УДК 622.276

СОЗДАНИЕ УНИВЕРСАЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРЕДЕЛАХ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА

Синцов И.А., Ковалев И.А., Евдокимова А.С., Фахртдинова Г.М.

ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, e-mail: ivan sintsov@mail.ru

Проведен обширный статистический анализ, охватывающий 26 месторождений, расположенных в пределах Нижневартовского свода Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Определены основные параметры, необходимые для создания универсальной гидродинамической модели верхнеюрских коллекторов Нижневартовского свода, – тип залежи, геометрические характеристики, проницаемость, пористость, вязкость и плотность нефти и воды, давления насыщения нефти газом, газовый фактор, сжимаемость нефти, воды и породы, глубина, начальное пластовое давление, температура, эффективные толщины. Обоснованы параметры добывающих и нагнетательных скважин, такие как скин-фактор, забойное давление. На основе оольшого объема керновых исследований и истории разработки обоснованы относительные фазовые проницаемости. Построение модели проводилось в программном продукте Tempest More. Создание универсальных гидродинамических моделей позволяет обосновывать основные стратегические решения по разработке коллекторов со схожими геолого-физическими характеристиками.

Ключевые слова: верхнеюрские отложения, Западная Сибирь, Нижневартовский свод, разработка месторождений, универсальная гидродинамическая модель

CREATION OF UPPER JURASSIC UNIVERSAL HYDRODYNAMIC MODEL FOR NIZHNEVARTOVSK ARCH

Sintsov I.A., Kovalev I.A., Evdokimova A.S., Fakhrtdinova G.M.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen State Oil and Gas University»,
Tyumen, e-mail: ivan sintsov@mail.ru

An extensive statistical analysis, covering 26 fields located within the Nizhnevartovsk Arch West Siberian oil and gas province. The main parameters needed to create a universal hydrodynamic model of the Upper Jurassic reservoir Nizhnevartovsk arch – type deposits, geometric characteristics, permeability, porosity, viscosity and density of oil and water, oil saturation pressure, gas factor, the compressibility of the oil, water and rocks, the depth, the initial formation pressure, temperature, effective thickness. The parameters of production and injection wells, such as skin factor, the bottomhole pressure. On the basis of a large amount of core research and development history proved relative permeabilities. Model building was carried out in a software product Tempest More. Creating a universal hydrodynamic models to substantiate the major strategic decisions for the development of reservoirs with similar geological and physical characteristics.

Keywords: Upper Jurassic, Western Siberia, Nizhnevartovsk arch, field development, universal hydrodynamic model

Верхнеюрские коллекторы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Нижневартовского свода в частности являются одним из интереснейших объектов для изучения [1, 2, 5]. Во-первых, данные коллекторы распространены практически на всей территории Западной Сибири. Во-вторых, в пределах Нижневартовского и Сургутского сводов имеется большое количество месторождений, на которых установлена нефтеносность данных отложений. В настоящее время запасы верхнеюрских отложений активно вовлекаются в разработку, хотя до недавнего времени они считались трудноизвлекаемыми. Развитие технологий гидроразрыва пласта и горизонтального бурения позволило экономически эффективно разрабатывать верхнеюрские отложения [3, 4].

Для поиска эффективных решений по разработке верхнеюрских коллекторов необходимо иметь общее представление о геолого-физических параметрах отложений данного возраста. В связи с этим предлагается создание адекватной геолого-гидродинамической модели, отражающей основные геологические особенности продуктивных нефтяных пластов данной группы. Аналитические решения не позволяют учесть совокупность всех факторов, влияющих на эффективность добычи нефти, однако это можно сделать с использованием гидродинамического симулятора. Таким образом, для построения модели был выбран программный комплекс Tempest More 7.0 фирмы Roxar, который зарекомендовал себя при выполнении множества научно-исследовательских работ нефтегазовой направленности.

Для построения схематичной геологогидродинамической модели необходимо знать следующие параметры: геометрические характеристики участка разработки, глубина залегания, тип залежи, тип коллектора, общая толщина, эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности, коэффициент проницаемости, коэффициент песчанистости, расчлененность, пластовые температура и давление, вязкость нефти и воды в пластовых условиях, плотность воды и нефти в пластовых и поверхностных условиях, объемный коэффициент нефти, давление насыщения нефти газом, газовый фактор, сжимаемость нефти, воды и породы, а также зависимости относительной проницаемости нефти и воды от водонасыщенности. Помимо этого, полезной будет информация о величине депрессий и забойных давлений, устанавливаемых при разработке, скин-факторе, характеризующем добывающие и нагнетательные скважины.

