

УДК 532.546

МЕТОДИКА ПОДБОРА РЕЖИМА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Кряжев Всеволод Александрович¹,
kryazhev_seva@mail.ru

Кряжев Ярослав Александрович¹,
kryazhev_yar@mail.ru

Гильманов Александр Янович¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелев Александр Павлович¹,
a.p.shevelev@utmn.ru

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, Володарского, 6.

Актуальность. Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти среди всех месторождений углеводородов приводит к необходимости разработки газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками. Газ, имеющий меньшую плотность, чем нефть, располагается выше неё и формирует газовую шапку. Если добывается газ из этой шапки, давление в пласте снижается. За счет появления градиента давления между газовой шапкой и нефтяной оторочкой происходит фильтрация нефти в изначально газонасыщенную область залежи. Часть такой нефти становится неизвлекаемой традиционными способами в силу наличия критической нефтенасыщенности. Разработка нефтяной оторочки и отсрочка разработки газовой шапки далеко не всегда является экономически оптимальным решением. Поэтому актуальной задачей является выбор режима разработки нефтегазоконденсатной залежи. Такой выбор можно осуществить с помощью зарекомендовавшего себя в нефтегазовой промышленности гидродинамического моделирования.

Целью работы является создание методики подбора режима разработки месторождений с нефтяной оторочкой и газовой шапкой с помощью гидродинамического моделирования.

Объекты: газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками.

Методы. Моделирование основано на использовании классических законов сохранения массы и импульса для многофазной среды, решаемых с помощью неявной конечно-разностной схемы для давления и явной схемы для насыщенности фаз в гидродинамическом симуляторе. Рассчитывается несколько вариантов для одного месторождения с различными режимами разработки, отличающимися по времени перехода к совместной добычи нефти из оторочки и газа из газовой шапки, оценивается коэффициент извлечения нефти.

Результаты. С использованием гидродинамического симулятора получены значения конечных коэффициентов извлечения нефти для всех вариантов разработки. Установлено, что наибольший коэффициент извлечения нефти достигается при изначальной добыче нефти без разработки газовой шапки. Показано, что более поздний ввод газовой шапки в эксплуатацию позволяет достичь больших значений коэффициента извлечения нефти. Обоснован ввод в разработку газовой шапки спустя 15–20 лет после начала разработки нефтяной оторочки.

Ключевые слова:

Гидродинамическое моделирование, нефтегазоконденсатное месторождение, механика сплошных сред, закон сохранения массы, фильтрация жидкости в пористой среде, нефтяная оторочка.

Введение

Доля трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти постоянно увеличивается [1]. К залежам с такими запасами углеводородов относятся и газоконденсатные с нефтяными оторочками [2]. Добыча нефти из таких месторождений осложнена наличием так называемой газовой шапки [3]. Она располагается выше области, содержащей нефть, поскольку газ имеет меньшую плотность, чем жидкие фазы, содержащиеся в пласте. Нефть также имеет плотность меньше, чем вода, поэтому нефтяная зона располагается между газовой шапкой и водонасыщенной зоной. Если объемы газовой шапки значительно превышают объемы нефтяной части, то последняя называется нефтяной оторочкой.

Одна из ключевых проблем при разработке таких залежей кроется в наличии динамической связи меж-

ду нефтенасыщенной и газонасыщенной частями [4]. Это проявляется в трудноконтролируемых смещениях газонефтяного контакта в процессе разработки месторождения. При этом особо остро стоит вопрос об очередности разработки нефтенасыщенной и газонасыщенной частей относительно друг друга. По характеристикам пласта (например, если оторочка находится вблизи границ пласта и её свойства малоизучены) возможно принятие решения о первоочередной разработке газовой шапки. Данная стратегия чаще всего характеризуется максимальной экономической эффективностью, однако происходит падение пластового давления и расформирование оторочки, поскольку за счет появления градиента давления между газовой шапкой и нефтяной оторочкой происходит фильтрация нефти в область газовой шапки. Часть такой нефти становится неизвлекаемой традиционными

способами в силу наличия критической нефтенасыщенности [5]. В качестве решения проблемы предлагается закачивать газ для поддержания пластового давления и добывать большее количество нефти [3].

С точки зрения максимизации добычи нефти считается оптимальным вести первостепенную разработку оторочки. Однако в таком случае наблюдается ярко выраженное конусообразование газа. Кроме того, в этом случае отсрочка ввода газовой шапки в разработку приводит к снижению экономической эффективности проекта в целом, поскольку чем раньше вводится в эксплуатацию значительная по запасам газовая шапка, тем быстрее приходит прибыль от реализации газа [6]. Можно использовать растворители [7], поверхностно-активные вещества, пены [8] для добычи нефти из оторочки, но такое решение проблемы является достаточно дорогостоящим. При этом разработка оторочек осуществляется преимущественно на режиме истощения пластовой энергии. Традиционная закачка воды приводит к проталкиванию нефти в газонасыщенную часть, и происходит техногенное расформирование оторочки, поскольку часть такой нефти становится неподвижной [9].

Для предварительной оценки вариантов разработки месторождения в нефтегазовой промышленности применяется гидродинамическое моделирование [10], являющееся математическим моделированием гидродинамических процессов в пласте. Математическое моделирование успешно зарекомендовало себя при решении не только стандартных задач фильтрации нефти в пласте [11, 12], но и задач, связанных с анизотропией пласта [10], фильтрации нефтяной оторочки в виде отдельных капель – ганглий [13].

Все описанные варианты рассматривают поочередную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки. Поэтому при проектировании разработки нефтегазоконденсатных залежей помимо вариантов раздельной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки актуально также оценивать сценарии с их совместным вводом в эксплуатацию, в том числе с некоторой временной задержкой. Оценка эффективности вариантов разработки месторождения по наиболее важному критерию для нефтегазовой промышленности – коэффициенту извлечения нефти – позволит выбрать наилучший вариант эксплуатации залежи. Методики такой оценки в настоящее время не существует. Поэтому целью работы является создание методики подбора режима разработки месторождений с нефтяной оторочкой и газовой шапкой с помощью гидродинамического моделирования на примере нефтегазоконденсатной залежи в Западной Сибири. Впервые определяется оптимальный режим разработки такой залежи с помощью оценки конечного значения коэффициента извлечения нефти для всех вариантов разработки с различным моментом времени введения в эксплуатацию газовой шапки. Такой расчёт позволит дать рекомендации по увеличению коэффициента извлечения нефти не только на рассматриваемом месторождении Западной Сибири, но и на других подобных залежах.

