Д.Д. Каримов, И.А. Дьячук (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНОГО БЕЗВОДНОГО ДЕБИТА НЕФТИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Dinar D. Karimov, Ivan A. Dyyachuk (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

ANALYSIS OF CALCULATIONS OF WATER-FREE PRODUCTION RATE LIMIT IN VERTICAL OIL WELLS

Введение

При добыче нефти и газа выработку пластов с контактными запасами необходимо осуществлять методами, исключающими или минимизирующими вероятность образования конуса воды. Формируется конус воды в результате снижения забойного давления до определенной величины, при которой происходит прорыв воды, что означает, что градиент давлений превысил гравитационный градиент, вязкостные и капиллярные силы.

Цели и задачи

Проанализировать различные математические подходы к оценке явления конусообразования воды в вертикальных скважинах.

Результаты

Проведенный анализ показал, что большинство методов имеют общую тенденцию уменьшения предельного безводного дебита до нулевого значения при стремлении степени вскрытия пласта к единице; это говорит о том, что при полном вскрытии нефтенасыщенной толщины в пласте с контактными запасами при любом значении дебита нефти будет образовываться конус воды.

Background

When producing oil and gas, the development of formations with contact reserves must be carried out by methods that exclude or minimize the likelihood of water coning formation. Water coning is formed as a result of lowering the bottomhole pressure to a certain value, at which water breakthrough occurs, which means that the pressure gradient has exceeded the gravity gradient, viscous and capillary forces.

Aims and Objectives

Analyzing various mathematical approaches to assessing the phenomenon of water coning in vertical wells.

Results

The analysis showed that most of the methods have a general tendency to reduce the maximum water-free production rate to zero when the fractional wellbore penetration tends to be one. This fact suggests that the water cone will form with full penetration of the oil-saturated thickness in a reservoir with contact reserves at any value of oil production rate.

Ключевые слова: конус воды; вертикальная скважина; безводный дебит нефти; коллектор; водонефтяная зона

Key words: water coning; vertical well; water-free production rate; reservoir rock; water-oil zone

Конусообразование – термин, описывающий механизм движения воды вверх (или движение газа вниз) к перфорационным отверстиям добывающей скважины. Нефтяные пласты часто имеют газовую шапку и подошвенный водоносный горизонт без глинистых перемычек. В результате снижения забойного давления может произойти прорыв воды или газа к скважине, когда градиент давлений превысит гравитационный градиент, вязкостные и капиллярные силы [1]. Из-за прорыва первоначально плоские водонефтяные и газонефтяные контакты деформируются, образуя конус или гребень [2].

Предельный безводный дебит является максимальным дебитом, при котором ещё

нет прорыва воды к скважине. При превышении предельного дебита водонефтяной контакт становится нестабильным и начинает приближаться к забою скважины (рисунок 1).

Одним из направлений борьбы с конусообразованием является формирование систем поддержания пластового давления (ППД) [3]. Это позволяет не допустить снижения забойных давлений до критических величин. Однако обеспечение оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин на участках с контактными запасами нефти, как правило, является экономически не оправданным, или обводнение скважин наступает раньше, чем сформируется система ППД [4].

Рисунок 1. Схематичное изображение конуса воды

Обзор литературы показывает, что теме конусообразования воды посвящено большое число исследований: от экспериментальных исследований до аналитического и численного моделирования. При создании модели конусообразования делаются допущения относительно размеров пласта, влияния конуса воды на распределение давления в пласте, капиллярных сил и др. Для оценки конуса воды авторы используют такие параметры, как предельный дебит, время прорыва воды, обводненность продукции после прорыва воды. Временем прорыва воды считается время, за которое происходит прорыв воды к перфорационным отверстиям добывающей скважины и которое отсчитывается от начала превышения предельного безводного дебита [5].

В работе [6] авторы получили зависимость для определения предельного безводного дебита для статического конуса у основания перфорации. Скважина с глубиной вскрытия пласта D и толщиной пласта h подстилается водоносным горизонтом (рисунок 1).