Для получения вышеназванных геолого-физических характеристик были использованы данные фактических верхнеюрских пластов (ЮВ¹ и ЮВ²) Нижневартовского свода по 26 месторождениям, таким как Аганское, Ай-Еганское, Аригольское, Ачимовское, Вахское, Восточно-Охтеурское, Ининское, Кетовское, Ключевое, Локосовское, Луговое, Максимкинское, Мегионское, Мыхпайское, Нижневартовское, Ново-Покурское, Орехово-Ермаковское, Островное, Покамасовское, Северо-Ореховское, Северо-Островное, Северо-По-курское, Тайлаковское, Узунское, Южное, Южно-Островное, Южно-Покамасовское, Южно-Рославльское. Для усреднения параметров был использован метод взвешивания по величине геологических запасов:

$$a = \frac{\sum a_i \cdot \text{H}\Gamma 3_i}{\sum \text{H}\Gamma 3_i},$$

где a — осредненный параметр по всем месторождениям; a_i — осредняемый параметр пласта i-го месторождения; $H\Gamma 3_i$ — геологические запасы пласта i-го месторождения, тыс.т.

Рассмотрим основные геолого-физические параметры более детально.

Тип залежи и коллектора, геометрические характеристики. Юрские отложения в Западной Сибири представлены только терригенным поровым коллектором. По типу залежи коллекторы характеризуются как пластовые сводовые, при этом нередко встречаются литологические нарушения,

представленные зонами выклинивания аргиллитами. В большинстве случаев литологические нарушения носят локальный характер и существенно не влияют на процесс разработки, в связи с этим рекомендуется в модели использовать аналог пластовой сводовой залежи, то есть ширина и длина залежи должны быть существенно выше ее толщины. Ширина и длина элемента пласта в модели будут определяться количеством элементов разработки и расстоянием между скважинами, поэтому данный вопрос будет рассмотрен позднее. Толщина пласта также будет получена в результате осреднения соответствующих параметров. Также важным отличием пластовых сводовых залежей является наличие как чисто нефтяных (ЧНЗ), так и водонефтяных зон (ВНЗ). Это говорит о том, что все формируемые элементы разработки необходимо будет рассматривать для этих двух случаев.

Глубина залегания, начальное пластовое давление, начальная пластовая температура. Среди параметров глубины была рассмотрена средняя глубина залегания кровли по пластам рассматриваемых месторождений. Данный параметр в абсолютных отметках изменяется от -2141 до -2838 м, при этом средневзвешенное значение составляет –2584 м. Для условий юрских отложений характерно соответствие начального пластового давления гидростатическому. Учитывая среднюю альтитуду месторождений Западной Сибири (50 м), несложно определить, что пластовое давление для такой глубины должно быть на уровне 26,3 МПа. Это практически соответствует средневзвешенной величине пластового давления по данным замеров, которое составляет 26,5 МПа, изменяясь в пределах от 21,7 МПа до 30,0 МПа. Таким образом, в модели рекомендуется использовать округленное значение глубины кровли 2600 м, при этом в модели нет необходимости задавать пластовое давление, если оно соответствует гидростатическому. Начальная пластовая температура изменяется от 70 до 100 °С, средневзвешенное значение − **91** °С.

Общая и эффективная нефтенасыщенная толщины, песчанистость, расчлененность. Эти четыре параметра рассматриваются комплексно, поскольку они непосредственно связаны друг с другом. Средние значения толщин зависят в первую очередь от размеров самих пластов на каждом из месторождений. Общие толщины изменяются от 1,6 до 29,0 м, средневзвешенное значение — 13,2 м. Нефтенасыщенные толщины

изменяются от 1,1 до 9,4 м, средневзвешенное значение – 5,5 м. Таким образом, уже по этим параметрам можно определить минимальный коэффициент песчанистости без учета водонасыщенной части, разделив эффективную нефтенасыщенную толщину на общую. В результате получим минимальную величину песчанистости 0,42. Действительный коэффициент песчанистости с учетом водонасыщенной части должен быть выше этой величины. Средние значения данного параметра по пластам изменяются от 0,39 до 1,0, средневзвешенное значение – 0,64 д.ед. Таким образом, для модели рекомендуется использовать следующие параметры с округлением до 0,5 м (толщина ячеек по вертикали): эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,5 м, общая толщина – 8,5 м для ЧНЗ, песчанистость в этом случае составит 0,65 д.ед. Для случая с ВНЗ дополнительно к нефтенасыщенному слою будет добавлен водонасыщенный слой эффективной толщиной 4,5 м. Поскольку расчлененность показывает количество нефтенасыщенных пропластков, разделенных глинистыми перемычками, то, учитывая имеющийся коэффициент песчанистости, данный параметр не может быть принят менее 2, при этом общую толщину глинистых перемычек можно определить вычитанием из общей толщины нефтенасыщенной. Коэффициент расчлененности изменяется от 1,0 до 6,3, средневзвешенное значение составляет 3,2. Исходя из этого, принимаем значение расчлененности, равное 3, что будет означать наличие двух глинистых перемычек в нефтяной части, каждая из которых будет характеризоваться толщиной 1,5 м.