Постановка задачи

Для расчёта дебита нефти и газа и определения коэффициентов извлечения этих фаз из нефтегазоконденсатного пласта необходимо вычислить изменение насыщенностей воды, газа и нефти, а также давления с течением времени. Для этого используется трёхфазная классическая модель «чёрной нефти» [12, 14], основанная на использовании законов сохранения массы фаз с учётом закона Дарси [15]. Фазами в модели считаются нефть, вода и газ, причём газ может быть растворён в нефти, поэтому нефть называется «летучей». Газ содержит долю примесей из тяжёлых углеводородов и называется «жирным». Пространство трёхмерное с декартовыми координатами x, y, z .

Уравнения модели «чёрной нефти» записываются следующим образом [12]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \rho_{wm0} \frac{S_w}{B_w} \right) = \operatorname{div} \left(\rho_{wm} \left[\frac{k k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right] \right) + q_w, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \rho_{om0} \left[\frac{S_o}{B_o} + R_{og} \frac{S_g}{B_g} \right] \right) = \operatorname{div} \sum_{i=o,g} \left(x_{oi} \rho_{im} \left[\frac{k k_{ri}}{\mu_i B_i} (\nabla p_i - \rho_i g \nabla z) \right] \right) + q_o, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \rho_{gm0} \left[\frac{S_g}{B_g} + R_{go} \frac{S_o}{B_o} \right] \right) = \operatorname{div} \sum_{i=o,g} \left(x_{gi} \rho_{im} \left[\frac{k k_{ri}}{\mu_i B_i} (\nabla p_i - \rho_i g \nabla z) \right] \right) + q_g, \quad (3)$$

$$p_o - p_g = p_{cog}, \quad (4)$$

$$p_o - p_w = p_{cow}, \quad (5)$$

$$\sum_{i=o,w,g} S_i = 1, \quad (6)$$

где t – время; m – пористость (отношение объёма пор к общему объёму пласта); i – индекс фазы (индекс o означает нефть, w – воду, g – газ); ρ_i, ρ_{im} и ρ_{im0} – соответственно плотность i -й фазы, молярная плотность i -й фазы и молярная плотность i -й фазы в стандартных условиях; S_i – насыщенность i -й фазы; B_i – объёмный коэффициент i -ой фазы (отношение объёма i -й фазы в пластовых условиях к объёму этой фазы в стандартных условиях); k – тензор абсолютной проницаемости пласта (способности пласта пропускать через себя жидкости и газ), который учитывает анизотропию проницаемости; k_{ri} – относительная фазовая проницаемость i -й фазы (отношение фазовой проницаемости i -й фазы, характеризующей способность этой фазы фильтроваться через пласт, к абсолютной проницаемости пласта); μ_i – динамическая вязкость i -й фазы; p_i – давление i -й фазы; g – ускорение свободного падения; q_i – объёмные источники массы i -й фазы; R_{og} и R_{go} – растворимость нефти в газе и газа в нефти соответственно; x_{oi} и x_{gi} – мольная доля нефти в i -й фазе и газа в i -й фазе соответственно; p_{cog} и p_{cow} – капиллярное давление в системе «нефть–газ» и «нефть–вода» соответственно.

Уравнения (1)–(3) являются законами сохранения массы воды, нефти и газа соответственно с учётом закона Дарси, уравнения (4) и (5) характеризуют капил-

лярные давления систем «нефть–газ» и «нефть–вода» соответственно, уравнение (6) является замыкающим соотношением на насыщенности фаз. Неизвестными в системе уравнений (1)–(6) являются насыщенности и давления фаз.

Начальные условия для системы уравнений (1)–(6) имеют вид:

$$S_w(t = 0, M(x, y, z) \in W) = 1 - S_{or},$$

$$S_w(t = 0, M(x, y, z) \notin W) = S_{wr}, \quad (7)$$

$$S_g(t = 0, M(x, y, z) \in G) = 1 - S_{wr} - S_{or},$$

$$S_g(t = 0, M(x, y, z) \notin G) = 0, \quad (8)$$

$$p(t = 0, x, y, z) = p_0, \quad (9)$$

где M – некоторая точка; G – область газовой шапки; W – область воды; S_{wr} – связанная водонасыщенность (минимальная водонасыщенность в пласте из-за невытесняемой воды); S_{or} – критическая нефтенасыщенность; p_0 – начальное пластовое давление.

После задания начальных условий (7)–(9) необходимо задание граничных условий:

$$\left(\frac{kk_{ri}}{\mu_i B_i} (\nabla p_i - \rho_i g \nabla z), N_j \right) = 0, \quad i = o, w, g, \quad (10)$$

где N_j – вектор нормали к j -й границе D_j ; скобками обозначено скалярное произведение векторов.

Граничные условия (10) соответствуют условиям непротекания жидкости и газа за границы пласта и учитывают анизотропию абсолютной проницаемости при задании её тензора.

Решение уравнений (1)–(3) осуществляется с помощью IMPES-метода [12], когда уравнения аппроксимируются с помощью конечно-разностной схемы, явной по насыщенности и неявной по давлению. Решение получающейся системы уравнений осуществляется с помощью итерационного метода Ньютона с абсолютной погрешностью 0,001.

Процедура моделирования крупных месторождений

Исходными данными для моделирования являются свойства пласта и насыщающих его фаз, которые берутся из геологической модели и лабораторных экспериментов с образцами горных пород (керном). Геологическая модель является имитацией пласта, разбитого на ячейки, свойства которых известны из промысловых исследований. Сетка такой модели является достаточно мелкой [16]. Её высокая дискретность обусловлена разрешающей способностью методов геофизики (порядка 0,4 м).

Для ускорения расчетов необходимо её укрупнять [17–19] с помощью пересчёта свойств пласта по формулам среднего арифметического взвешенного (11)–(13):

$$T_a = \frac{\sum_j h_j F_j T_j}{\sum_j h_j F_j}, \quad (11)$$

$$m_a = \frac{\sum_j m_j h_j F_j T_j}{\sum_j h_j F_j T_j}, \quad (12)$$

$$S_{ia} = \frac{\sum_j S_{ij} m_j h_j F_j T_j}{\sum_j m_j h_j F_j T_j}, \quad (13)$$

где T_a , m_a и S_{ia} – средневзвешенные значения песчаности (отношения эффективной нефтенасыщенной толщины к общей толщине), пористости и насыщен-

ности i -й фазы в укрупнённой ячейке (однако по различным ячейкам эти значения остаются разными); T_j , m_j и S_{ij} – значения песчаности, пористости и насыщенности i -й фазы в j -й ячейке геологической модели; h_j и F_j – толщина и площадь фильтрации (сечения) j -й ячейки геологической модели.

Проницаемость укрупнённой ячейки k_a при этом пересчитывается по степенной зависимости от пористости:

$$k_a = k_0 10^{16.181 m_a + 14.33}, \quad (14)$$

где постоянная с размерностью проницаемости $k_0 = 10^{-15} \text{ м}^2$.

