следующие **выводы**:

Были установлены основные используемые математические законы и формулы при расчете абсорбера, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS. Подобный расчет можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

ТЭГ проявил себя более эффективным осушителем, чем ДЭГ на рассмотренных интервалах давлений, температур, концентраций и расходов как по параметру точки росы осушенного газа, так и по значениям уноса; Стоимость ТЭГа больше, чем стоимость ДЭГа примерно на 40%;

Подобраны оптимальные параметры работы установки при концентрации гликолей 99 % масс. и расходе 4000 кг/ч. Давление для ДЭГа 5 МПа, для ТЭГа 4,5 МПа; температура контакта для ДЭГа 15 °С, для ТЭГа 19 °С; получаемая точка росы для ДЭГа (-24,85) °С, для ТЭГа (-22,37)°С.

При использовании ТЭГ будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер при достаточной степени осушки;

В условиях УКПГ-2 ДЭГ в настоящее время обеспечивает требуемый уровень осушки, не смотря на все преимущества ТЭГа и учитывая его большую стоимость, переход будет нерентабелен.

Литература

1. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №2 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2009. – 214 с.
2. Николаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
3. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений.–Тюмень, 2017.–100 с.
4. Sathyabhama A. Thermodynamic simulation of ammonia-water absorption refrigeration system // Sathyabhama, Ashok Babu // Thermal science. – 2008. – V.12, N 3. – P. 45-53.

СОЗДАНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО СВОЙСТВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ RUBIS

И.К. Мамонтов, Е.О. Бочаров

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В горном деле в связи с прогнозируемым уменьшением потребности углеводородов для топливных целей, снижением эффективности подземной добычи предстоят структурные изменения в направлении универсализации добывающих технологий. Но изменения не могут не затрагивать и систему проектирования, которая строится на пакетах 3D технологий. В них особое место занимает визуализация информации, где использование дополнительного измерения позволяет усилить логику описания производственных процессов и упростить расчеты.

Целью данной работы является создание 3D модели пласта, с учётом основных его свойств, и прогнозирование изменение характеристик пласта при заданном режиме работы действующего фонда скважин.

Детали моделирования трёхмерной гидродинамической модели объекта разработки. В нашем случае используются 2 флюида – насыщенная нефть и вода.

На начальном этапе работы скважины, при неустановившихся процессах фильтрации, когда значительный объем пластовой жидкости (нефти) отбирается за счет расширения ее объема при снижении ее пластового давления, капельную жидкость следует считать упругой. Закон сжимаемости упругой жидкости имеет вид: $\beta_{ж} = -\frac{dV_{ж}}{V_{ж} dp}$ где, $V_{ж}$ - начальный объем жидкости; $dV_{ж}$ - изменение начального объема жидкости при изменении давления на величину dp ; $\beta_{ж}$ - коэффициент объемного сжатия жидкости, который считается постоянным и не зависит от давления и температуры; Для нефтей $\beta_{н} = (7,30) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; Для пластовых вод $\beta_{в} = (2,5,5) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Преобразуем, учитывая, что $V_{ж} = \frac{M}{\rho}$ и $dV_{ж} = -\frac{M}{\rho^2} dp$, где M – масса жидкости.

Получаем: $\beta_{ж} = \frac{m \Delta \rho / \rho^2}{\frac{m}{\rho} \frac{d\rho}{dP}} = \frac{d\rho}{\rho dP}$ Откуда: $\frac{d\rho}{\rho} = \beta_{ж} dP$, Интегрируем последнее равенство от фиксированных значений P_0 и ρ_0 до текущих P и ρ соответственно; Окончательно имеем: $\rho = \rho_0 e^{\beta_{ж}(P-P_0)}$. Обычно показатель степени $\beta_{ж}(P-P_0)$ значительно меньше единицы. Поэтому разложим функцию $e^{\beta_{ж}(P-P_0)}$ в ряд Тейлора и ограничимся двумя членами: $e^{\beta_{ж}(P-P_0)} \cong 1 + \beta_{ж}(P-P_0)$; Получаем линейную зависимость плотности от давления: $\rho = \rho_0 [1 + \beta_{ж}(P-P_0)]$.

Экспериментально установлено, что коэффициенты абсолютной вязкости нефти (при давлении выше давления насыщения) и газа увеличиваются с повышением давления. При значительных повышениях давления (до 100 МПа) зависимость $m(P)$ можно принять экспоненциальной: $\mu = \mu_0 e^{-\alpha_{\mu}(P-P_0)}$ [1].