Пористость. От этого параметра преимущественно зависит объем геологических запасов нефти. Коэффициент пористости по юрским пластам изменяется от 14,8 до 20,0%, средневзвешенное значение – 16,9%. Рекомендуется использовать это значение для моделирования.

Проницаемость. Данный параметр является основным при характеристике коллекторских свойств пласта. Стоит отметить, что на всех месторождениях определились по данным геофизических исследований (ГИС) с привлечением керновых исследований, при этом не привлекались данные гидродинамических исследований (ГДИС). Проницаемость по пластам месторождений изменяется от 2,5 до $93.8\cdot10^{-3}$ мкм², средневзвешенное значение $-25.5\cdot10^{-3}$ мкм².

Вязкость нефти и воды в пластовых условиях. Параметр вязкости имеет прямое отношение к способности жидкости фильтроваться через породу, поэтому для создания модели необходимы значения этих параметров в пластовых условиях. Вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 0,4 до 4,7 мПа·с, средневзвешенное значение — 1,3 мПа·с. Вязкость воды в пластовых условиях изменяется от 0,3 до 0,42 мПа·с, средневзвешенное значение — 0,35 мПа·с.

Плотность нефти и воды в поверхностных условиях. Данные показатели нужны для перевода показателей добычи из объемных значений в массовые. Плотность нефти в поверхностных условиях изменяется от 816 до 882 кг/м 3 , средневзвешенное значение — 843 кг/м 3 . Плотность воды в поверхностных условиях изменяется от 1004 до 1030 кг/м³, средневзвешенное значение — 1014 кг/м^3 . Стоит отметить, что в данном случае приведены значения плотности пластовой минерализованной воды, однако основная роль в обводнении добывающих скважин приходится на закачиваемую воду, плотность которой составляет, как правило, 1000 кг/м³. Рекомендуется использовать следующие значения плотности — 843 и 1000 кг/м³ для нефти и воды соответственно.

Давления насыщения нефти газом, газовый фактор. Давление насыщения по месторождениям варьируется от 6,3 до 17,6 МПа, средневзвешенное значение — 11,0 МПа. Значение данного показателя определяет объем содержания газа в нефти. Для рассмотренных месторождений газовый фактор изменяется в пределах от 26 до 193 т/м³, средневзвешенное значение — 75 т/м³.

Сжимаемость нефти, воды и породы. Наименьшей сжимаемостью характеризуется скелет горной породы, значения изменяются от 0.05 до $4.80\cdot10^{-4}$ МПа $^{-1}$, средневзвешенное значение — $1.73\cdot10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Также слабосжимаемой является пластовая вода, значения сжимаемости находятся в пределах от 0.5 до $6.7\cdot10^{-4}$ МПа $^{-1}$, средневзвешенное значение — $5.3\cdot10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Наиболее сжимаемым флюидом является пластовая нефть по причине содержания в ней растворенного газа, значения параметра варьируются в пределах от 11.3 до $21.0\cdot10^{-4}$ МПа $^{-1}$, средневзвешенное значение — $14.3\cdot10^{-4}$ МПа $^{-1}$.

К технологическим параметрам, которые не имеют отношения к созданию геологической модели, но оказывают

непосредственное влияние на процесс разработки, можно отнести величину депрессии добывающих и репрессии нагнетательных скважин, определяемые создаваемым забойным давлением, а также скин-фактор.

