УДК 622.276

СОЗДАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Закиев Д.Р., Пономарева Д.В.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: zakiev.denis25@yahoo.de

Исходными данными для создания геометрического каркаса и атрибутной модели служили результаты проведения геологического моделирования в виде полей геологических свойств отдельно по каждому из пластов. После выделения объектов моделирования средствами пакета Petrel осуществлялась процедура ремасштабирования свойств из более дробной геологической модели в крупномасштабную фильтрационную модель. Начальным условием для пласта принимается состояние статического равновесия, при котором скорости всех фаз равны нулю. Для аппроксимации экспериментальных кривых относительных фазовых проницаемостей использовались эмпирические функции. После масштабирования и нормализации экспериментальных кривых, относительные фазовые проницаемости каждого образца были обобщены и аппроксимированы эмпирической функцией LET. Для определения компонентного состава начального флюида проанализированы все полученные в период 1999-2010 гг. результаты исследований составов проб и расчета состава пластового флюида. Принятый для моделирования состав начального пластового флюида построен на основе состава скважины № 843. Для получения адекватных и более реалистичных прогнозных показателей построенная фильтрационная модель была настроена с учётом истории отбора газа и конденсата скважин №№843, 132, 131, 875. В качестве исходных данных на скважинах задавались параметры пласта и призабойной зоны, определенные по газогидродинамическим исследованиям.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, месторождение, пласт, гидродинамическое моделирование

CREATION OF A GAS CONDENSATE FIELD HYDRODYNAMIC MODEL

Zakiev D.R., Ponomareva D.V.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: zakiev.denis25@yahoo.de

The initial data for creating the geometric frame and attribute model were the results of geological modeling in the form of fields of geological properties separately for each of the layers. After the selection of modeling objects by means of the Petrel package, the procedure was carried out for resampling properties from a more fractional geological model into a large-scale filtration model. The initial condition for the reservoir is assumed to be a state of static equilibrium, in which the velocities of all phases are zero. Empirical functions were used to approximate experimental relative phase permeability curves. After scaling and normalizing the experimental curves, the relative phase permeabilities of each sample were summarized and approximated by the empirical function of LET. To determine the component composition of the initial fluid, all those obtained in the period 1999-2010 were analyzed. results of studies of sample compositions and calculation of the composition of the formation fluid. The composition of the initial formation fluid adopted for the simulation is based on the composition of well No. 843. To obtain adequate and more realistic predictive indicators, the constructed filtration model was set up taking into account the history of gas and condensate extraction of wells No.№43, 132, 131, 875. As input The parameters of the reservoir and the bottomhole zone defined by gas-hydrodynamic studies were set at the wells.

Keywords: gas, gas condensate, deposit, reservoir, hydrodynamic modeling

Для корректного прогнозирования показателей разработки необходимо создание гидродинамической модели [1].

Исходными данными для создания геометрического каркаса и атрибутной модели служили результаты проведения геологического моделирования в виде полей геологических свойств (пористость, песчанистость) отдельно по каждому из пластов.

Размеры и количество слоев гидродинамической сетки выбирались с учетом сходимости поровых объемов и осредненных параметров с трехмерной геологической моделью. Обоснование горизонтальных размеров ячеек основано на плотности размещения скважин при условии сохранения между ними не менее 3-5 узлов с учетом схем размещения действующих и проектных скважин в пределах границ моделируемых участков. Геометрия ячеек была принята квадратной в плане с размерами 100×100 м.

После выделения объектов моделирования средствами пакета Petrel осуществлялась процедура upscaling'а (ремасштабирования) свойств из более дробной геологической модели в крупномасштабную ("более грубую") фильтрационную модель (ФМ). При этом использовались арифметические методы взвешенного осреднения для емкостных свойств. Песчанистость получена путем перевода свойства литологии в геологической модели со значениями "песчаник" и "глина" в непрерывное свойство песчанистости со значениями 1 и 0, далее песчанистость была подвергнута процедуре апскейлинга, в результате получен куб свойства песчанистости NTG (Net To Gross Ratio) с непрерывными значениями от 0 до 1. Апскейлинг проницаемости и насыщенности не проводился ввиду сохранения распределения пористости при укрупнении, кубы проницаемости и насыщенности рассчитаны по петрофизическим зависимостям [2].

Начальным условием для пласта принимается состояние статического равновесия, при котором скорости всех фаз равны нулю. Согласно обобщенному закону Дарси это условие обозначает, что при отсутствии непроницаемых перемычек в пласте, каждая фаза либо неподвижна, либо давление в ней распределено по гидростатическому закону и зависит только от вертикальной координаты z. Таким образом, под действием капиллярных и гравитационных сил флюиды разделяются, причем в переходных зонах, где обе фазы подвижны, распределение насыщенностей определяется из условия капиллярно-гравитационного равновесия.