С учётом (11)–(14) рассчитываются свойства пласта гидродинамической модели в каждой ячейке её сетки. Дальнейшие этапы моделирования крупных месторождений с помощью специального программного обеспечения – гидродинамических симуляторов – следующие:

- задание параметров флюидов (жидких фаз и газа);
- задание зависимостей относительных фазовых проницаемостей от насыщенностей фаз по данным лабораторных исследований образцов породы;
- задание функции уплотнения породы в процессе разработки (зависимости порового объёма от пластового давления);
- инициализация модели (задание начальных условий);
- задание граничных условий, источников воды из соседних пластов, скважин;
- настройка модели на результаты фактических исследований (история разработки, расходы флюидов по скважинам);
- задание параметров расчёта на прогноз.

Методика оценки эффективности вариантов разработки нефтегазоконденсатного месторождения

Рассмотренная выше процедура моделирования крупных месторождений не содержит критериев оценки эффективности вариантов разработки нефтегазоконденсатного месторождения. Поэтому необходимо создание методики такой оценки. Моделирование процессов разработки осуществлялось в гидродинамическом симуляторе tNavigator компании Rock Flow Dynamics.

Для анализа влияния разработки газовой шапки на величину коэффициента извлечения нефти из оторочки была сформирована матрица вариантов расчётов, которые можно разделить на три группы: первоочередная разработка нефтяной оторочки и консервация запасов газовой шапки, первоочередная разработка газовой шапки и консервация запасов нефтяной оторочки и совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки.

На первом этапе оценивался максимальный коэффициент извлечения нефти при консервации запасов газа. В расчётах была проведена оптимизация типа конструкции скважины, количества скважин, оптимального перепада давления, обеспечивающего эксплуатацию на безгазовом режиме. Оптимизация означала подбор конструкции горизонтальной скважины (её длины) и количества таких скважин для достижения максимального коэффициента извлечения нефти.

В расчётах первоочередной разработки газовой шапки проведена оптимизация количества скважин, а также дебита флюидов по критерию наибольшего коэффициента извлечения газа и приемлемого периода постоянных отборов (около 10 лет). При этом произведена количественная оценка оставшихся в пласте подвижных запасов нефти.

Затем при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки оценивался конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) при различных темпах отбора газа. Далее аналогичная процедура проводилась при различных временах ввода в разработку нефтяной оторочки после начала разработки газовой шапки. После этого аналогично оценивался КИН при различных временах задержки эксплуатации газовой шапки после начала разработки нефтяной оторочки. Наибольший КИН среди всех вариантов свидетельствует о наиболее эффективном варианте разработки нефтегазоконденсатного месторождения.

Апробация методики на одном из месторождений Западной Сибири

Объект разработки

Апробация разработанной методики оценки эффективности вариантов разработки нефтегазоконденсатной залежи проводилась на одном из месторождений Западной Сибири. Пласт содержит газовую шапку со средней вертикальной толщиной h_g (эффективной мощностью) 19,4 м, нижележащую нефтяную оторочку со средней толщиной h_o (эффективной мощностью) 4,7 м, под которой находится водонасыщенная зона. Нефтяная зона классифицирована как оторочка, поскольку её толщина существенно меньше толщины газовой шапки. В табл. 1 приведены: средняя пористость m пласта, средняя проницаемость k пласта, начальное пластовое давление p_0 , глубина залегания пласта H и другие свойства пласта.

Таблица 1. Свойства пласта одного из месторождений Западной Сибири

Table 1. Reservoir properties of one of the fields in Western Siberia

Свойство/Property	Значение/Value
H	3100 м (m)
m	0,15
k	$3,92 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 (\text{м}^2)$
h_g	19,4 м (m)
h_o	4,7 м (m)
p_0	$3,08 \cdot 10^7 \text{ Па (Pa)}$

Свойства нефти, насыщающей пласт, приведены в табл. 2, причём μ_o означает динамическую вязкость нефти в пластовых условиях, а μ_{o0} – динамическую вязкость нефти в стандартных условиях. Нефть содержит растворённый в ней газ с исходным газовым фактором (отношением объёма газа, содержащегося в нефти, к объёму нефти) σ .

Плотность газа из рассматриваемого месторождения $\rho_g=0,74 \text{ кг/м}^3$. Поскольку газ содержит некоторую часть тяжёлых углеводородных фракций, которые могут выпасть в пласте в виде конденсата, то в расчётах использовалось также потенциальное содержание

конденсата (отношение массы тяжёлых фракций к общему объёму газа), равное $0,221 \text{ кг/м}^3$.

Таблица 2. Свойства нефти из пласта одного из месторождений Западной Сибири

Table 2. Oil properties of reservoir of one of the fields in Western Siberia

Свойство/Property	Значение/Value
ρ_o	$848 \text{ кг/м}^3 (\text{кг/м}^3)$
μ_o	$3,9 \cdot 10^{-4} \text{ Па}\cdot\text{с (Pa}\cdot\text{s)}$
μ_{o0}	$1,3 \cdot 10^{-2} \text{ Па}\cdot\text{с (Pa}\cdot\text{s)}$
σ	$0,204 \text{ м}^3/\text{кг} (\text{м}^3/\text{кг})$

Свойства воды следующие: $\rho_w=1000 \text{ кг/м}^3$, $\mu_w=0,32 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, сжимаемость воды $4,28 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$, $B_w=1,02$, коэффициент изменения вязкости воды при увеличении давления $9,29 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$. Связанная водонасыщенность составляет 0,2, критическая нефтенасыщенность 0,32.

По результатам лабораторных исследований пластового газа и нефти определены зависимости свойств флюидов от пластового давления. На рис. 1 представлены зависимости объёмных коэффициентов газа и нефти от давления в пласте, на рис. 2 – динамических вязкостей этих фаз от p , на рис. 3 – растворимостей газа в нефти и нефти в газе от пластового давления. Погрешность определения данных параметров связана с погрешностью прямых замеров, а также с осреднением результатов экспериментов, проводимых на различных глубинных пробах флюидов, и не превышает 5 %.