Авторы работы [7] разработали метод определения предельного безводного дебита нефти для фиксированных геометрии пласта и характеристик пластовых жидкостей и коллектора с помощью опытов, проведенных на потенциометрическом анализаторе. По их словам, диаметр скважины и диаметр отверстий значительного влияния на скорость притока воды или газа к забою не оказывают. Математические уравнения, составленные для определенной геометрии пласта, где градиенты давления рассчитаны потенциометрическим анализатором, были преобразованы для пластовой системы с подобной геометрией. Авторы построили кривые, которые показывают зависимость предельного дебита Q от расстояния a от верхних дыр перфорации до газонефтяного контакта - в случае верхнего газа или до кровли пласта - в случае его отсутствия. С помощью пересчетных формул можно использовать графики и при других значениях параметров коллектора и жидкостей.

В статье [8] автор создал метод определения предельного дебита для газового ко-

нуса, однако этот метод применим и для конусообразования воды. Он предположил, что скважина вскрывает малую часть пласта, так что ее можно рассматривать как точечный сток, расположенный в начале полубесконечной пористой среды. В работе [5] сказано, что Joshi S.D. (1991) усовершенствовал формулу безводного дебита из работы [8] для различных степеней вскрытия пласта.

Авторы в работе [9] вывели два уравнения аналитическим путем после проведения лабораторного эксперимента и численного моделирования: для стационарного и нестационарного состояния. Ими принято, что поток плоскорадиальный; на предельный дебит влияют три параметра: радиус конуса (r_1), глубина вскрытия пласта (D), высота конуса (h_c). Авторы работы [9] полагали, что перфорированный интервал может быть расположен на любом расстоянии от кровли пласта, тогда как автор работы [8] рассматривал зону перфорации, только начиная с кровли пласта.

Существует сходство между методом [10] и методом [9]. В обоих методах предельный дебит равен 0, когда степень вскрытия пласта равна 0 или 1.

Однако авторы [9] рассматривали двухмерный радиальный поток, а авторы [10] рассчитывали комбинацию двух видов течения - радиального и сферического трехмерного потоков.

Чтобы вывести уравнение приближенного предельного дебита, поток считали плоскорадиальным относительно скважины для интервала заканчивания и радиально-сферическим на забое скважины (рисунок 2). Общий расход был определен путем суммирования расходов обоих потоков.

В статье [11] авторы представили два метода для расчета предельного безводного дебита.

Первый метод основан на результатах большого числа расчетов симулятора трехфазного потока. Другими словами, проводился анализ чувствительности для тех параметров, которые влияют на значение предельного дебита, затем авторы использовали регрессионный анализ, чтобы вывести уравнение.

Рисунок 2. Схема комбинированного потока

Второй метод основан на теории Маскета-Викофа. Одно из преимуществ этого метода состоит в том, что он может быть использован для анизотропных пластов.

Алгоритм следующий.

1. Рассчитать безразмерный радиус:

$$r_{De} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}.$$

2. Определить безразмерный предельный дебит для нескольких значений степеней вскрытия пласта для рассчитанного безразмерного радиуса.

3. Построить график зависимости безразмерного предельного дебита от степени вскрытия пласта.

4. Оценить безразмерный предельный дебит при заданной степени вскрытия пласта.

5. Используя формулу (таблица 1), найти предельный дебит.

И.А. Чарный установил соотношение, в пределах которого находится значение предельного безводного дебита [12]: $Q_2 \leq Q_{np} \leq Q_1$.

Дебиты Q_1 и Q_2 можно найти по формулам решения задачи о напорном притоке к несовершенной скважине в пласте постоян-

ной мощности. Согласно [12] верхние и нижние значения предельного безводного дебита различаются на 25-30 %. Предельный безводный дебит по Маскету является верхним пределом соотношения.

Для практических расчетов автором составлены графики зависимости безразмерного дебита $q = q(\rho, \bar{h})$ и предельной высоты подъема конуса $\eta_{\max} = \eta_{\max}(\rho, \bar{h})$, которые были построены по методике для осесимметричного однородно-анизотропного пласта с подошвенной водой [12].

Величина предельного дебита Q_1 практически не зависит от конструкции скважины. Предельная депрессия же, естественно, существенно зависит от конструкции скважины и характера вскрытия пласта [13].

Метод, предложенный автором работы [14], был разработан после проведения математической обработки результатов эксперимента.

Способ расчета предельного безводного дебита нефти применим только для изотропных пластов.

Формулы рассмотренных авторов для расчета предельного безводного дебита сведены в таблицу 1.