По первичному описанию керна породы-коллекторы пласта $Ач_2$ представлены песчаниками серыми, мелкозернистыми, средней крепости, однородными, слюдистыми, с глинистым цементом, с растительным детритом. Плотные прослои представлены аргиллитами темно-серыми, с растительным детритом и песчаниками серыми, мелкозернистыми, слюдистыми.

Открытая пористость водонасыщением пород-коллекторов изменяется в пределах от 1.98 до 18.8 % при среднем значении 13.9 %, газопроницаемость – от 0.01 до 14.0 мД при среднем значении 1.4 мД, водоудерживающая способность – от 44.8 до 96.1 % при среднем значении 69.2 % [3, 4].

По первичному описанию керна породы-коллекторы пласта Ач$_3$ представлены песчаниками буровато-серыми, мелко-, средне- и крупнозернистыми, с глинисто-карбонатным цементом, с включениями обугленного растительного детрита.

Открытая пористость керосинонасыщением пород-коллекторов изменяется в пределах от 2.4 до 16.4 % при среднем значении 10.9 %, водонасыщением – от 1.9 до 16.8 % при среднем значении 12.0 %, абсолютная газопроницаемость – от 0.005 до 18.6 мД при среднем значении 0.39 мД, водоудерживающая способность – от 50.7 до 97.3 % при среднем значении 72.6 %.

Наилучшим подходом для построения корректной кривой ОФП и заполнения областей неохваченных экспериментом, а также для совмещения функций ОФП для различных образцов является аппроксимация исходных экспериментальных данных. Для аппроксимации экспериментальных кривых ОФП использовались эмпирические функции, предложенные в работе F. Lomeland и др. “A new versatile relative permeability correlation” (2005). Выбор этих функций не случаен, поскольку эти функции позволяют восстановить некоторые особенности фазовых кривых, которые часто теряются из-за редких экспериментальных определений [5].

Для получения функций ОФП применительно для гидродинамического симулятора использовалась следующая методика. Функции ОФП масштабировались по оси водонасыщенности и по оси проницаемости. Значения водонасыщенности преобразовывались с помощью функции, показывающей долю порового объема, открытого для фильтрации. По оси проницаемости концевые точки водяной ветки нормировались на единицу. Аппроксимированные функции ОФП и сопоставление с их экспериментальными значениями приведено на рисунке 1.

Процедура масштабирования функций ОФП подразумевает наличие в каждой ячейки остаточной водонасыщенности, остаточной конденсатонасыщенности, концевых значений ОФП для конденсата и воды. Данные свойства были рассчитаны по полученным зависимостям с ФЕС, приведенными ниже.

Капилляриметрические исследования по скважинам №№233 и 131 (пласта Ач$_3$) не использовались для аппроксимации в связи с тем, что в данных экспериментах капиллярные кривые не выходят на асимптоту, и соответственно значения связанной воды являются завышенными.

Для установления связи между остаточной конденсатонасыщенностью и ФЕС необходимы опыты по вытеснению газа/конденсата водой. Ввиду их отсутствия зависимость остаточной конденсатонасыщенности от абсолютной проницаемости строилась на основании экспериментов по определению ОФП (рисунок 2).