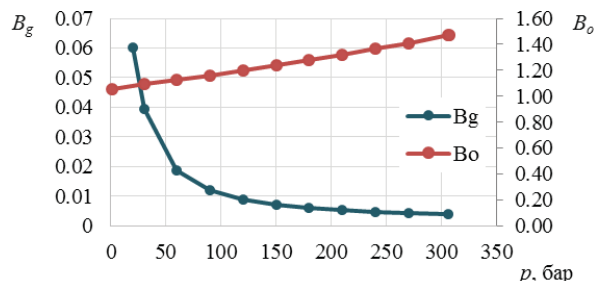


Рис. 1. Зависимость объёмного коэффициента нефти B_o (красная линия) и газа B_g (синяя линия) от давления в пласте p

Fig. 1. Dependence of the volumetric coefficient of oil B_o (red line) and gas B_g (blue line) on the pressure in the reservoir p

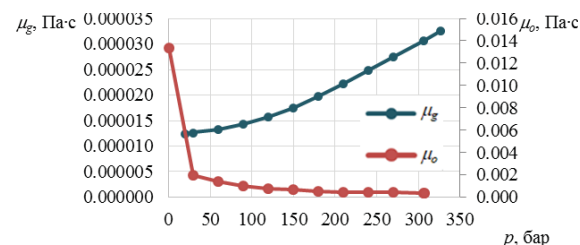


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости нефти μ_o (красная линия) и газа μ_g (синяя линия) от давления в пласте p

Fig. 2. Dependence of the dynamic viscosity of oil μ_o (red line) and gas μ_g (blue line) on the pressure in the reservoir p

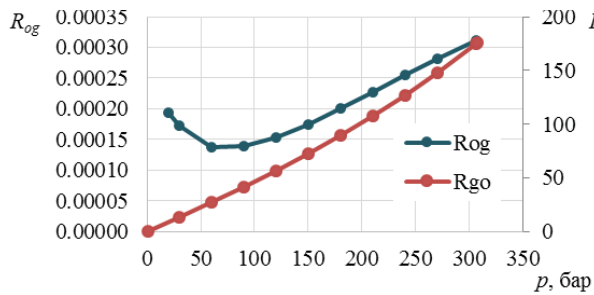


Рис. 3. Зависимость растворимости газа в нефти R_{go} (красная линия) и нефти в газе R_{og} (синяя линия) от давления в пласте p

Fig. 3. Dependence of the solubility of gas in oil R_{go} (red line) and oil in gas R_{og} (blue line) on the pressure in the reservoir p

Зависимости относительных фазовых проницаемостей флюидов в системах «газ–вода» (рис. 4), «нефть–вода» (рис. 5) от водонасыщенности и «нефть–газ» (рис. 6) от газонасыщенности определены по результатам лабораторных исследований керна (образцов горной породы). Относительная погрешность определения фазовых проницаемостей образцов при помощи лабораторной установки не превышает 5 %, насыщенностей – 10 % (рис. 7). Данное обстоятельство приводит к неопределенности динамики изменения подвижности фаз в процессе разработки и, как следствие, нефтеотдачи. Исходя из этого, для минимизации рисков при проектировании разработки рекомендуется дополнительно оценивать «пессимистичный» и «оптимистичный» варианты, соответствующие предельным кривым относительных фазовых проницаемостей (красная и зелёная линии на рис. 7).

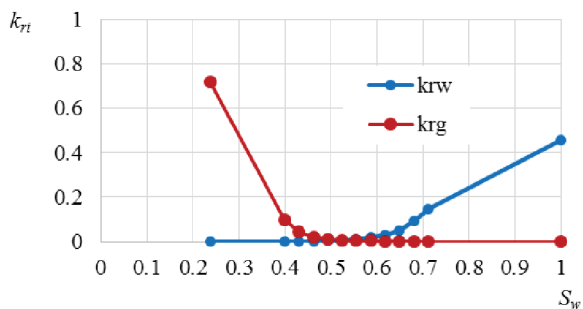


Рис. 4. Зависимость относительной фазовой проницаемости газа k_{rg} (красная линия) и воды k_{rw} (синяя линия) от водонасыщенности S_w в системе «газ–вода»

Fig. 4. Dependence of relative phase permeability of gas k_{rg} (red line) and water k_{rw} (blue line) on water saturation S_w in the «gas–water» system

Зависимость капиллярного давления в системе «нефть–вода» от водонасыщенности приведена в табл. 3. При этом $p_{cog}=0$.

При расчётах для разработки нефтяной оторочки принимается, что скважины расположены рядами, закачка в пласт не ведётся (режим разработки на истощение залежи), установлены ограничения по минимальному дебиту нефти $1,16 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$, по максимальной обводнённости (доли воды в добываемой жидко-

сти) 98 %, что обусловлено экономическими причинами добычи нефти, по максимальному газовому фактору $2,5 \text{ м}^3/\text{кг}$, по минимальному забойному давлению (давлению на открытом конце скважины в пласте) $5 \cdot 10^6 \text{ Па}$. Расчётный период охватывает 70 лет.

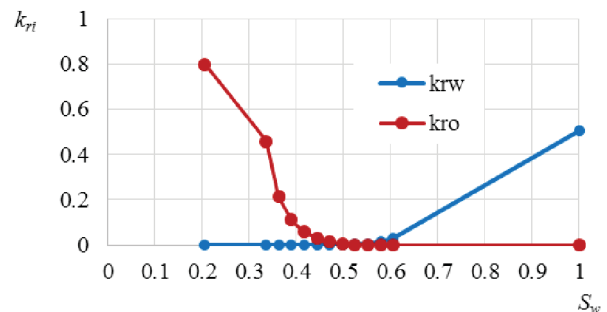


Рис. 5. Зависимость относительной фазовой проницаемости нефти k_{ro} (красная линия) и воды k_{rw} (синяя линия) от водонасыщенности S_w в системе «нефть–вода»

Fig. 5. Dependence of relative phase permeability of oil k_{ro} (red line) and water k_{rw} (blue line) on water saturation S_w in the «oil–water» system

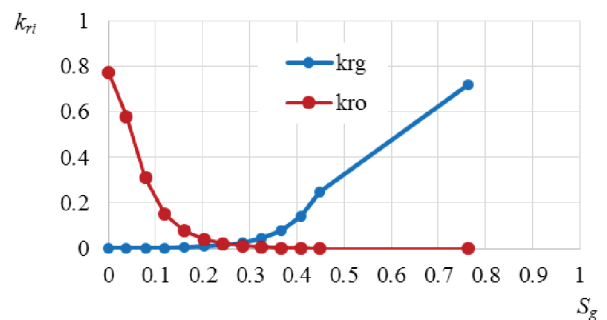


Рис. 6. Зависимость относительной фазовой проницаемости нефти k_{ro} (красная линия) и газа k_{rg} (синяя линия) от газонасыщенности S_g в системе «нефть–газ»

Fig. 6. Dependence of relative phase permeability of oil k_{ro} (red line) and gas k_{rg} (blue line) on gas saturation S_g in the «oil–gas» system