Параметры, используемые в формулах:
 q_c - предельный безводный дебит нефти, баррель н.у./сут;
 ρ_w - плотность воды, фунт/куб. фут;
 ρ_o - плотность нефти, фунт/куб. фут;
 B_o - коэффициент объёмного расширения нефти, м³/м³ (н.у.);
 r_e - радиус контура питания, фут;
 r_w - радиус скважины, фут;
 h - толщина пласта, фут;
 D - глубина вскрытия пласта, фут;
 k_o - фазовая проницаемость по нефти, мД;
 μ_o - коэффициент динамической вязкости нефти, сП;
 r_{De} - безразмерный радиус контура питания;
 k_v - коэффициент проницаемости по вертикали, мД;

h_c - высота конуса воды, фут,

$$h_c = h - N - D;$$

N - расстояние между вершиной нефтенасыщенного интервала и началом перфорации, фут;

$x, \bar{h}$ - относительное вскрытие пласта,

$$x = \frac{D}{h};$$

q_c^* - безразмерный предельный дебит;

χ - характеристика анизотропности пласта;

$\Delta\gamma$ - разность удельных весов воды и нефти, фунт/(куб. дюйм·фут).

Для проведения анализа методов расчета предельного безводного дебита нефти были выбраны следующие значения параметров жидкостей и коллектора (таблица 2).

Таблица 1. Формулы для расчета предельного безводного дебита различных авторов

Метод	Формула
Метод Мейера и Гардера [6]	$q_c = 2,46 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(\rho_w - \rho_o)}{B_o \cdot \ln(r_e / r_w)} \cdot \frac{k_o}{\mu_o} \cdot (h^2 - D^2)$
Метод Ченей [7]	$q_c = \frac{0,00333 \cdot k_h \cdot \Delta\rho_{вн}}{B_h \cdot \mu_h} \cdot Q \text{ (для пересчета «вода - нефть»)}$
Метод Чаперона [8]	$q_c = 7,83 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(h - D)^2}{B_o} \cdot \frac{k_h}{\mu_o} \cdot \Delta\rho \cdot (0,7311 + \frac{1,843}{r_{De}}),$ $r_{De} = (\frac{r_e}{h}) \cdot (\frac{k_v}{k_h})^{1/2}$
Метод Абасса [9]	$q_c = \frac{3,07 \cdot 10^{-3} \cdot k_{hg} \cdot \Delta\rho \cdot D \cdot (h - N - D)}{\mu B_o (-0,5 + \frac{r_1^2}{r_1^2 - r_w^2} \ln(\frac{r_1}{r_w}))}, \frac{r_1}{h_c} \approx \frac{k_h}{k_v}$ (формула для установившегося течения)

Продолжение таблицы 1

Метод	Формула
Метод Гуо и Ли [10]	$q_c = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k_v \cdot \Delta p \cdot g}{\mu} \cdot (r_e - \sqrt{r_e^2 - r_w h(1-x)})^2 \times$ $\times \left(\frac{k_v}{\sqrt{k_h^2 + k_v^2}} + \frac{xh(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e})}{\ln(\frac{r_e}{r_w})} \right)$
Метод Хойланда № 1 [11]	$q_c = \frac{k_o(\rho_w - \rho_o)}{10,822 B_o \mu_o} \left(1 - \left(\frac{D}{h}\right)^2\right)^{1,325} h^{2,238} \ln(r_e)^{-1,99}$
Метод Хойланда № 2 [11]	$q_c = \frac{h^2(\rho_w - \rho_o)k_h}{40667.25 \cdot B_o \cdot \mu_o} \cdot q_c^*$
Метод Чарного [12]	$q(\rho, \bar{h}) = \frac{Q_1}{Q_0}, Q_0 = \frac{2\pi k_h h^2}{\mu_o} \cdot \Delta\gamma, \rho = \frac{r_e}{\chi \cdot h}, \chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$
Метод Сколза [14]	$q_c = 7,83 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{k_o(\rho_w - \rho_o) \cdot (h^2 - D^2)}{B_o \mu_o} \right) \cdot \left(0,432 + \frac{\pi}{\ln(\frac{r_e}{r_w})} \right) \cdot \left(\frac{h}{r_e} \right)^{0,14}$

