

УЧЕТ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ УПРУГИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Е.Ю. Блинова, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, К.В. Коваленко
ИПНГ РАН, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, i-ind@newmail.ru

Введение

Гидродинамические процессы в залежах нефти и газа сложны и разнообразны, как и всё в этом мире. Поэтому априорные предположения даже широко апробированных моделей, пренебрегающие, на первый взгляд, несущественными деталями, могут приводить к некорректному описанию пластовых процессов.

Важную роль в перераспределении давления при добыче нефти из продуктивного пласта играют упругие процессы. В том числе – в связи со сжимаемостью (деформациями) порового пространства коллектора. Особенно значимую роль они играют в случае разработки нефтяной залежи в режиме истощения. Данная статья посвящена исследованию влияния неоднородности коэффициента сжимаемости порового пространства коллектора в пластовых условиях на гидродинамические процессы в залежи и показатели ее разработки.

В настоящее время при гидродинамическом моделировании в отношении коэффициента сжимаемости порового пространства допускается ряд упрощающих предположений. Считается, что они не оказывают заметного влияния на результаты прогнозирования процессов разработки.

Первое упрощение заключается в том, что изменение коэффициента сжимаемости порового пространства в объеме продуктивного пласта не учитывается, а принимается единое осредненное значение по результатам исследований образцов керна. В отдельных случаях используется несколько средних значений – по зонам пласта или фациям коллектора. При этом для других параметров пласта, влияющих на перераспределение давления при упругих процессах (пористости, водонасыщенности и др.), учитывается их пространственное изменение на уровне отдельных ячеек модели.

Второй недостаток присутствует в определении самого коэффициента сжимаемости порового пространства. Вклады сжимаемости порового пространства и сжимаемости насыщающих флюидов в общую упругость пласта, влияющую на изменение давления в нефтяной залежи, учитываются аддитивным образом, т.е. предполагается следующее соотношение [1]:

$$m\beta^* = m\beta_{\text{п.пл}} + m\beta_{\text{ж}}, \quad (1)$$

где $m (= k_{п.о})$ – открытая пористость, β^* – общая сжимаемость (упругость) нефтеводонасыщенного пласта, $\beta_{п.пл}$ – коэффициент сжимаемости порового пространства коллектора при изменении пластового (внутрипорового) давления, $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости насыщающего флюида. (Здесь все коэффициенты сжимаемости приняты в нормировке по поровому объему, как принято в литературе по гидродинамическому моделированию. В отечественной литературе по упругому режиму фильтрации, начиная с работ В.Н. Щелкачева, величины β^* и $\beta_{п}$ нормируются по общему объему элемента пласта.)

Учет наличия в нефтенасыщенном пласте связанной воды производится в составе общей водонасыщенности коллектора, то есть [1]:

$$\beta_{ж} = S_{в}\beta_{в} + S_{н}\beta_{н}, \quad (2)$$

где водонасыщенность $S_{в}$ и нефтенасыщенность $S_{н}$ нормируются по открытому поровому объему.

Из формул (1) и (2) следует, что коэффициент сжимаемости порового пространства $\beta_{п}$ принимается не зависящим от содержания в нем связанной воды. То есть не учитывается влияние связанной воды на упругие свойства скелета породы, несмотря на противоположные экспериментальные данные [2].

Третья неточность, которая также вытекает из формулы (2), заключается в неучете различия свойств (в частности, сжимаемости) связанной и свободной воды.

Для повышения достоверности учета сжимаемости порового пространства при гидродинамическом моделировании в настоящей статье предлагается подход, основанный на развиваемой авторами концепции эффективного порового пространства (ЭПП). Для терригенных коллекторов разработана модификация петрофизической модели сжимаемости В.М. Добрынина, с привлечением результатов петрофизических исследований Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко. Предложен метод использования этой модели для построения поля коэффициента сжимаемости в 3D геологической модели пласта, с учетом результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Для иллюстрации эффекта проведено гидродинамическое моделирование с использованием традиционного и предлагаемого подходов к учету сжимаемости порового пространства и оценено, какой эффект оказывает более корректный учет сжимаемости на прогноз изменения давления при разработке залежи.

Коэффициент сжимаемости эффективного порового пространства

В работах [3, 4] обоснована целесообразность перехода в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании к концепции ЭПП. Не касаясь в данной статье других важных аспектов концепции ЭПП, остановимся на вопросе учета сжимаемости порового пространства.

В концепции ЭПП рассматривается течение нефти (газа) и подвижной воды в эффективном поровом пространстве [4]. Базисной величиной пористости является эффективная пористость $m_{эф}$ ($= k_{п.эф}$), характеризующая объем порового пространства, не занятого физически связанной водой, которой соответствует величина неснижаемой остаточной водонасыщенности $S_{во}$ ($= k_{во}$). Соответственно, водонасыщенность в ЭПП не включает неснижаемую водонасыщенность. Кроме того, как водонасыщенность, так и нефтенасыщенность нормируются по эффективному поровому объему. Физически связанная вода при этом входит в “эффективный” скелет породы. Это позволяет учитывать ее неаддитивное влияние на свойства коллектора в условиях реального насыщения флюидами.

По аналогии с традиционным определением, в ЭПП вводится коэффициент сжимаемости эффективного порового пространства при изменении пластового (внутрипорового) давления $p_{пл}$:

$$\beta_{п.пл}^{эф} = \frac{1}{V_{п}^{эф}} \frac{dV_{п}^{эф}}{dp_{пл}}, \quad (3)$$

где $V_{п}^{эф}$ – эффективный поровый объем элемента пласта.

С учетом (3) и нормировки насыщенностей в ЭПП общая сжимаемость (упругоемость) нефтеводонасыщенного коллектора определяется выражением:

$$m_{эф} \beta_{эф}^* = m_{эф} \beta_{п.пл}^{эф} + m_{эф} (S_{в}^{эф} \beta_{в} + S_{н}^{эф} \beta_{н}), \quad (4)$$

где $\beta_{эф}^*$ – общая сжимаемость (упругоемость) нефтеводонасыщенного пласта, нормированная по эффективному поровому объему, $S_{в}^{эф}$ и $S_{н}^{эф}$ – водо- и нефтенасыщенность в ЭПП. В частности, для предельно нефтенасыщенного пласта $S_{в}^{эф} = 0$.