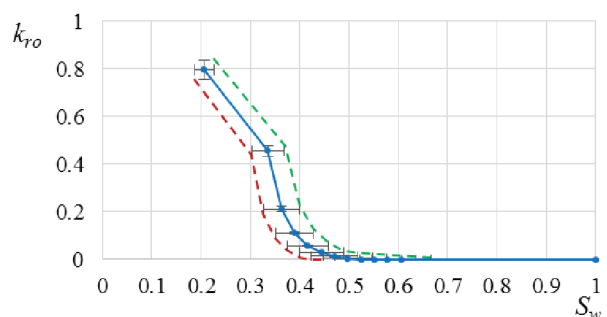


Рис. 7. Оценка погрешности определения относительной фазовой проницаемости нефти k_{ro} (синяя линия) в системе «нефть–вода»

Fig. 7. Estimation of the error in determining the relative phase permeability of oil k_{ro} (blue line) in the «oil–water» system

Для эксплуатации газовой шапки устанавливаются следующие условия: максимальная скорость течения

газа на устье (верхнем конце) скважины 20 м/с, максимальный перепад давления в пласте составляет 20 % от p_0 , минимальное устьевое давление $8 \cdot 10^5$ Па, максимальный водогазовый фактор (отношение объёма воды к объёму газа в добываемой продукции скважины) $3 \cdot 10^{-5}$ м³/м³. Расчётный период составляет 70 лет.

Таблица 3. Зависимость капиллярного давления в системе «нефть–вода» от водонасыщенности

Table 3. Dependence of capillary pressure in the «oil–water» system on water saturation

S_w	$P_{\text{сов.}}$, Па (Pa)
0,237	$3,00 \cdot 10^5$
0,399	$5,84 \cdot 10^4$
0,430	$4,59 \cdot 10^4$
0,462	$3,71 \cdot 10^4$
0,493	$3,07 \cdot 10^4$
0,524	$2,59 \cdot 10^4$
0,555	$2,20 \cdot 10^4$
0,587	$1,89 \cdot 10^4$
0,618	$1,65 \cdot 10^4$
0,649	$1,45 \cdot 10^4$
0,680	$1,31 \cdot 10^4$
0,711	$1,22 \cdot 10^4$
1	0

Результаты расчетов

Согласно разработанной методике, на первом этапе оценивался максимальный КИН при опережающей разработке нефтяной оторочки. В связи с низкой эффективностью использования вертикальных и наклонно-направленных скважин при разработке нефтяных оторочек [20] в данной работе рассматривалось применение горизонтальных скважин с различной длиной вскрытия залежи. В результате оптимизации конструкции скважин и их числа определены общее число скважин – 5, которые показаны на рис. 8, и длина каждой горизонтальной скважины 1000 м. Цветом на рис. 8 показана нефтенасыщенная толщина, красный цвет соответствует наибольшим значениям этой величины, далее, в соответствии с порядком цветов при дисперсии света, нефтенасыщенная толщина убывает, синий цвет соответствует наименьшим значениям этой величины. Видно, что скважины располагаются в наиболее нефтенасыщенных областях оторочки.

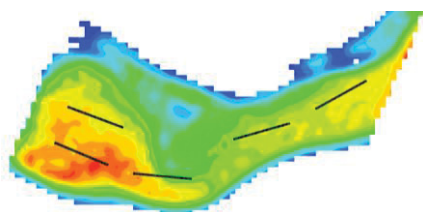


Рис. 8. Расположение горизонтальных скважин (чёрные линии) при разработке нефтяной оторочки

Fig. 8. Location of horizontal wells (black lines) in oil rim development

На рис. 9 показана зависимость коэффициента извлечения нефти R_o от перепада давления Δp в пласте для данного месторождения. Анализ зависимости показывает, что при оптимальном перепаде давления

$2 \cdot 10^6$ Па (показан цветом на рис. 9) достигается максимальный конечный коэффициент извлечения нефти 9,7 %. Наличие оптимума КИН связано с тем, что при дальнейшем росте перепада давления в пласте начинает возрастать количество добываемого с нефтью газа, который постепенно из-за большей своей подвижности блокирует течение нефти.

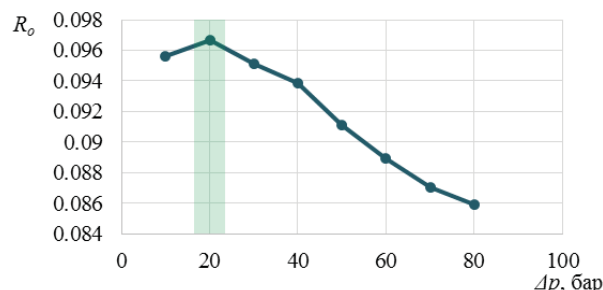


Рис. 9. Зависимость коэффициента извлечения нефти R_o от перепада давления Δp в пласте

Fig. 9. Dependence of oil recovery factor R_o on the differential pressure Δp in the reservoir

Далее по методике оценивался максимальный КИН при опережающей разработке газовой шапки. В результате оптимизации конструкции скважин и их числа определено общее число скважин – 5, которые показаны на рис. 10, и длина каждой горизонтальной скважины 500 м. Видно, что скважины располагаются в области наибольшей концентрации запасов газа и расходятся из одной точки – куста газовых скважин.

При разработке газовой шапки на истощение снижается давление в залежи. Это приводит к фильтрации нефти в газонасыщенную часть (рис. 11). При этом часть внедрившейся нефти становится неподвижной, поскольку её насыщенность меньше критической, которая для данной залежи достаточно велика и составляет 0,32. Поэтому при увеличении дебита газа Q_g увеличивается доля потерь подвижных запасов нефти S_{ol} – доля оставшихся в пласте запасов нефти из тех, что изначально могли быть добыты (рис. 12). Но спустя продолжительное время потери приходят к одному значению – около 20 % от начальных подвижных запасов нефти. Это связано с технологическими ограничениями газоконденсатных скважин, в ином случае при увеличении дебита газа доля потерь подвижных запасов всегда бы возрастала. Однако 20 % потерь подвижных запасов не означает, что КИН снизится тоже на 20 %, поскольку на этот показатель также влияет энергетический потенциал залежи, который снижается в процессе выработки запасов газа, и вязкость нефти, которая снижается вследствие её разгазирования.

Далее проводился расчёт конечного КИН при одновременной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки, причём нефтяная оторочка разрабатывалась 5 скважинами в областях с наибольшей нефтенасыщенной толщиной. Зависимость КИН R_o от темпа отбора газа V_g (отношения объёма отбираемого в год газа к общему объёму газа в газовой шапке) приведена на рис. 13. Анализ этой зависимости по-

казывает, что с ростом темпов отбора газа КИН снижается, что обусловлено снижением эффекта вытеснения нефти газовой шапкой, запасы которой добываются быстрее.