Таблица 2. Параметры пласта и жидкостей

Параметр	Значение в английской системе мер	Значение в метрической системе мер
Толщина продуктивного интервала, h	70 фут	21 м
Коэффициент проницаемости по горизонтали, k_h	100 мД	$9,87 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$
Коэффициент проницаемости по вертикали, k_v	10 мД	$9,87 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Радиус контура питания, r_e	2000 фут	600 м
Радиус скважины, r_w	0,25 фут	0,075 м
Плотность воды, ρ_w	74,9 фунт/фут ³	1199,9 кг/м ³
Плотность нефти, ρ_o	49,94 фунт/фут ³	800 кг/м ³
Вязкость нефти, μ_o	2,5 сП	0,0025 Па·с
Коэффициент объемного расширения нефти, B_o	1,1	
Максимальное значение относительной фазовой проницаемости по нефти, k_{ro}	0,72	
Максимальное значение относительной фазовой проницаемости по воде, k_{rw}	0,9	
Разность удельных весов воды и нефти $(\rho_w - \rho_o) \cdot g$	0,171 фунт/(кв. дюйм·фут)	3922,6 Па/м

Предельный безводный дебит нефти был рассчитан по девяти методам различных авторов.

В таблице 3 представлены результаты расчета для степени вскрытия пласта 0,3.

Таблица 3. Результаты расчета предельный безводный дебит нефти при коэффициенте вскрытия пласта 0,3

Метод	Значение	
	баррель н.у./сут	т/сут
Метод Мейера и Гардера [6]	11,08	1,41
Метод Ченей [7]	26,63	3,39
Метод Чаперона [8]	15,96	2,03
Метод Абасса [9]	2,77	0,35
Метод Гуо и Ли [10]	27,74	3,53
Метод Хойланда № 1 [11]	12,68	1,61
Метод Хойланда № 2 [11]	30,07	3,83
Метод Чарного [12]	19,58	2,49
Метод Сколза [14]	11,15	1,42

Полученные зависимости для различных степеней вскрытия пласта приведены на рисунке 3.

График (рисунок 3) показывает, что при относительной толщине вскрытия пласта, меньшей 0,7, значения безводных дебитов различаются значительно.

Семь из девяти рассмотренных методов имеют общую тенденцию уменьшения предельного безводного дебита до 0 при стремлении степени вскрытия пласта к 1 без каких-либо локальных минимумов и максимумов.

Максимальные значения безводных дебитов нефти достигаются ими при значениях толщины вскрытой части пласта-коллектора, близких к 0, что видится физически невозможным. Вероятно, что данный ре-

зультат возникает из-за значительного количества упрощений при создании математических моделей. Например, многие авторы взяли за основу модель Маскета-Викофа, в которой пренебрегают влиянием конуса воды на распределение давления в пласте.

Стоит также учесть, что при малой толщине вскрытия пласта для достижения предельного безводного дебита необходимо создавать большие депрессии, что может вызывать разрушение горной породы в призабойной зоне пласта.

У двух оставшихся методов максимальное значение безводного дебита достигается при коэффициенте вскрытия пласта, равном 0,3 (метод Гуо и Ли) и 0,5 (метод Абасса). Авторы двух методов учли физическую невозможность существования максимального значения безводного дебита при значениях вскрытия пласта, близких к 0. Работы данных авторов являются более поздними в сравнении с рассмотренными ранее семью методами. Необходимо отметить, что из-за принятых в обеих работах допущений формулы позволяют дать только ориентировочные значения предельного безводного дебита нефти.

Результаты проведенного анализа чувствительности параметров, используемых при расчете предельного безводного дебита нефти, представлены на рисунках 4-10. В расчетах степень вскрытия пласта принималась для максимального значения безводного дебита нефти рассматриваемого метода.

Построенные зависимости предельного безводного дебита от семи параметров демонстрируют, что большинство методов имеет схожую тенденцию к росту (падению) для рассматриваемого параметра.

На рисунке 4 безводный дебит нефти зависит параболически от толщины продуктивного пласта. Наибольшую чувствительность демонстрирует метод Гуо и Ли.

Рисунок 5 показывает линейную зависимость относительно коэффициента проницаемости по горизонтали, но выделяется среди остальных метод Гуо и Ли, который показывает, что безводный дебит практически не изменяется при повешении коэффициента горизонтальной проницаемости.