Принципиальное отличие формулы (4) от формул (1)–(2) заключается в том, что введение величины сжимаемости эффективного порового пространства позволяет учитывать эффекты неаддитивного влияния связанной воды на упругие свойства скелета породы и различие свойств физически связанной и свободной воды.

Петрофизическая модель сжимаемости порового пространства В.М. Добрынина

Согласно модели В.М. Добрынина, объем элемента пласта терригенного коллектора V' складывается из объема породообразующих минералов $V'_{ТВ}$ и объема пор $V'_П$, заполненных флюидом [5, 6]:

$$V' = V'_{ТВ} + V'_П. \quad (5)$$

Если в порах находятся глинистые водонасыщенные включения (цемент), имеющие объем $V_{ВК}$, то объем породы в модели Добрынина не меняется, но объем свободного порового пространства уменьшается до величины $V_П = V'_П - V_{ВК}$, т.е. $V'_П$ – объем пор, не содержащих включения. При этом коэффициент пористости $k_П$ уменьшается:

$$k_П = k'_П - C_{ГЛ}, \quad (6)$$

где $k'_П = \frac{V'_П}{V'}$ – пористость скелета, $C_{ГЛ} = \frac{V_{ВК}}{V'}$ – объемное содержание водонасыщенных глинистых включений в породе.

Такое определение пористости $k_П$ подразумевает, что из объема пор исключается так называемая пористость глин. При этом отдельная проблема касается соотношения между $k_П$ в указанном понимании и коэффициентом открытой пористости, обозначенном выше как m , или $k_{П.О}$. Так, разные исследователи по-разному трактуют понятие открытой пористости для коллекторов с существенным содержанием глинистой компоненты и, соответственно, рекомендуют различные методы ее оценки [7].

Согласно модели В.М. Добрынина, изменение объема пор при изменении пластового давления определяется двумя составляющими.

Первая составляющая – изменение пористости скелета вследствие изменения эффективного напряжения $p - p_{пл}$, где p – горное давление, или среднее нормальное напряжение, действующее на элемент пласта со стороны окружающих пород. В процессе разработки залежи горное давление меняется вслед за изменением пластового давления, что выражается наличием ненулевой производной $\frac{dp}{dp_{пл}}$.

Вторая составляющая – изменение объема глинистых включений под действием $p_{пл}$. При этом делается предположение об отсутствии передачи механических воздействий между скелетом породы и включениями.

Тогда выражение для коэффициента сжимаемости пор породы в дренируемом пласте принимает вид [5, 6]:

$$\beta_{п.пл} = \beta_{п} \left(1 - \frac{dp}{dp_{пл}} \right) + \mu_p \beta_{ТВ}, \quad (7)$$

где $\mu_p = \frac{(1-\eta_{гл}\beta_{ВК}/\beta_{ТВ})}{1-\eta_{гл}}$, $\beta_{п}$, $\beta_{ТВ}$, $\beta_{ВК}$ – коэффициенты сжимаемости соответственно пор, твердой минеральной компоненты породы и водонасыщенных глинистых включений, $\eta_{гл}$ – относительная глинистость, равная отношению объема сухого минерального вещества включений (цемента) к объему пор скелета $V_{п}'$.

В отличие от $\beta_{п.пл}$, величина $\beta_{п}$ определяется как относительное изменение объема пор при постоянном $p_{пл}$, но изменяющемся горном давлении p . Стандартные эксперименты для ее определения состоят в статическом нагружении образцов с последовательным изменением давления обжима, но при сохранении давления в заполняющем поры флюиде. Следовательно, $\beta_{п}$ характеризует только упругие свойства скелета (матрицы) коллектора и не зависит от переменных содержания и влагоемкости цемента (включений).

Для практического использования уравнения (7) В.М. Добрыниным получена теоретическая оценка величины $\frac{dp}{dp_{пл}}$ [5, 6]:

$$\frac{dp}{dp_{пл}} = \frac{2}{3} \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} \left(1 - \frac{\beta_{ТВ}/k_{п}\beta_{п}}{1+\beta_{ТВ}/k_{п}\beta_{п}} \right), \quad (8)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

При гидродинамическом моделировании процессов разработки величиной $\frac{dp}{dp_{пл}}$ обычно пренебрегают. Использование формулы (8) со средним значением ν (например, по данным акустического каротажа) позволяет несколько уточнить динамику порового объема при разработке залежи. В случаях, когда деформационные эффекты в массиве горных пород являются значимыми, необходимо совместное гидродинамическое и геомеханическое моделирование.

***Петрофизическая модель порового пространства
Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко***

Петрофизическая модель Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко [8, 9] основана на следующем представлении порового пространства гранулярного коллектора. Минеральная составляющая представлена зернами матрицы (например, песчаника) и цементом (в общем случае, глинистым или карбонатным). Пространство между зернами

матрицы заполнено водонасыщенным цементом, свободным флюидом и связанной водой, удерживаемой матрицей. В единицах объема породы объем, занимаемый матрицей, равен $1 - M$, где M – емкость (пористость) матрицы. (Емкость матрицы M в модели В.М. Добрынина соответствует пористости скелета $k'_п$.) При этом:

$$M = p_{эф} + p_B^M + p_{ц}^{сух} + p_B^ц, \quad (9)$$

где $p_{эф} = m_{эф} (= k_{п.эф})$ – доля порового объема, доступного для нефти и подвижной воды, в единице объема породы, т.е. эффективная пористость; p_B^M – доля объема физически связанной воды, удерживаемой матрицей, $p_B^ц$ – доля объема физически связанной воды, удерживаемой цементом, $p_{ц}^{сух}$ – доля объема сухого вещества цемента в единице объема породы. Пористость $k_{п}$ согласно определению (6), при этом соответствует величине $p_{эф} + p_B^M$.