Если же смещать, согласно разработанной методике, на более поздний срок разработку нефтяной оторочки при эксплуатации газовой шапки, то КИН снижается ещё более существенно. Это видно из рис. 14, на котором приведена зависимость относительного КИН R_{or} , равного отношению КИН при вводе нефтяной оторочки в эксплуатацию спустя некоторый промежуток времени t_{ro} после начала разработки газовой шапки – времени задержки разработки нефтяной оторочки, к значению КИН при одновременной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки при таких же темпах отбора газа $V_g=0,035$. Существенное снижение КИН обусловлено значительным отбором газа до разработки нефтяной оторочки, поэтому газовая шапка почти не участвует в процессе вытеснения нефти из пласта.

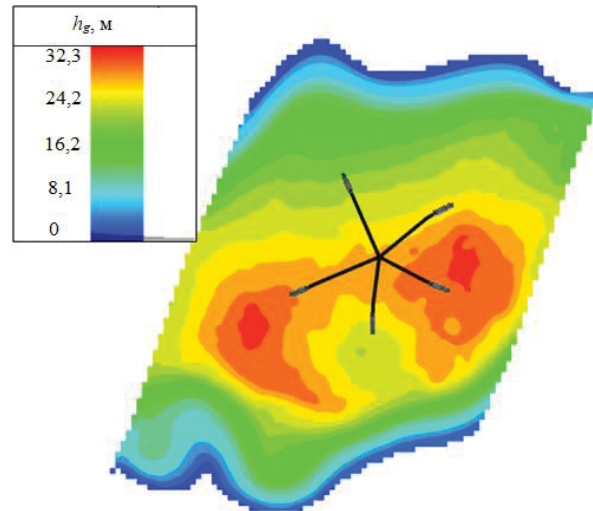


Рис. 10. Расположение горизонтальных скважин (чёрные линии) при разработке газовой шапки

Fig. 10. Location of horizontal wells (black lines) in gas cap development

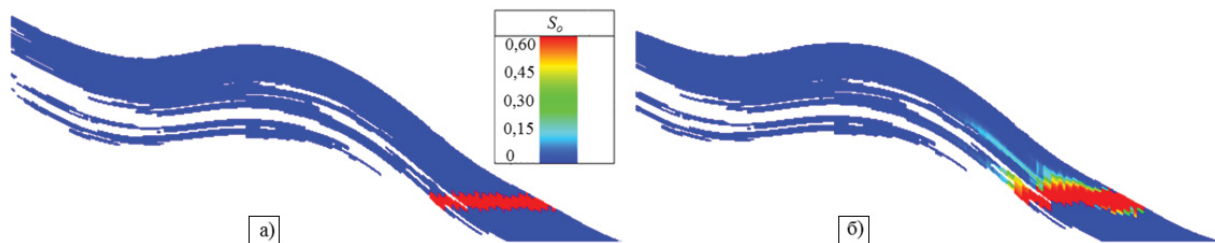


Рис. 11. Визуализация процесса расформирования нефтяной оторочки в процессе выработки запасов газовой шапки в начальный момент времени (а) и на 70 год разработки газовой шапки (б), S_o – нефтенасыщенность

Fig. 11. Visualization of oil rim disintegration during the development of gas cap reserves at the initial time (a) and at the 70th year of gas cap development (b), S_o – oil saturation

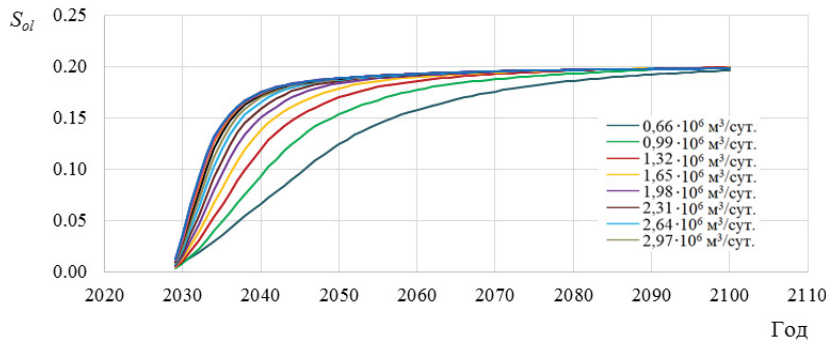


Рис. 12. Динамика доли потерь подвижных запасов нефти S_{ol} при различных значениях дебита газа Q_g

Fig. 12. Dynamics of the share of losses of mobile oil reserves S_{ol} at various values of the gas flow rate Q_g

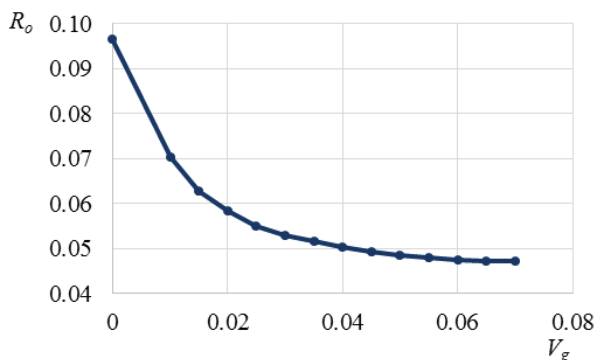


Рис. 13. Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти R_o от темпов отбора газа V_g

Fig. 13. Dependence of the final oil recovery factor R_o on the rate of gas extraction V_g

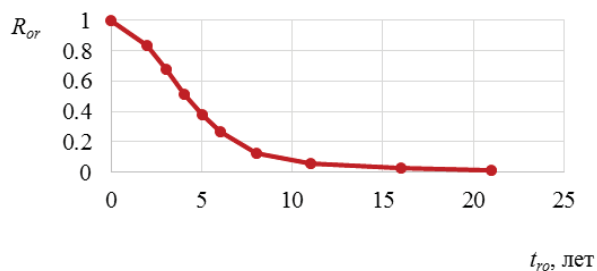


Рис. 14. Зависимость относительного коэффициента извлечения нефти R_{or} от времени задержки разработки нефтяной оторочки t_{ro} при $V_g=0,035$

Fig. 14. Dependence of the relative oil recovery factor R_{or} on the oil rim development delay time t_{ro} at $V_g=0,035$

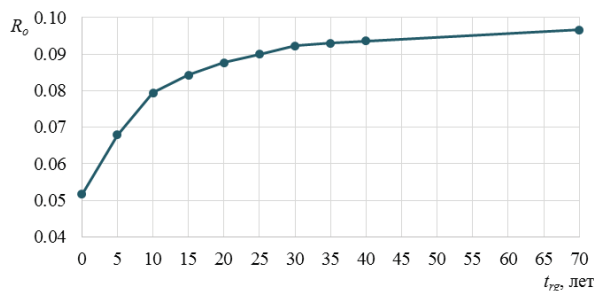


Рис. 15. Зависимость коэффициента извлечения нефти R_o от времени задержки разработки газовой шапки t_{rg} при $V_g=0,035$