В качестве начальных свойств пласта были выбраны следующие параметры: опорное пластовое давление – 5000 psia (фунт-сила на квадратный дюйм) на глубине ВНК 6080 футов. Забойное давление 1000 psia.

Т.к. движение флюида между скважинами описывается линейным законом фильтрации, проницаемость рассчитывается из линейного закона Дарси: $k_i = \frac{qF\Delta P}{\mu_i l}$, где: q – дебит флюида; F – площадь фильтрации; ΔP – депрессия; μ_i – вязкость фазы; l – длина участка фильтрации.

В моделируемой нами системе происходит равномерное вытеснение нефти водой в течение времени по схеме Баклея-Левверетта.

Вблизи скважин наблюдается радиальный приток к стволу, и исходя из условия гидродинамического несовершенства скважины, скин фактор оценивается из уравнения Дюпюи: $s = \frac{k h \Delta P}{q 19.41 \mu B} - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0.75$, где h – эффективная толщина пласта; r_e – радиус дренирования; r_w – радиус скважины; Гидропроводность определяется следующим уравнением: $\varepsilon = \frac{k h}{\mu}$,

Движение флюида в пласте описывается уравнением фильтрации. В нашем случае система двухфазная, т.к. в процессе фильтрации в свободном виде участвуют только вода и нефть. В двухфазной системе происходящие процессы описываются системой уравнений фильтрации по воде и жидкости соответственно: $\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_w}{B_w} \right) - \text{div} \left(\frac{k k_{wr}}{B_w \mu_w} (\nabla p_w - (p_w) g \nabla z) \right) = -q_w$; $\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_o}{B_o} \right) - \text{div} \left(\frac{k k_{or}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - (p_o) g \nabla z) \right) = -q_o \alpha_{oo}$, где m – пористость; t – время; S_i – насыщенность фаз; B_i – объёмный коэффициент; k – абсолютная проницаемость; k_{ir} – фазовая проницаемость; μ_i – вязкость фаз; p_i – давление в фазах; ρ_i – плотность фаз; q_i – массовая скорость притока фаз; α_{oi} – массовая доля нефти в нефтяной фазе. Начальные условия для решения: P начальное $\approx P$ гидростатическому, S – равновесное распределение [2].

Вывод применяемого уравнения пьезопроводности основывается на трех законах. Это уравнение неразрывности (закон сохранения массы), закон Дарси и уравнение состояния. В дифференциальной форме уравнение пьезопроводности примет вид: $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\varphi \mu c_t \partial p}{k \partial t}$, где p – пластовое давление; r – радиальное расстояние от точки наблюдения до скважины; t – время; $k/\varphi \mu c_t$ – коэффициент пьезопроводности; k – проницаемость; φ – пористость; μ – вязкость; c_t – общая сжимаемость системы. Условные допущения, используемые при выводе уравнения: радиальный режим притока в дренируемой зоне по всей эффективной толщине пласта; однородный, изотропный пласт ($k_x = k_y = k_z$); эффективная толщина пласта постоянна; q и k – постоянны (не зависят от давления); сжимаемость жидкости мала и постоянна; вязкость постоянна; маленький градиент давления; гравитационные силы пренебрежимо малы.

В соответствии с граничными условиями аналитическое решение дифференциального уравнения пьезопроводности примет вид: $P_i - P(r, t) = -9.205 \frac{q B \mu}{k h} \text{Ei} \left(-\frac{\varphi \mu c_t r^2}{0.00026 k t} \right)$, где $\text{Ei}(x)$ – экспоненциальный интеграл значения x : $-\text{Ei}(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} * du$ [3].

Однако в полученном уравнении есть ещё одна неизвестная – скорость. Дифференциальные уравнения скорости движения флюида получаются непосредственно из закона Дарси для трубки потока переменного сечения: $V = -\frac{k \Delta P}{\mu d S}$, где P – приведенное давление, $P=P(S, t)$ Или в векторной форме: $\vec{V} = -k \frac{\text{grad} P}{\mu}$; Представим вектор скорости фильтрации через составляющие по координатным осям: $\vec{V} = V_x * \vec{i} + V_y * \vec{j} + V_z * \vec{k}$; Аналогичным образом представляем вектор градиента давления: $\text{grad} P = \frac{\partial P}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \vec{k}$; Тогда можно представить в виде: $\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \vec{k} \right)$; Получаем: $V_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}$; $V_y = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y}$; $V_z = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z}$. Расчёт насыщенности и давления происходит не для каждой точки модели, а лишь в узлах вышеописанной сетки. Система дифференциальных уравнений заменяется конечно-разностной системой алгебраических уравнений [4].