В зависимости от минерального состава, свойств пластовой воды и других факторов цемент может характеризоваться различной водоудерживающей способностью, которую количественно отражает влагоемкость цемента γ :

$$\gamma = \frac{V_B^ц}{V_{ц}^{сух}} = \frac{\Delta\mu}{M - \mu}, \quad (10)$$

где $V_B^ц$, $V_{ц}^{сух}$ – объемы воды и минеральных частиц, входящих в состав цемента (включений), т.е. $V_{вк} = V_B^ц + V_{ц}^{сух}$. В формуле (10) $\mu = \Delta\mu + \mu_0$ – полная водоудерживающая способность коллектора (матрицы и цемента), $\Delta\mu$ – полная водоудерживающая способность цемента (определяемая из условия полного заполнения водонасыщенным цементом емкости матрицы), μ_0 – водоудерживающая способность матрицы. Величина γ характеризует водоудерживающую способность цемента и является удобным синтетическим параметром, описывающим совместное влияние множества факторов.

Параметр γ связан с коэффициентом набухания цемента B , который определяется как отношение объема набухшего (водонасыщенного) цемента к объему сухого цемента:

$$B = \frac{V_{вк}}{V_{ц}^{сух}} = 1 + \gamma. \quad (11)$$

Величина неснижаемой остаточной водонасыщенности складывается из объемов физически связанной воды, удерживаемой матрицей породы и цементом, по отношению к общей (включая пористость глин) пористости породы:

$$S_{\text{во}} (= k_{\text{во}}) = (p_{\text{в}}^{\text{М}} + p_{\text{в}}^{\text{п}}) / (M - p_{\text{ц}}^{\text{сух}}). \quad (12)$$

На основе описанной петрофизической модели Д.А. Кожевниковым и К.В. Коваленко обоснованы интерпретационные модели комплекса методов ГИС [9, 6]. Они обеспечивают определение в пластовых условиях изменения по разрезу пласта параметров $m_{\text{эф}} (= k_{\text{п.эф}})$, B (или γ), а также величин M и μ_0 . Эти параметры обеспечивают информационную основу для построения 3D геологической модели согласно концепции ЭПП.

Модифицированная петрофизическая модель сжимаемости порового пространства

Использование петрофизической модели Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко позволяет модифицировать модель сжимаемости В.М. Добрынина для расчета величины сжимаемости эффективного порового пространства. При этом входящие в ее вычисление параметры определяются по результатам интерпретации стандартного комплекса ГИС с учетом их изменения в объеме продуктивного пласта.

По аналогии с моделью В.М. Добрынина, изменение эффективного объема пор при изменении пластового давления определяется двумя составляющими. Первая составляющая – изменение “эффективной пористости скелета” $M - \mu_0$ вследствие изменения эффективного напряжения $p - p_{\text{пл}}$. (“Эффективная матрица” коллектора формируется минеральными зернами скелета и удерживаемыми на них слоями физически связанной воды.) Вторая составляющая – изменение объема глинистых включений под действием $p_{\text{пл}}$. Тогда:

$$\beta_{\text{п.пл}}^{\text{эф}} = \frac{M - \mu_0}{k_{\text{п.эф}}} \beta_{\text{п.пл}}^{\text{эф.М}} + \frac{M - k_{\text{п.эф}} - \mu_0}{k_{\text{п.эф}}} \beta_{\text{вк}}, \quad (13)$$

где $\beta_{\text{п.пл}}^{\text{эф.М}} = \frac{1}{V_{\text{п}}^{\text{эф}}} \frac{dV_{\text{п}}^{\text{эф}}}{dp_{\text{пл}}}$, $V_{\text{п}}^{\text{эф}}$ – эффективный объем пор матрицы, т.е. $V_{\text{п}}^{\text{эф}} =$

$$(M - \mu_0)V' = V_{\text{п}}^{\text{эф}} + V_{\text{вк}}.$$

Далее, аналогично (7):

$$\beta_{\text{п.пл}}^{\text{эф.М}} = \beta_{\text{п}}^{\text{эф.М}} \left(1 - \frac{dp}{dp_{\text{пл}}} \right), \quad (14)$$

где $\beta_{\text{п}}^{\text{эф.М}} = - \frac{1}{V_{\text{п}}^{\text{эф}}} \frac{dV_{\text{п}}^{\text{эф}}}{dp} \Big|_{p_{\text{пл}} = \text{const}}$.

Величина $\beta_{\text{п}}^{\text{эф.М}}$, как и $\beta_{\text{п}}$, определяется из стандартных экспериментов при статическом нагружении образцов. При этом образец насыщается пластовой водой с

поддержанием постоянного $p_{пл}$. По объему вышедшей из образца свободной воды при изменении давления обжима рассчитывается изменение эффективного объема пор образца, равное изменению эффективного объема пор матрицы. Следовательно, $\beta_{п}^{\text{эф.М}}$ характеризует упругие свойства “эффективной матрицы” коллектора и непосредственно учитывает влияние физически связанной воды, удерживаемой скелетом породы. При этом $\beta_{п}^{\text{эф.М}}$, как и $\beta_{п}$, не зависит от переменных содержания и влагоемкости цемента.

По аналогии с (8), выражение в скобках формулы (14) может быть определено через эффективные параметры следующим образом:

$$\frac{dp}{dp_{пл}} = \frac{2(1-2\nu)}{3(1-\nu)} \left(1 - \frac{\beta_{тв.эф}/(M-\mu_0)\beta_{п}^{\text{эф.М}}}{1 + \beta_{тв.эф}/(M-\mu_0)\beta_{п}^{\text{эф.М}}} \right), \quad (15)$$

где $\beta_{тв.эф}$ – коэффициент сжимаемости “эффективных зерен” породы, с учетом влияния удерживаемого слоя физически связанной воды.

Сжимаемость водонасыщенных включений (цемента) рассчитывается по модели В.М. Добрынина [5, 6], но с использованием параметра влагоемкости цемента:

$$\beta_{вк} = \frac{1 + \gamma \frac{\beta_{в}^{\text{ф.с}}}{\beta_{тв}}}{1 + \gamma} \beta_{тв}, \quad (16)$$

где $\beta_{в}^{\text{ф.с}}$ – коэффициент сжимаемости физически связанной воды, а сжимаемость твердых минеральных частиц цемента $\beta_{тв}$ предполагается малой и равной сжимаемости твердых частиц скелета породы.