Рисунок 3. Зависимости предельного безводного дебита нефти от степени вскрытия пласта, рассчитанные по методам авторов

Рисунок 4. Зависимость предельного безводного дебита нефти от толщины продуктивного интервала для различных методов

Рисунок 5. Зависимость предельного безводного дебита нефти от коэффициента проницаемости по горизонтали для различных методов

Рисунок 6. Зависимость предельного безводного дебита нефти от коэффициента проницаемости по вертикали для различных методов

Рисунок 7. Зависимость предельного безводного дебита нефти от радиуса контура питания для различных методов

Рисунок 8. Зависимость предельного безводного дебита нефти от радиуса скважины для различных методов

Рисунок 9. Зависимость предельного безводного дебита нефти от разности плотностей воды и нефти для различных методов

Рисунок 10. Зависимость предельного безводного дебита нефти от вязкости нефти для различных методов

Рисунок 6 отображает отсутствие какой-либо зависимости у половины из рассмотренных методов.

У трех методов (Хойланда № 2, Чаперона, Чарного) зависимость гиперболическая. Метод Гуо и Ли наиболее чувствителен к изменению коэффициента вертикальной проницаемости, имеет линейную зависимость.

Большинство методов имеет гиперболическую зависимость относительно радиуса контура питания (рисунок 7).

У двух методов (Ченей, Абасса) отсутствует связь с рассматриваемым параметром.

Практически все методы имеют очень слабую, практически отсутствующую зависимость от радиуса скважины, за исключением метода Гуо и Ли, который показывает, что с увеличением радиуса скважины её предельный безводный дебит нефти будет линейно уменьшаться (рисунок 8).

Все рассматриваемые методы зависят линейно от разности плотностей воды и нефти и гиперболически от вязкости нефти (рисунки 9, 10).

Выводы

В ходе проведенного аналитического исследования выполнен анализ большинства методов расчета предельного безводного дебита нефти в вертикальных скважинах в пластах с контактными запасами.

Анализ показал, что большая часть рассмотренных методов имеют общую тенденцию уменьшения предельного безводного

дебита до 0 при стремлении степени вскрытия пласта к 1. Это говорит о том, что при полном вскрытии нефтенасыщенной толщины в пласте с контактными запасами при любом значении дебита нефти будет образовываться конус воды.

Среди рассмотренных методов есть такие, у которых максимальные значения безводных дебитов нефти достигаются ими при значениях толщины вскрытой части пласта, близких к 0, что физически невозможно. Вероятнее всего, данный результат возникает из-за значительного количества упрощений при создании математических моделей. Необходимо помнить, что методы позволяют дать лишь ориентировочные значения предельного безводного дебита нефти.

Проведенный анализ чувствительности параметров, используемых при расчете предельного безводного дебита нефти, показал, что все методы в целом имеют одинаковые зависимости от входных параметров кроме метода Гуо и Ли. Объясняется это тем, что в методе Гуо и Ли поток к скважине рассматривается как комбинация двух видов притока - радиального и сферического, в то время как остальные методы опираются только на радиальный приток.

На основании анализа методов расчета предельного безводного дебита нефти необходимо отметить, что точность всех расчетов будет зависеть главным образом от того, насколько тщательно изучена и достоверна геолого-промысловая характеристика окоскважинной области.

Список литературы

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
2. Пат. 2299977 РФ, МПК Е 21 В 43/16. Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой / Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров, М.М. Тазиев, Д.К. Сагитов, Д.Л. Алексеев, О.И. Буторин. 2005102581/03. Заявлено 03.02.2005; Опубл. 27.05.2007. Бюл. 15.
3. Проскурин В.А., Хисамутдинов Н.И., Анто-

References

1. Masket M. *Techenie odnorodnykh zhidkosteï v poristoï srede* [The Flow of Homogeneous Fluids in a Porous Medium]. Moscow-Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1949. 628 p. [in Russian].
2. Khisamutdinov N.I., Vladimirov I.V., Taziev M.M., Sagitov D.K., Alekseev D.L., Butorin O.I. *Sposob dobychi nefi na pozdnei stadii razrabotki nefyanoi zalezhi, podstilaemoi vodoi* [Method for Oil Production at a Late Stage of Development of an Oil Reservoir Underlain by Water]. Patent RF, No. 2299977, 2007. [in Russian].