Fig. 15. Dependence of the oil recovery factor R_o on the gas cap development delay time t_{rg} at $V_g=0,035$

Поскольку при разработке только нефтяной оторочки газ не добывается, то целесообразна совместная разработка этой оторочки и газовой шапки с задержкой эксплуатации газовой шапки, которая до ввода в эксплуатацию помогает вытеснять нефть из пласта из-за подвижного газа. Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти R_o от времени задержки ввода в эксплуатацию газовой шапки t_{rg} после начала разработки нефтяной оторочки при прежних темпах отбора газа приведена на рис. 14. Анализ этой зависимости показывает, что чем позже начинается добыча газа, тем больше нефти будет добыто из пласта. Если задерживать разработку газовой шапки на 70 лет после начала разработки нефтяной оторочки,

то достигается максимальный КИН 9,7 %, как при разработке только нефтяной оторочки. Однако необходима также добыча газа и его продажа, что обусловлено экономическими причинами и использованием инфраструктуры скважин, поэтому целесообразно отложить разработку газовой шапки на 15–20 лет после начала добычи нефти из оторочки, когда достигается приемлемое значение КИН в диапазоне от 8,4 до 8,8 %, когда уменьшение КИН составит в пределах 10 % от величины максимального КИН.

Заключение

В работе была сформирована матрица вариантов разработки нефтегазоконденсатной залежи месторождения Западной Сибири. Произведены технологические расчёты в гидродинамическом симуляторе tNavigator. По результатам расчётов можно заключить, что максимальный КИН 9,7 % достигается при первоочередной разработке нефтяной оторочки. Установлено, что в случае одновременного воздействия на нефтяную оторочку и газovou шапку КИН уменьшается за счёт снижения активности газовой шапки в процессе вытеснения нефти. При увеличении темпов отбора газа величина конечного КИН уменьшается.

Показано, что первоочередная разработка газовой шапки приводит к потерям подвижных запасов нефти и препятствованию фильтрации нефти, что значительно снижает КИН.

Определено, что наиболее целесообразным с точки зрения максимальных значений коэффициентов извлечения нефти и газа является ввод в разработку газовой шапки спустя 15–20 лет после начала разработки нефтяной оторочки.

В случае первоочередной разработки газовой шапки необходимо проводить оценку потерь подвижных запасов нефти и осуществлять контроль вытеснения нефти из оторочки при помощи разведочного фонда скважин для принятия оперативных решений.

К перспективам развития работы можно отнести создание универсальной прокси-модели (например, на основе нейросетевого моделирования), позволяющей определять оптимальную стратегию разработки нефтегазоконденсатной залежи с различными свойствами пласта и флюидов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Киреев Т.Ф., Булгакова Г.Т., Хатмуллин И.Ф. Моделирование полимерного заводнения с использованием сетки Вороного // Вычислительная механика сплошных сред. – 2018. – Т. 11. – № 1. – С. 15–24.
2. Волженина Д.А., Шарф И.В., Сабанчин И.В. Анализ эффективности применения сайлинг-технологии при разработке залежей газового конденсата // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 18–27.
3. Feasibility of gas injection in gas cap for decline management of a mature offshore field / A. Thapliyal, S. Kundu, S. Chowdhury, D. Singh, H. Singh // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India, 9–11 April 2019. – Paper № SPE-194570-MS. – P. 1–10.
4. Optimum well type for oil rim reservoirs with large gas-cap and strong aquifer / S. Ogiriki, G. Imonike, N. Ogolo, M. Onyekonwu // SPE Oil and Gas Nigeria Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, 2018. – Paper № SPE-193411-MS.
5. Samolovov D. Analysis of factors influenced on oil rim breaking up during gas cap development // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 2019. – Paper № SPE-196914-MS.
6. Uwaga A.O., Lawal K.A. Concurrent gas-cap and oil-rim production: the swing gas option // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Abuja, Nigeria, 2006. – Paper № SPE-105985-MS.
7. Kaleli M.K., Farouq Ali S.M. Controlling mobility ahead of a viscous oil bank // Annual Technical Meeting. – Calgary, Alberta, Canada, 7–10 June 1987. – Paper № PETSOC-87-38-64. – P. 1085–1110.
8. Janssen M.T., Zitha P.L., Pilus R.M. Oil recovery by alkaline/surfactant/foam flooding: effect of drive-foam quality on oil-bank propagation // SPE Journal. – 2019. – V. 24. – № 6. – P. 2758–2775.

9. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ) / С.В. Буракова, Д.В. Изюмченко, И.И. Минаков, В.А. Истомина, Е.Л. Кумейко // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.
10. Колбиков С.В., Кузнецова Я.В., Смирнов А.Ю. Метод построения куба анизотропии и его использование в гидродинамическом моделировании // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., Россия, 15–17 октября 2018. – Статья № SPE-191622-18RPTC-RU. – С. 1–11.
11. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
12. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
13. Egbogah E. The concept of relative ganglion velocity and generalization to oil- bank movements in porous media // SPE Reservoir Engineering. – 1987. – V. 2. – № 4. – P. 671–676.
14. Muskat M., Meres M.W. The flow of heterogeneous fluids through porous media // Physics. – 1936. – V. 7. – № 9. – P. 346–363.
15. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
16. Improved distance based upgridding and diffuse source upscaling for high resolution geologic models / I. Syed, C.-H. Liu, M.G. Kelkar, M.J. King // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, USA, 26–29 October 2020. – Paper № SPE-201727-MS. – P. 1–26.
17. Al-Ibadi H., Stephen K.D., Mackay E. An analysis of numerically induced pulses in simulations of low-salinity waterflooding and their reduction by flow upscaling // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – № 2. – P. 897–917.
18. Comprehensive study of the Oda corrected permeability upscaling method / M.G. Haridy, F. Sedighi, P. Ghahri, K. Usse nova, M. Zhiyenkulov // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Bali, Indonesia, 29–31 October 2019. – Paper № SPE-196399-MS. – P. 1–19.
19. Doorwar S., Ambastha A. Pseudorelative permeabilities for simulation of unstable viscous oil displacement // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2020. – V. 23. – № 4. – P. 1403–1419.
20. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. – 536 с.

Поступила 28.02.2022 г.

Информация об авторах

Кряжев В.А., аспирант, Тюменский государственный университет.

Кряжев Я.А., аспирант, Тюменский государственный университет.

Гильманов А.Я., аспирант, Тюменский государственный университет.

Шевелев А.П., кандидат физико-математических наук, профессор, Тюменский государственный университет.