Поскольку экспериментальное определение $\beta_{в}^{\text{ф.с}}$ затруднительно, В.М. Добрынин предлагает принимать его равным $\beta_{в}$ (как оценку сверху) или в 1,5 раза ниже (по аналогии с соотношением плотностей физически связанной и свободной воды). Кроме того, $\beta_{в}^{\text{ф.с}}$ в формуле (16) может рассматриваться как параметр, характеризующий степень неаддитивности сжимаемости водонасыщенных включений по сравнению с входящими в их состав твердой минеральной фазой и водой.

Таким образом, предлагаемая модифицированная модель сжимаемости (13)–(15), базирующаяся на модели В.М. Добрынина, учитывает наличие в порах водонасыщенного глинистого цемента и, соответственно, его роль в сжимаемости эффективного порового пространства. При этом особое внимание уделено влиянию физически связанной воды –

удерживаемой как матрицей (скелетом), так и включениями (цементом), что позволяет избежать неточностей традиционного подхода к оценке сжимаемости. Учитывается неоднородность по содержанию и свойствам (минеральному составу) цемента, а характеризующие ее параметры отвечают петрофизической модели Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко и определяются по данным интерпретации стандартного комплекса ГИС.

Для подтверждения целесообразности применения предлагаемой модели сжимаемости авторами построена 3D геологическая и далее – 3D гидродинамическая модель гипотетической залежи. Она основана на реальных данных интерпретации ГИС и включает поле коэффициента сжимаемости эффективного порового пространства. Для сопоставления созданы другие варианты модели – с осредненным учетом сжимаемости в ЭПП и с реализацией традиционного подхода к учету сжимаемости порового пространства. По результатам гидродинамического моделирования исследован эффект от более достоверного учета сжимаемости на прогноз изменения давления в пласте и дебитов скважин при разработке залежи.

Построение 3D геологической модели

Построение полей параметров 3D геологической модели с учетом модифицированной модели сжимаемости производилось с применением вариограммного анализа в программном комплексе Petrel.

В качестве входных параметров использовались поинтервальные результаты интерпретации данных геофизических исследований 9 скважин. А именно: по результатам интерпретации ГИС получены коэффициенты эффективной пористости $m_{эф}$ ($k_{п.эф}$), набухания B , эффективной проницаемости (проницаемости по нефти при неснижаемой остаточной водонасыщенности) $k_{эф}$ ($k_{пр.эф}$), а также такие постоянные характеристики матрицы для рассматриваемого типа коллектора, как пористость M и водоудерживающая способность μ_0 .

Вследствие больших расстояний между опорными скважинами использован стохастический алгоритм последовательного гауссовского моделирования (SGS). Для целей данной статьи итоговая модель получена осреднением полей параметров по 12 реализациям.

На рис. 1 и 3 представлен вид модели сверху, а на рис. 2 и 4 – в одном из разрезов, с показанными распределениями параметров $m_{эф}$ и $\beta_{п.пл}^{эф}$ по объему пласта. Значения $\beta_{п.пл}^{эф}$

рассчитаны по формулам (13)–(16), с учетом полей параметров $m_{эф}$ и B . Матрица коллектора характеризуется величинами $M = 0.2243$, $\mu_0 = 0.0269$. Другие исходные параметры приняты следующими: $\beta_{п}^{эф.M} = 57 \cdot 10^{-6} \text{ ат}^{-1}$, $\beta_{в}^{ф.с} = 27 \cdot 10^{-6} \text{ ат}^{-1}$, $\beta_{ТВ}(\text{песчаник кварц-полевошпатовый}) = 3.1 \cdot 10^{-6} \text{ ат}^{-1}$, $\nu = 0.25$.

Из рис. 1 и 3 видно, что наибольшие значения $\beta_{п.пл}^{эф}$ соответствуют наименьшим величинам $m_{эф}$, так как снижение $m_{эф}$ отвечает увеличению объемной доли водонасыщенного цемента. При этом общая упругоёмкость пласта (формула (4)) с увеличением $m_{эф}$ закономерно возрастает за счет сжимаемости свободного флюида.

Моделирование перераспределения давления в пласте в процессе разработки залежи

Расчеты разработки залежи в режиме истощения для полученной модели выполнены с использованием апробированного программного комплекса моделирования многофазной многомерной фильтрации SimMatch лаборатории газонефтеконденсатоотдачи ИПНГ РАН [10].

В качестве исходных распределений параметров пласта использовались ремасштабированные для снижения размерности модели распределения из 3D геологической модели, полученные в программном комплексе Petrel. Осреднение каждого из параметров выполнялось традиционными для них процедурами локального ремасштабирования (upscaling). Коэффициент сжимаемости эффективного порового пространства осреднен арифметическим методом с взвешиванием по эффективному поровому объему ячеек.

Необходимо отметить, что в программе SimMatch, как в большинстве других программ-симуляторов, может быть задано только 1 значение коэффициента сжимаемости порового пространства для каждой зоны модели. Поэтому при использовании предлагаемого подхода поле $\beta_{п.пл}^{эф}$ было разбито на 12 зон. Последние были выбраны таким образом, чтобы в пределах каждой зоны значения $\beta_{п.пл}^{эф}$ изменялись в небольшом диапазоне. В каждой зоне было произведено осреднение $\beta_{п.пл}^{эф}$, т.е. было получено 12 значений сжимаемости.

Для оценки эффекта от реализации предлагаемого подхода на прогноз изменения поля давлений в продуктивном пласте были построены еще 2 модели. Они повторяют описанную модель со следующими отличиями.

- Сопоставительная модель 1 также соответствует концепции ЭПП и использует формулы (13)–(16) для расчета $\beta_{п.пл}^{эф}$, но без учета различия свойств остаточной и свободной воды ($\beta_v^{ф.с} = \beta_v = 40 * 10^{-6} \text{ ат}^{-1}$). Кроме того, полученное таким образом поле $\beta_{п.пл}^{эф}$ непосредственно не использовалось, а принималось полученное на его основе среднее значение в качестве единой константы по всему объему продуктивного пласта.