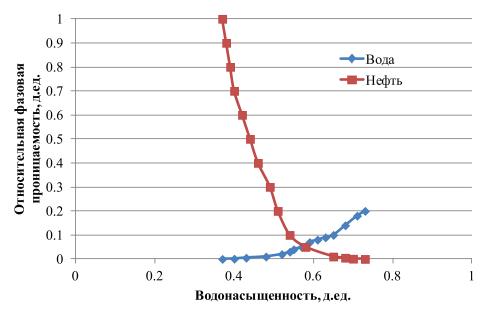
Параметры депрессии и репрессии колеблются в большом диапазоне, однако в большинстве случаев для разработки верхнеюрских пластов создается депрессия на уровне 8-15 МПа и репрессия на уровне 15–20 МПа. Максимальный уровень депрессии определяется разницей пластового давления и давления насыщения, при этом рекомендуется снижать забойное давление на величину не менее чем 1,2 давления насыщения. Для рассматриваемой геолого-гидродинамической модели максимальный уровень депрессии составляет порядка 13,0 МПа. Стоит отметить, что значения репрессий существенно выше значений депрессий, что связано с фактом существенного превышения добывающего фонда над нагнетательным и необходимостью компенсации отборов. Окончательные значения забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин планируется использовать по результатам настройки модели из условий стопроцентной компенсации отборов закачкой.

По десяти месторождениям были осреднены значения скин-факторов по добывающим и нагнетательным скважинам по результатам гидродинамических исследований. По добывающему фонду

значения изменяются от -1,5 до +4,1, средневзвешенное значение – +1,3. Необходимо отметить, что одним из наиболее распространенных методов интенсификации на верхнеюрских пластах является гидроразрыв пласта, из-за чего снижается реальное значение скин-фактора. Для нагнетательных скважин скин-фактор изменяется от -4,6 до +2,3, средневзвешенное значение – -2,8. Тенденция, когда рассматриваемый параметр по нагнетательным скважинам ниже, чем по добывающим, отмечается на всех месторождениях, при этом значения скин-фактора свидетельствуют о значительной стимуляции призабойной зоны. Это объясняется тем, что в процессе разработки под действием высоких давлений закачки происходит авторазрыв породы, что позволяет существенно повысить приемистость нагнетательных скважин и, соответственно, обеспечить компенсацию отборов.

Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности

Для построения зависимости были использованы данные графиков модифицированных фазовых проницаемостей по каждому из месторождений. Стоит отметить, что модифицированные фазовые проницаемости характеризуют в целом не только все керновые исследования, но и фактическую работу всей пластовой системы, поскольку их модификация проводится преимущественно для настройки истории работы скважин.



Усредненные значения относительных фазовых проницаемостей

Усреднением массивов относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды были получены кривые, которые рекомендуется использовать для моделирования (рисунок).

Согласно усредненным значениям фазовых проницаемостей коэффициент начальной нефтенасыщенности составил 0,63, остаточной нефтенасыщенности – 0,27. Зная эти значения, можно посчитать теоретический коэффициент вытеснения по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{ин}}},$$
 (2)

где $K_{_{\mathrm{BH}}}$ — коэффициент вытеснения, д.ед.; $K_{_{\mathrm{HH}}}$ — коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.; $K_{_{\mathrm{OH}}}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.

Подставляя значения нефтенасыщенности, получим коэффициент вытеснения, равный 0,57. Данный коэффициент также был независимо определен как средневзвешенное значение по 26 месторождениям и составил 0,52, что очень близко к полученному ранее значению.

Выводы

1. Проведен обширный статистический анализ, охватывающий 26 месторождений, расположенных в пределах Нижневартов-

ского свода Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

- 2. Определены основные параметры, необходимые для создания универсальной гидродинамической модели верхнеюрских коллекторов Нижневартовского свода.
- 3. Создание универсальных гидродинамических моделей позволяет обосновывать основные стратегические решения по разработке коллекторов со схожими геологофизическими характеристиками.

Список литературы

- 1. Кузнецова Я.В. Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 5. С. 10–14
- 2. Курчиков А.Р. Литолого-фациальная характеристика верхнеюрских отложений Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.И. Кислухин, И.В. Кислухин, В.Н. Бородкин, А.С. Недосекин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2012.-N26. С. 4–10.
- 3. Синцов И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода / И.А. Синцов, А.А. Александров, И.А. Ковалев // Нефтепромысловое дело. 2014. № 4. С. 41–44.
- 4. Синцов И.А. Анализ влияния интенсивности системы заводнения на нефтеотдачу верхнеюрских коллекторов / И.А. Синцов, А.С. Евдокимова, И.А. Ковалев // Территория Нефтегаз. 2014. № 11. С. 60–63.
- 5. Шпуров И.В., Шиманский В.В. Геолого-технологическое моделирование средне-верхнеюрских отложений Западной Сибири с целью поиска и разработки месторождений углеводородов. СПб.: Недра, 2012. 160 с.