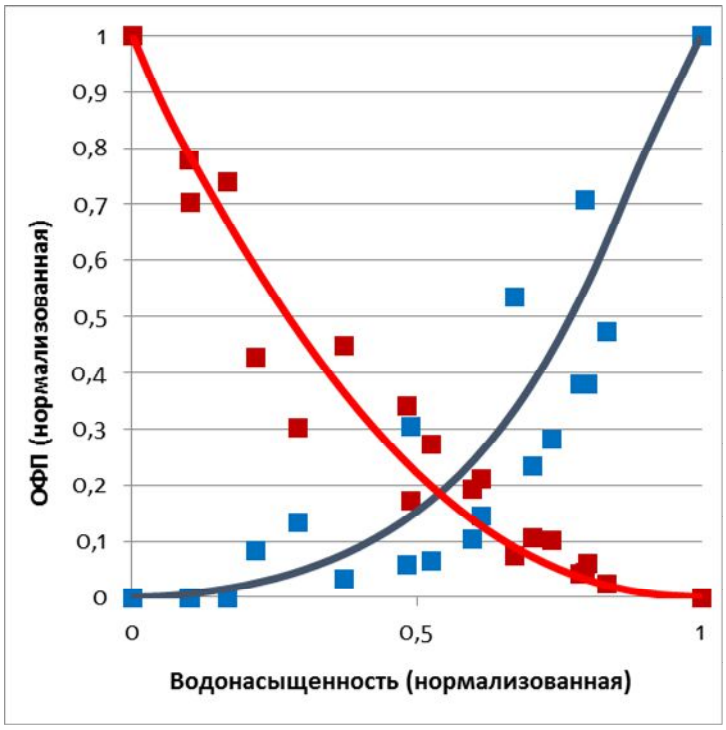

Рисунок 1 – Масштабированные ОФП в системе вода-конденсат

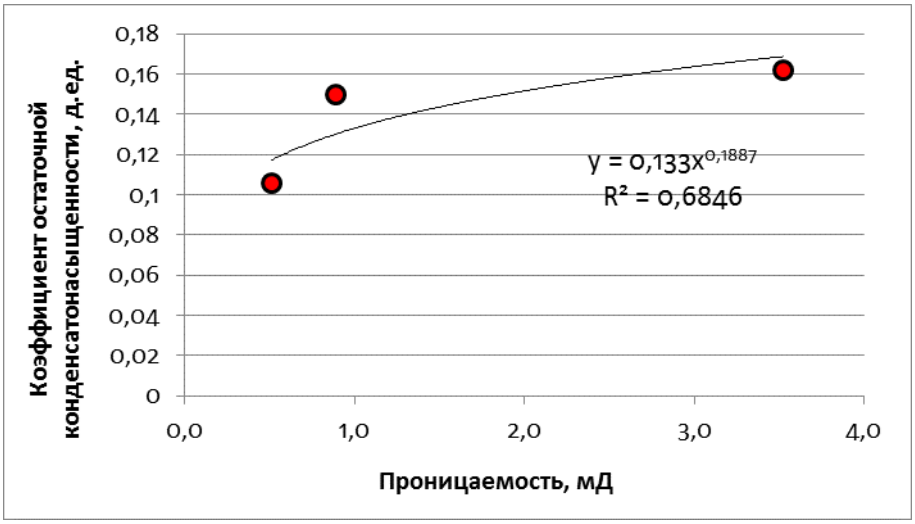

Рисунок 2 – Зависимость остаточной конденсатонасыщенности от абсолютной проницаемости

С помощью описанных выше зависимостей в каждой ячейке цифровой модели рассчитываются остаточная водонасыщенность, остаточная конденсатонасыщенность, значения концевых точек ОФП для конденсата и воды. Далее обобщенные функции ОФП в

каждой ячейке трансформируются в индивидуальные функции ОФП со своими собственными значениями остаточных водонасыщенности и конденсатонасыщенности и значениями концевых точек ОФП. Методика масштабирования функций ОФП позволяет учесть неоднородность динамических свойств породы при двухфазной и трехфазной фильтрации, связанную с различными типами коллекторов, которые в свою очередь зависят от геологической неоднородности.

Определение ОФП в системе «газ-конденсат» были проведены на установке трехфазной фильтрации (ОФП-3). Она предназначена для физического моделирования процессов вытеснения газированной нефти водой и газом, а также для изучения ОФП в системах «вода-газ», «нефть-газ» и «нефть-вода» из коллектора нефтяного пласта в условиях близких пластовым. Согласно ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации» фазовые проницаемости в системе газированная нефть – газ азот измеряются при условии постоянной неснижаемой водонасыщенности на различных этапах, определяемых соотношениями газированной нефти и газа азота в потоке.

После масштабирования и нормализации экспериментальных кривых, ОФП каждого образца были обобщены и аппроксимированы эмпирической функцией *LET*. Окончательный результат представлен на рисунке 3. Значения параметров для функции приведены в таблице 7