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

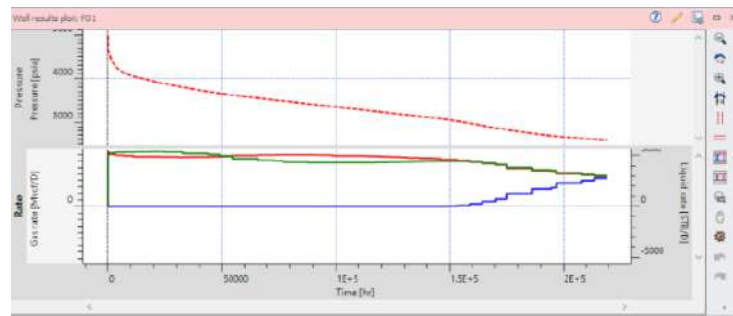


Рис.1 График давления и дебитов

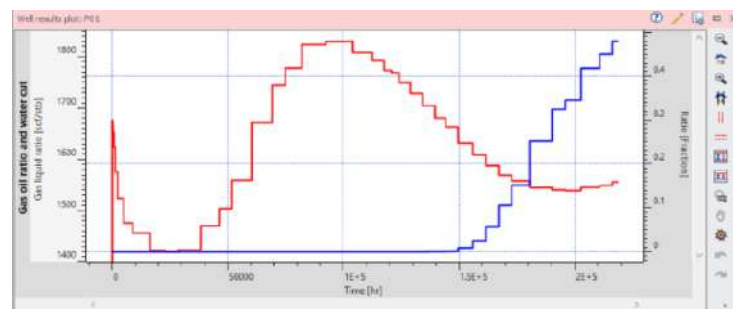


Рис.2 График соотношения газового фактора и обводнённости продукции скважины

Результаты. Анализируя данные представленные на рисунке 1 можно сделать вывод о том, что при длительной эксплуатации будет происходить закономерное, медленное снижение дебита нефти и газа. При сохранении установившегося режима работы скважины фронт заводнения достигнет контура питания добывающей скважины примерно через 17 лет, после чего на графике отмечается резкий рост обводнённости продукции скважины, и, соответственно, резкое снижение дебитов по нефти и газу.

Далее на графике представленном рисунке 2 отчётливо видно равномерное снижение значения газового фактора в первые 100 дней работы скважины, что связано с резким ростом дебита нефти и снижением дебита газа в данный период, что отчётливо видно на предыдущем графике. Далее наблюдается равномерный рост газового фактора в период до 11 лет, т.к. в течение этого времени добыча газа практически не менялась на фоне более существенного темпа падения отбора нефти. Дальнейшее снижение газового фактора обусловлено одновременным падением дебитов нефти и газа.

Заключение. В заключении стоит сказать, что ходе работы в программном комплексе Rubis была построена гидродинамическая модель объекта разработки, планируемого к введению в эксплуатацию на Каменном нефтяном месторождении. Данная модель строилась исходя из следующих допущений: модель изотермическая; свойства пропластков, слагающих моделируемый пласт гомогенны по всему объёму; радиальный режим притока в дренируемой зоне по всей эффективной толщине пласта; эффективная толщина пласта постоянна; q и k - постоянны (не зависят от давления); сжимаемость жидкости мала и постоянна; вязкость постоянна; маленький градиент давления; гравитационные силы пренебрежимо малы.

Литература

1. Numerical Multiphase PTA / Vincent Artus; Gérard Pellissier; Olivier Allain – 29 с.
2. Теория фильтрации / Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва – В.М. Ентов. – 8 с.
3. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / Карлсон М.Р.; Тарасова П.А.; Торопова К.В. – 944 с.
4. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений / 2014 г – 146 с.

ЭВОЛЮЦИЯ ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ ИНЕРЦИОННО-ВЯЗКОСТНОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Н.С. Манюшкин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Важным условием надежной эксплуатации магистральных трубопроводов является тепловой расчет. Исследование теплообмена в трубопроводе, проходящем в районе Крайнего Севера, является неотъемлемой частью проектирования. С учетом данных теплового расчета определяют распределение температуры магистрального трубопровода по его длине, а также интервалы установки тепловых станций.