- Сопоставительная модель 2 построена в рамках традиционных представлений (концепции абсолютного порового пространства). Базисным является распределение открытой пористости. В пласте присутствуют 2 фазы – неподвижная остаточная вода и нефть, при сохранении эквивалентных описанным ранее моделям значений $m_{эф}$ и $k_{эф}$ в ячейках. Для сжимаемости абсолютного порового пространства задано единое, осредненное по всему пласту значение. Модель 2 соответствует традиционному подходу к учету сжимаемости, но в наиболее достоверном варианте, с учетом предварительного осреднения переменной сжимаемости коллектора.

Гидродинамические расчеты проведены на период 50 лет в условиях добычи нефти 9 скважинами при начальном давлении 200 ат и заданных забойных давлениях на скважинах 200 ат. Некоторые результаты расчетов по трем моделям представлены на рис. 5–7.

На рис. 5 показана разность полей давлений на конец расчетного периода между моделью с учетом предлагаемого подхода к заданию сжимаемости и сопоставительной моделью 1. Аналогичное, но несколько большее различие наблюдается при сравнении с моделью 2. Относительное отличие между моделями в прогнозных значениях падения давления по ячейкам достигает 10%. Отличия наблюдаются как в положительную, так и в отрицательную сторону и неравномерно распределены по объему пласта. Рис. 6 показывает, как это отражается на прогнозных динамиках пластового давления в районе одной из скважин согласно трем моделям.

Приводимые результаты демонстрируют, что эффект неоднородности сжимаемости порового пространства сказывается на прогнозе поля давлений при разработке залежи. И он сопоставим с эффектом от учета неоднородности по другим параметрам, например пористости.

Отметим, что учет особенностей влияния связанной воды на сжимаемость коллектора в предлагаемой модели приводит и к уточнению прогнозной динамики среднего пластового давления.

Рис. 7 показывает, как уточнение поля давления сказывается на прогнозных динамиках дебитов скважин. Абсолютные величины дебитов скважин в данном примере невелики, что определяется низкими фильтрационными свойствами пласта. Тем не менее относительное изменение прогнозного дебита достигает 10% и более.

Выводы

В настоящей работе получена модель сжимаемости эффективного порового пространства и предложен подход к ее использованию для учета неоднородности данного параметра при 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. Предлагаемый подход развивает модель сжимаемости В.М. Добрынина и использует петрофизическое представление эффективного порового пространства Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко.

Полученная модель учитывает неоднородность терригенного коллектора по содержанию и свойствам (минеральному составу) цемента, а также особенности влияния физически связанной воды на упругие свойства пласта, по сравнению со свободными флюидами. Поле коэффициента сжимаемости эффективного порового пространства строится на этапе 3D геологического моделирования вместе с другими параметрами пласта. В качестве исходных данных используются результаты керновых исследований при статическом нагружении образцов, интерпретируемые в терминах изменения эффективного порового объема, а также данные интерпретации стандартного комплекса ГИС.

В качестве демонстрации предлагаемого подхода построена 3D геологическая модель нефтяной залежи с использованием данных интерпретации ГИС по реальным скважинам, включающая поле коэффициента сжимаемости эффективного порового пространства. На основе построенной 3D геологической модели выполнены гидродинамические расчеты изменения давления в объеме нефтяной залежи при разработке в режиме истощения пластовой энергии.

Сопоставление результатов расчетов на основе предлагаемого и традиционного подходов демонстрирует существенный эффект от учета неравномерного распределения коэффициента сжимаемости порового пространства в объеме продуктивного пласта и особенностей влияния на него связанной воды. В рассмотренном случае он достигает 10% от прогнозных величин падения давления в районе добывающих скважин, с соответствующим изменением динамики дебитов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R.* Basic applied reservoir simulation. Richardson, Texas: Soc. Petr. Eng., 2001. 406 p.
2. *Михайлов Н.Н.* Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем): Т. 1. М.: МАКС Пресс, 2008. 448 с.
3. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефт. хоз-во. 2006. №1. С. 34–41.
4. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. II. М.; Ижевск: Ин-т компьют. исслед., 2009. 484 с.
5. *Добрынин В.М.* Деформация и изменения физических свойств коллекторов. М.: Недра, 1970. 241 с.
6. *Добрынин В.М., Кожевников Д.А., Вендельштейн Б.Ю.* Петрофизика (Физика горных пород). М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.
7. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007. 592 с.
8. *Кожевников Д.А., Коваленко К.В.* Макроописание остаточной водонасыщенности // Геофизика. 2001. №4. С. 38–48.
9. *Кожевников Д.А., Коваленко К.В.* Моделирование гранулярных коллекторов на основе петрофизической инвариантности // Каротажник. 2007. Вып. 8(161). С. 66–84.
10. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.