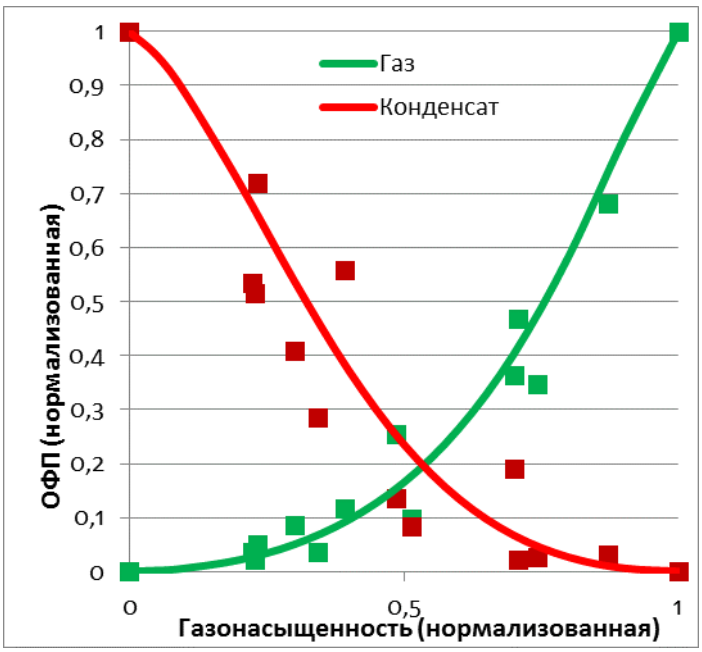

Рисунок 3 – Масштабированные ОФП в системе газ-конденсат

Значения защемленной газонасыщенности (минимальной) приведены на рисунке 4, как функция от абсолютной проницаемости. Установить зависимость остаточной

конденсатонасыщенности от ФЕС не удалось, поэтому значение принято на уровне 0.155, как среднее, исходя из экспериментов по определению ОФП.

В свою очередь максимальная газонасыщенность соответствует объему порового пространства равному единица минус связанная вода. Процедура получения индивидуальных функций ОФП для каждой ячейки аналогична описанной выше для ОФП в системе вода/конденсат.

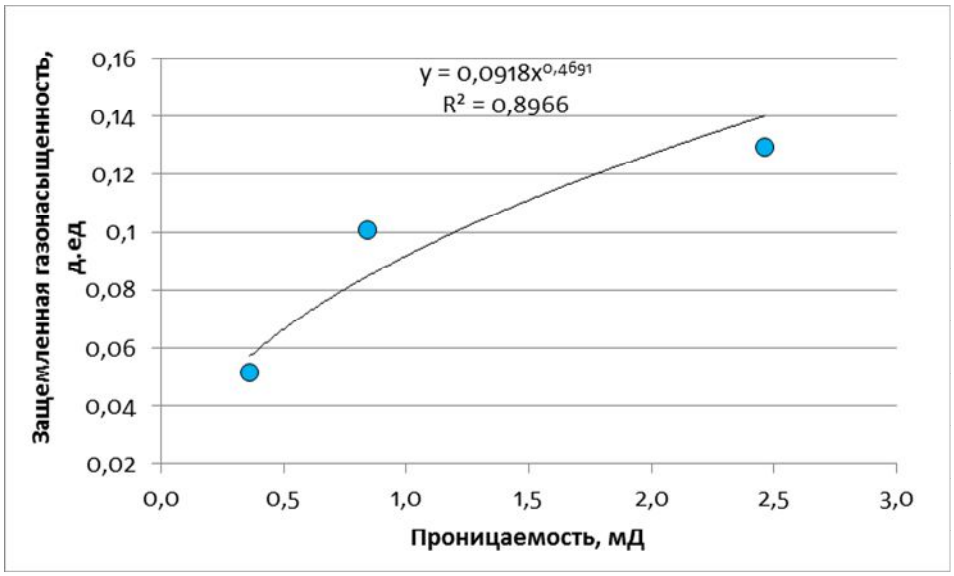

Рисунок 4 – Зависимость защемленной газонасыщенности от абсолютной проницаемости

Для получения адекватных и более реалистичных прогнозных показателей построенная фильтрационная модель была настроена с учётом истории отбора газа и конденсата скважин №№843, 132, 131, 875.

В качестве исходных данных на скважинах задавались параметры пласта и призабойной зоны, определённые по газогидродинамическим исследованиям.

Так по скважине № 843 был задан скин-фактор -4,6.

По горизонтальной скважине №132_1 проводимость задана равной 375 мД*м, что соответствует работающей длине скважины 150 метров в пласте с проницаемостью 2.5 мД.

Управление скважин осуществлялось устьевыми давлениями.

Дебит газа настраивался за счёт домножения поля проницаемости.

Результаты настройки приведены на рисунках 5-6.

Динамика добычи газа по скважине №132 выглядит некорректно, когда при снижении устьевого давления дебит сначала растёт, затем падает, затем опять растёт. Анализируя динамику изменения дебита газа по скважинам №№ 843 и 132, можно предположить, что фактическое распределение добычи между скважинами выполнено некорректно.