UDC 532.546

METHODOLOGY FOR SELECTING THE MODE OF DEVELOPMENT OF OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSIT USING HYDRODYNAMIC SIMULATION

Vsevolod A. Kriazhev¹,
kryazhev_seva@mail.ru

Yaroslav A. Kriazhev¹,
kryazhev_yar@mail.ru

Alexandr Ya. Gilmanov¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Alexandr P. Shevelev¹,
a.p.shevelev@utmn.ru

¹ University of Tyumen,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

The relevance. Increase in the share of hard-to-recover oil reserves among all hydrocarbon deposits leads to the need to develop gas condensate fields with oil rims. Gas with lower density than oil is located above it and forms a gas cap. If gas is produced from this cap, the reservoir pressure decreases. Due to a pressure gradient between the gas cap and the oil rim, oil flows into the initially gas-saturated area of the formation. Some of this oil becomes unrecoverable by traditional methods due to the presence of residual oil saturation. The development of an oil rim and the postponement of the development of a gas cap is not always an economically optimal solution. Therefore, a relevant task is to choose the mode of development of an oil and gas condensate field. Such a choice can be made using hydrodynamic simulation, which has shown itself well in the oil and gas industry.

The main aim of the work is to create a methodology for selecting the mode of development of the field with an oil rim and a gas cap using hydrodynamic simulation.

Objects of the research are gas condensate deposits with oil rims.

Methods. Simulation is based on the use of classical laws of conservation of mass and momentum for a multiphase medium, solved using an implicit finite-difference scheme for pressure and an explicit scheme for phase saturation in hydrodynamic simulator. Several options are calculated for one field with various development modes, differing in the time of transition to joint production of oil from the rim and gas from the gas cap, the oil recovery factor is estimated.

Results. Using a hydrodynamic simulator, the values of the final oil recovery factors for all development modes were obtained. It is established that the highest oil recovery factor is achieved with the initial oil production without the development of a gas cap. It is shown that the later development of the gas cap makes it possible to achieve large values of the oil recovery factor. The introduction of the gas cap into development 15–20 years after the beginning of the development of the oil rim is justified.

Key words:

Hydrodynamic simulation, oil and gas condensate field, continuum mechanics, law of conservation of mass, filtration of liquid in a porous medium, oil rim.

REFERENCES

- Kireev T.F., Bulgakova G.T., Khatmullin I.F. Modeling of polymer flooding using Voronoi grid. *Computational Continuum Mechanics*, 2018, vol. 11, no. 1, pp. 15–24. In Rus.
- Volzhenina D.A., Sharf I.V., Sabanchin I.V. Analysis of efficiency of applying cycling in reservoir development of gas condensate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 18–27. In Rus.
- Thapliyal A., Kundu S., Chowdhury S., Singh D., Singh H. Feasibility of gas injection in gas cap for decline management of a mature offshore field. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2019. Paper no. SPE-194570-MS. pp. 1–10.
- Ogiriki S., Imonike G., Ogolo N., Onyekonwu M. Optimum well type for oil rim reservoirs with large gas-cap and strong aquifer. *SPE Oil and Gas Nigeria Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, 2018. Paper no. SPE-193411-MS.
- Samolovov D. Analysis of factors influenced on oil rim breaking up during gas cap development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2019. Paper no. SPE-196914-MS.
- Uwaga A.O., Lawal K.A. Concurrent gas-cap and oil-rim production: the swing gas option. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Abuja, Nigeria, 2006. Paper no. SPE-105985-MS.
- Kaleli M.K., Farouq Ali S.M. Controlling mobility ahead of a viscous oil bank. *Annual Technical Meeting*. Calgary, Alberta, Canada, 1987. Paper no. PETSOC-87-38-64. pp. 1085–1110.
- Janssen M.T., Zitha P.L., Pilus R.M. Oil recovery by alkane/surfactant/foam flooding: effect of drive-foam quality on oil-bank propagation. *SPE Journal*, 2019, vol. 24, no. 6, pp. 2758–2775.
- Burakova S.V., Izyumchenko D.V., Minakov I.I., Istomin V.A., Kumeyko E.L. Problemy osvoeniya tonkikh neftyanykh otorochek gazokondensatnykh zalezhey Vostochnoy Sibiri (na primere botuobinskoy zalezhi Chayandinskogo NGKM) [Problems of development of thin oil rims of gas condensate deposits in Eastern Siberia (on the example of the Botuobinsk deposit of the Chayandinskoye oil and gas condensate field)]. *Vesti Gazovoy nauki*, 2013, no. 5 (16), pp. 124–133.
- Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. Metod postroeniya kuba anizotropii i ego ispolzovanie v gidrodinamicheskom [Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation]. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2018. Paper no. SPE-191622-18RPTC-MS. pp. 1–9.
- Aziz H., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. London, Applied Science Publishers Ltd., 1979. 476 p.
- Kanevskaya R.D. *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Mathematical simulation of hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits]. Moscow, Izhevsk, Institut Kompyuternykh Issledovaniy Publ., 2002. 140 p.
- Egbogah E. The concept of relative ganglion velocity and generalization to oil-bank movements in porous media. *SPE Reservoir Engineering*, 1987, vol. 2, no. 4, pp. 671–676.

14. Muskat M., Meres M.W. The flow of heterogeneous fluids through porous media. *Physics*, 1936, vol. 7, no. 9, pp. 346–363.
15. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground hydromechanics]. Moscow, Nedra Publ., 1993. 416 p.
16. Syed I., Liu C.-H., Kelkar M.G., King M.J. Improved distance based upgridding and diffuse source upscaling for high resolution geologic models. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 2020. Paper no. SPE-201727-MS, pp. 1–26.
17. Al-Ibadi H., Stephen K.D., Mackay E. An analysis of numerically induced pulses in simulations of low-salinity waterflooding and their reduction by flow upscaling. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 2, pp. 897–917.
18. Haridy M.G., Sedighi F., Ghahri P., Ussenova K., Zhiyenkulov M. Comprehensive study of the Oda corrected permeability upscaling method. *SPE/LATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, 2019. Paper no. SPE-196399-MS. pp. 1–19.
19. Doorwar S., Ambastha A. Pseudorelative permeabilities for simulation of unstable viscous oil displacement. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2020, vol. 23, no. 4, pp. 1403–1419.
20. Butler R.M. *Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen*. Petroleum Society of the CIM, 1996. 228 p.

Received: 28 February 2022.

Information about the authors

Vsevolod A. Kriazhev, postgraduate, University of Tyumen.

Yaroslav A. Kriazhev, postgraduate, University of Tyumen.

Alexandr Ya. Gilmanov, postgraduate, University of Tyumen.

Alexandr P. Shevelev, Cand. Sc., professor, University of Tyumen.