Приложение

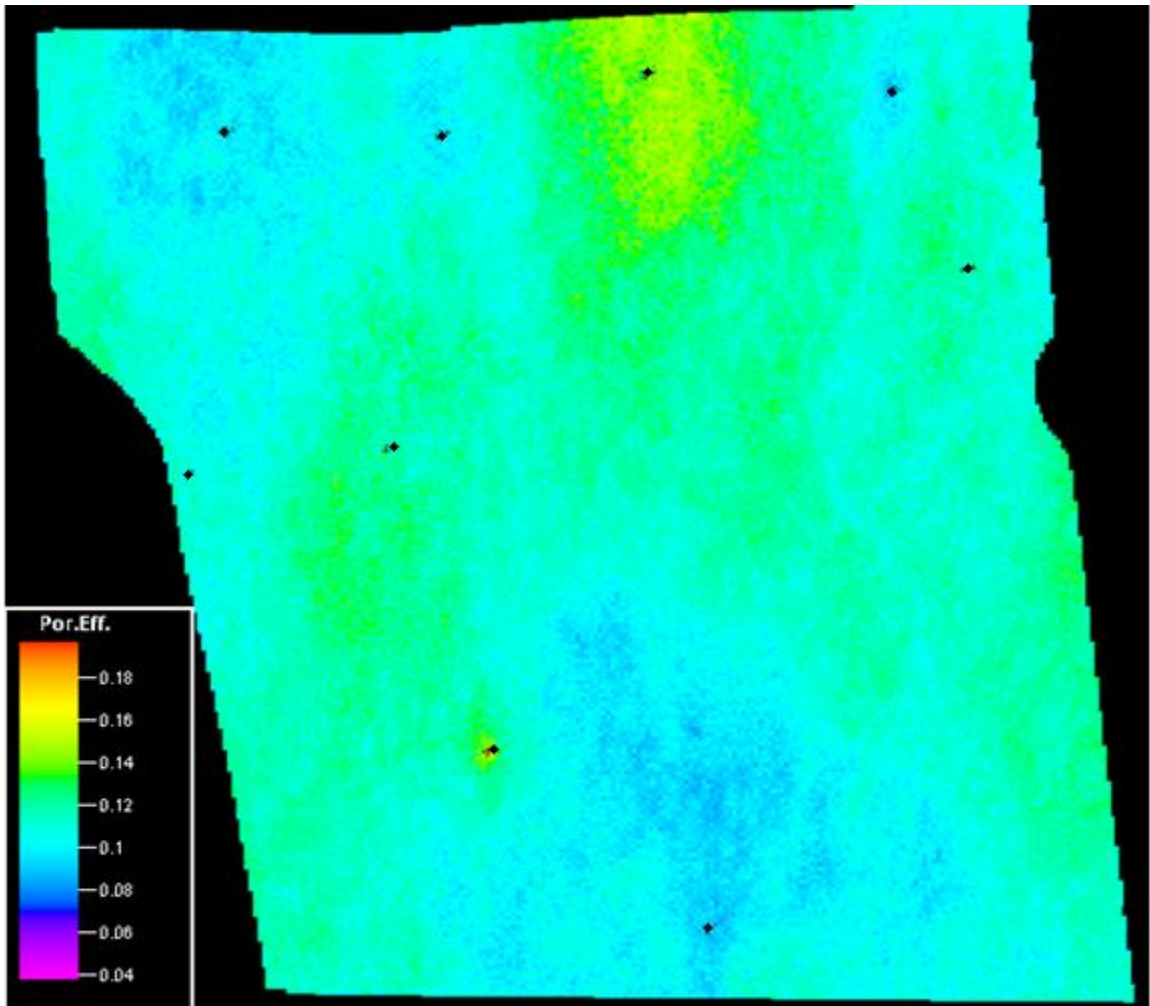


Рис. 1. Пространственное распределение коэффициента эффективной пористости

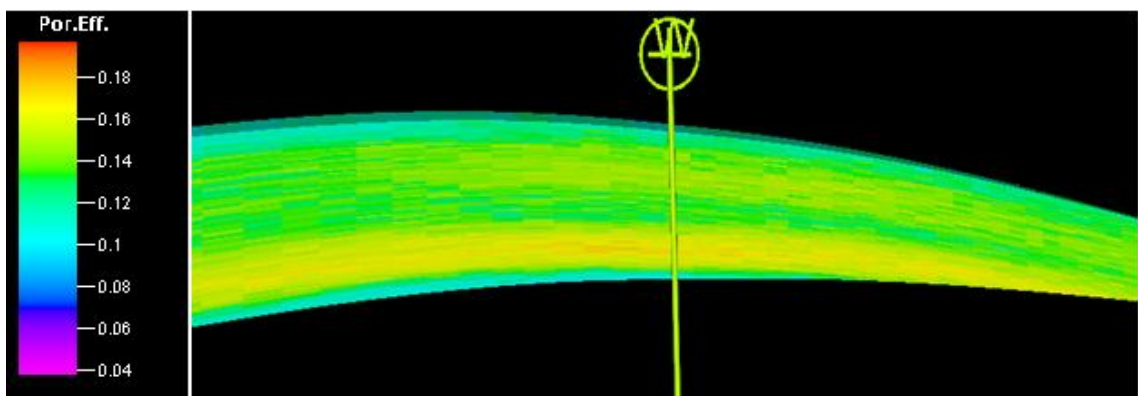


Рис. 2. Изменение коэффициента эффективной пористости с толщиной в одном из разрезов модели