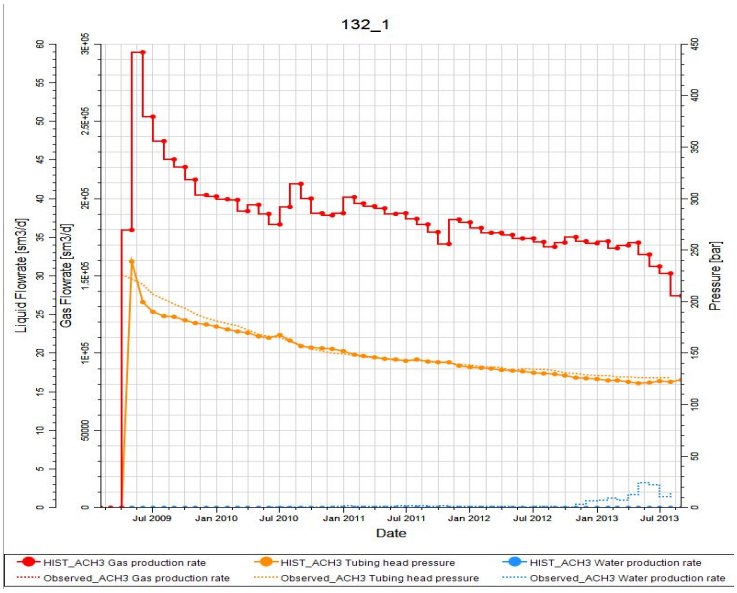

Рисунок 5 – Результаты настройки скважины № 132. Пласт Ач3

Также удовлетворительной настройки скважины № 843 удалось добиться путем снижения продуктивности скважины на протяжении эксплуатации скважины. Предположительно, это может быть связано либо с эффектом «затухания» ГРП, либо со снижением продуктивности из-за аварийности скважины.

Так в мае 2007 года был произведен капитальный ремонт скважины по ревизии лифта, подъему НКТ и пакера, также были произведены ловильные работы по извлечению геофизических приборов, которые успехом не увенчались. На данный момент в скважине аварийный пакер, 2 прибора и геофизический кабель (700 м.), скребковая проволока (300 м.), что может являться причиной снижения продуктивности с самого начала работы скважины.

По скважинам №№843, 132 и 875 в целом по месторождению отклонения по добыче газа не превышают 5%. Добыча стабильного конденсата предсказана с меньшей точностью в связи с упрощениями, сделанными при моделировании процессов подготовки конденсата.

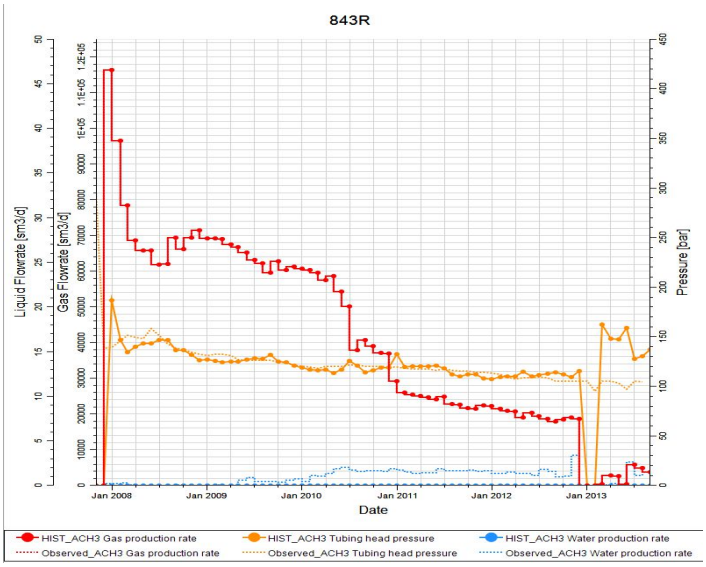

Рисунок 6 – Результаты настройки скважины № 843Р. Пласт Ач3

В модели скважина № 131 находится на участке с плохими коллекторскими свойствами. Фактически скважина работает в периодическом режиме добычи с низким коэффициентом эксплуатации (менее 46 часов в месяц), что не позволяет достигнуть удовлетворительной настройки работы данной скважины в модели, т.к. скважина эксплуатируется на нестационарном режиме течения. Добиться адекватной настройки по этой скважине не удалось.

Литература.

1. Закиев Д.Р. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНАО // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=442 (дата обращения: 11.11.2018).

2. Щеколдин А.А., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПУРОВСКОМ РАЙОНЕ ЯНАО // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17340 (дата обращения: 28.10.2018).

3. Калиманова Н.П., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. ПОДГОТОВКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17337 (дата обращения: 28.10.2018)

4. Кашапов А.Р., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17330 (дата обращения: 28.10.2018).

5. Пономарёва Д.В., Урванцев Р.В., Линцер С.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЗБС В УСЛОВИЯХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 2.; URL: http://eduherald.ru/ru/article/view?id=18162 (дата обращения: 11.11.2018).