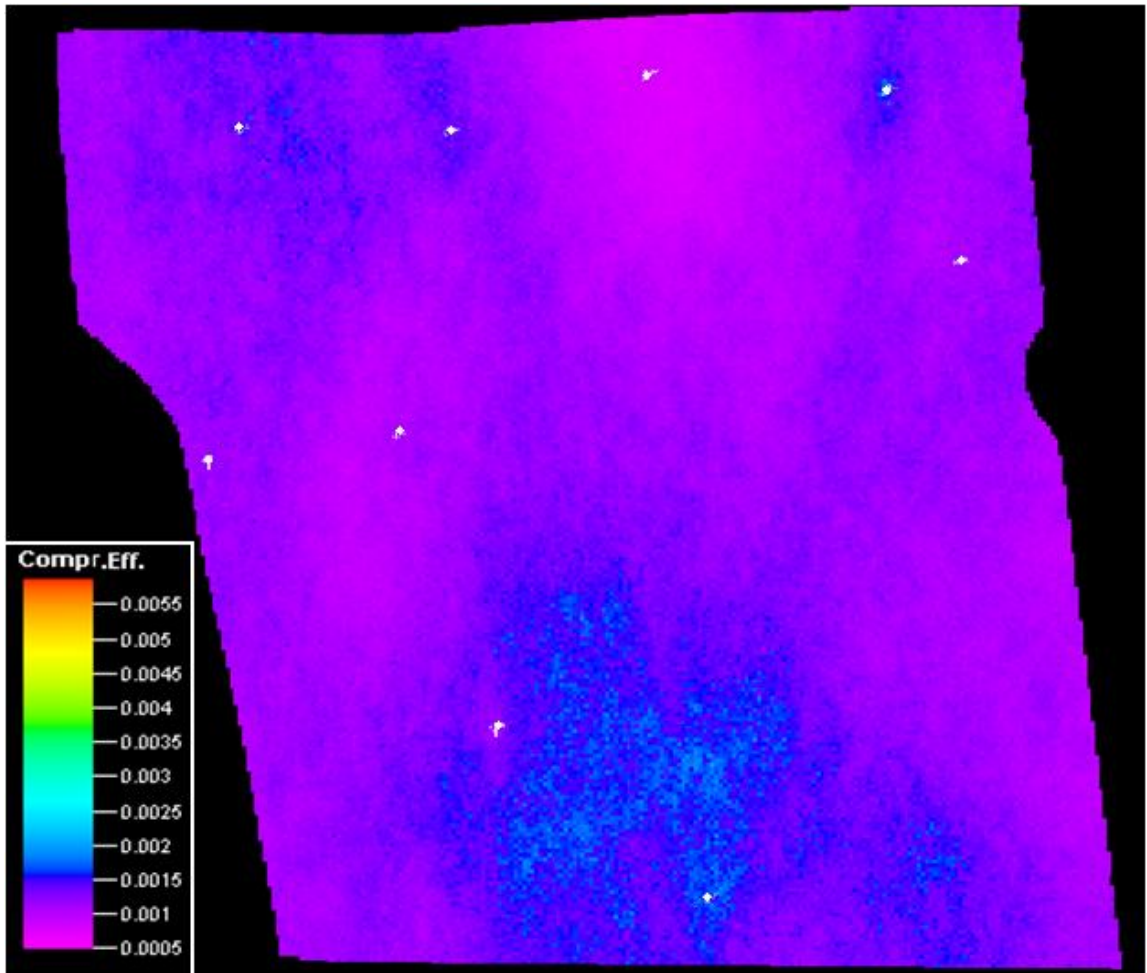


Рис. 3. Пространственное распределение коэффициента сжимаемости эффективного порового пространства ($\cdot 10^{-1} \text{ ат}^{-1}$)

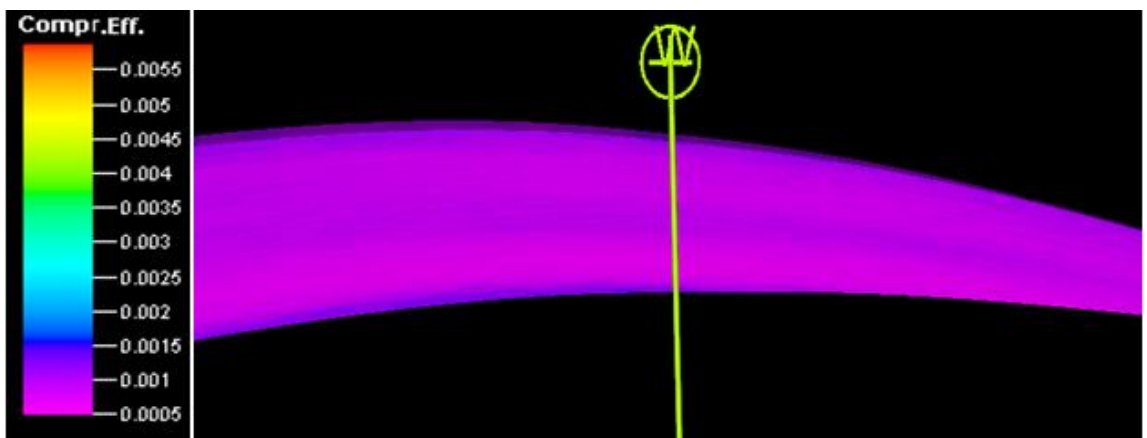


Рис. 4. Изменение коэффициента сжимаемости эффективного порового пространства с толщиной в одном из разрезов модели ($\cdot 10^{-1} \text{ ат}^{-1}$)

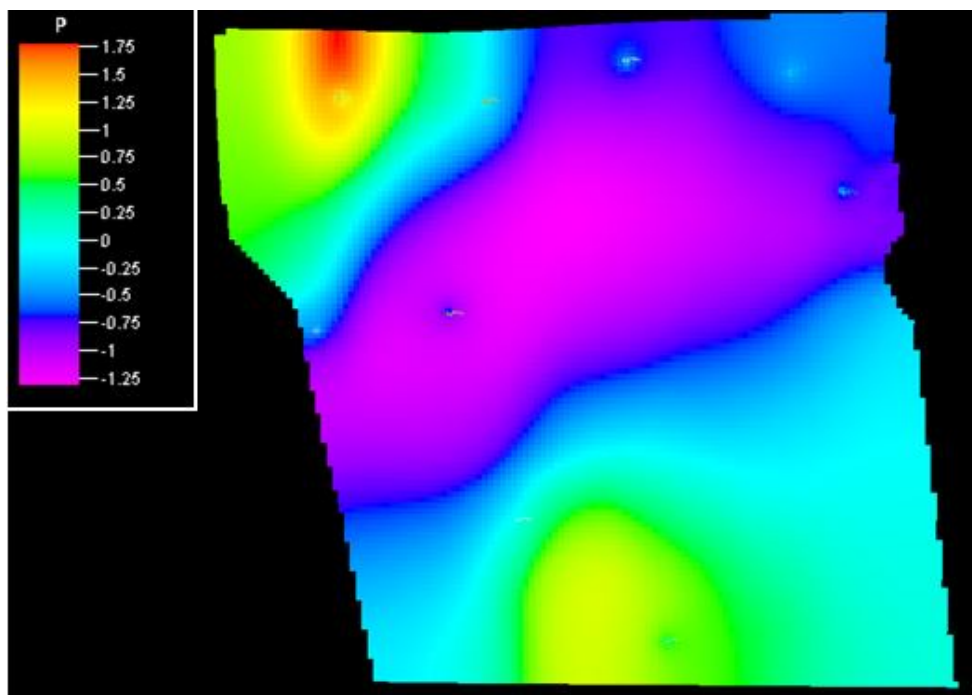


Рис. 5. Разница прогнозных полей давлений (в ат) между расчетами на основе предлагаемой модели сжимаемости и первой сопоставительной модели

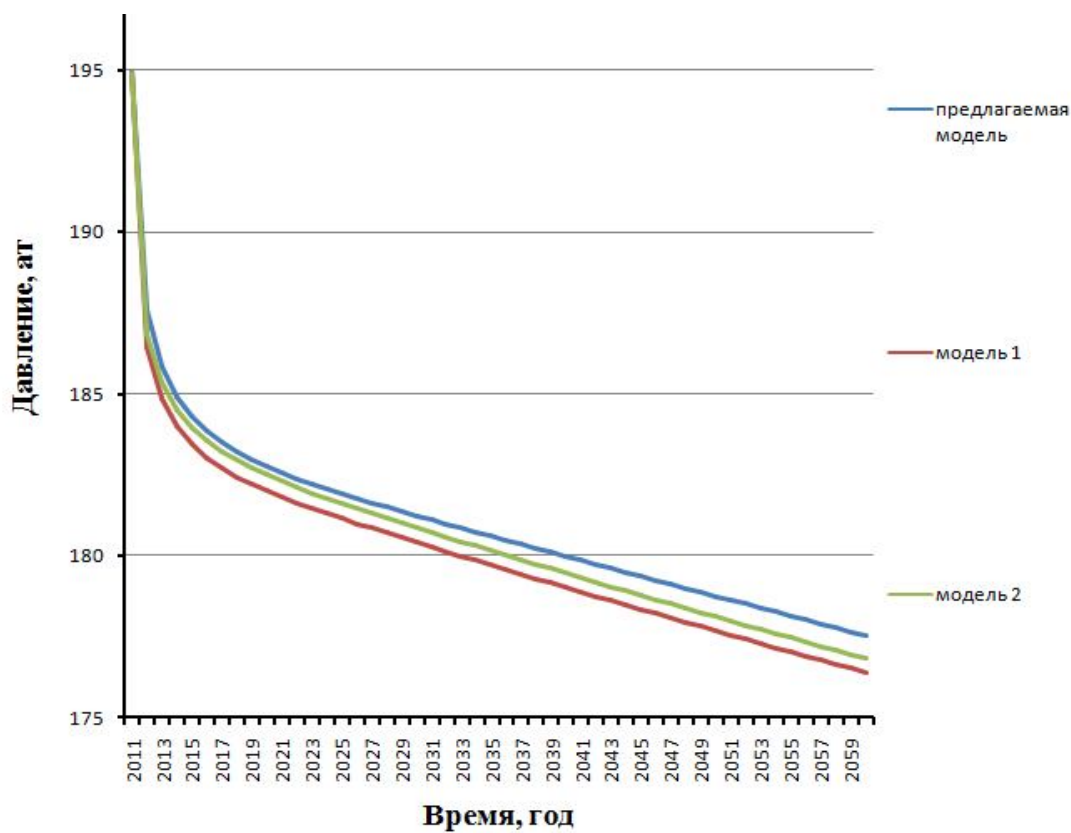


Рис. 6. Прогнозные динамики пластового давления в районе одной из скважин согласно трем моделям

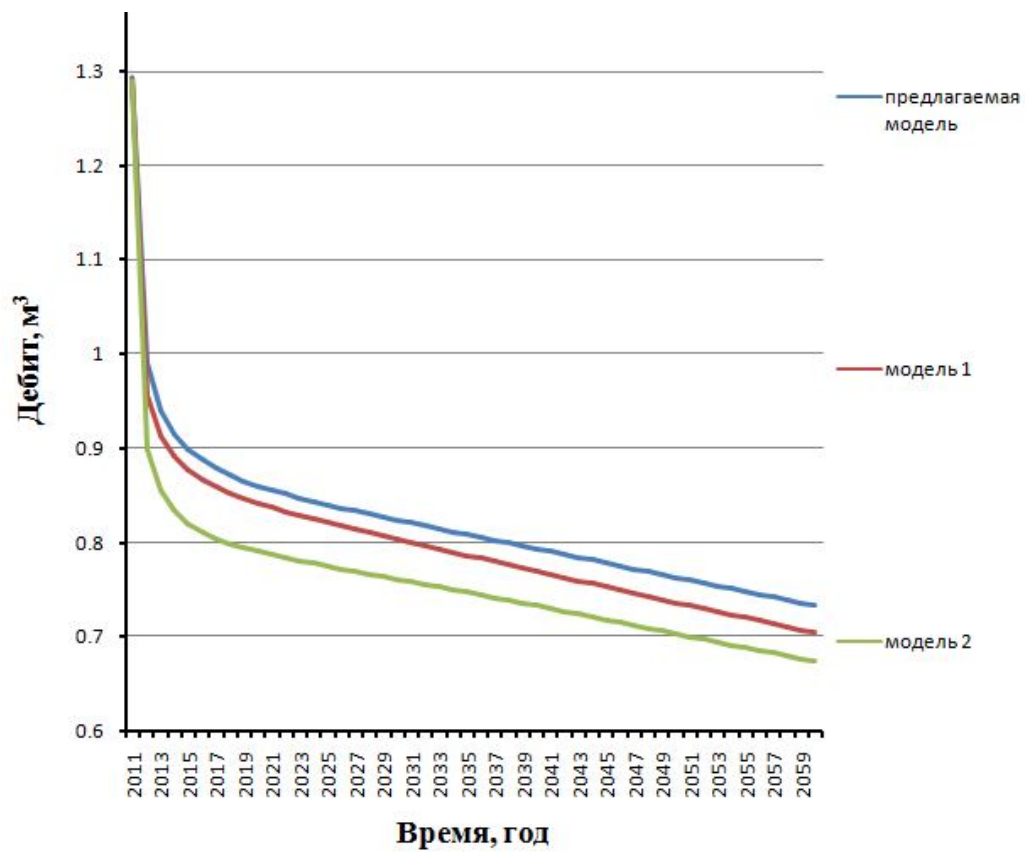


Рис. 7. Прогнозные динамики дебита одной из скважин согласно трем моделям