нов М.С., Сагитов Д.К. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2013. № 6. С. 36-38.

4. Хисамутдинов Н.И., Сагитов Д.К., Шаисламов В.Ш., Листик А.Р. Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификации схем размещения скважин для гидродинамического моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 54-59.

5. Khalili A.A Review of Critical Coning Rate Correlations and Identifying the most Reliable Equation: M. Sc. Dissertation submitted to the School of Petroleum Engineering. Sydney: University of New South Wales, 2005. 99 p.

6. Meyer H. I., Garder A.O. Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media // Journal of Applied Physics. 1954. Vol. 25. No. 11. P. 1400-1406. DOI: 10.1063/1.1721576.

7. Chaney P.E., Noble M.D., Henson W.L., Rice, T.D. How to Perforate your Well to Prevent Water Coning // Oil and Gas Journal. 1956. Vol. 55. P. 108-114.

8. Chaperon I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Suncritical and Critical Rates // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA. 1986. SPE-15377-MS. DOI: 10.2118/15377-MS.

9. Abass H.H., Bass D.M. The Critical Production Rate in Water-Coning System // Permian Basin Oil and Gas Recovery: Materials of SPE Conference. Midland, Texas, USA. 1988. SPE-17311-MS. DOI: 10.2118/17311-MS.

10. Guo B., Lee R.L.-H. A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning System // SPE Reservoir Engineering. 1993. Vol. 8. Issue 04. P. 249-255. SPE-23994-PA. DOI: 10.2118/23994-PA.

11. Hoyland L.A., Papatzacos P., Skjaeveland S.M. Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution // SPE Reservoir Engineering. 1989. Vol. 4. Issue 04. P. 495-502. SPE-15855-PA. DOI: 10.2118/15855-PA.

12. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 396 с.

13. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. 163 с.

14. Schols R.S. Water Coning - An Empirical Formula for the Critical Oil-Production Rate // Erdol - Erdgas Zeitschrift. 1972. Vol. 88. No. 1. P. 6-11.

3. Proskurin V.A., Khisamutdinov N.I., Antonov M.S., Sagitov D.K. Sposoby otsenki effektivnosti formirovaniya sistemy zavodneniya na ob'ekte Zapadno-Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya [Some Techniques Applied for Assessment of Water-Flooding System Efficiency and Formation at One of the Objects of Western Ust-Balyk Field]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti - Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2013, No. 6, pp. 36-38. [in Russian].

4. Khisamutdinov N.I., Sagitov D.K., Shaislamov V.Sh., Listik A.R. Klassifikatsiya uchastkov zalezhei na geologicheskie tela v deformirovannykh strukturakh plasta i unifikatsii skhem razmeshcheniya skvazhin dlya gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Classification of Deposits' Sectors for Geological Bodies in Formations' Deformed Structures and Standardization of Schemes of Wells' Placement for Hydrodynamic Modeling]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii - Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2012, No. 6, pp. 54-59. [in Russian].

5. Khalili A.A Review of Critical Coning Rate Correlations and Identifying the most Reliable Equation: M. Sc. Dissertation submitted to the School of Petroleum Engineering. Sydney, University of New South Wales, 2005. 99 p.

6. Meyer H. I., Garder A.O. Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media. *Journal of Applied Physics*, 1954, Vol. 25, No. 11, pp. 1400-1406. DOI: 10.1063/1.1721576.

7. Chaney P.E., Noble M.D., Henson W.L., Rice, T.D. How to Perforate your Well to Prevent Water Coning. *Oil and Gas Journal*, 1956, Vol. 55, pp. 108-114.

8. Chaperon I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Suncritical and Critical Rates. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 1986, SPE-15377-MS. DOI: 10.2118/15377-MS.

9. Abass H.H., Bass D.M. The Critical Production Rate in Water-Coning System. *Materials of SPE Conference «Permian Basin Oil and Gas Recovery»*. Midland, Texas, USA, 1988, SPE-17311-MS. DOI: 10.2118/17311-MS.

10. Guo B., Lee R.L.-H. A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning System. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, Vol. 8, Issue 04, pp. 249-255, SPE-23994-PA. DOI: 10.2118/23994-PA.

11. Hoyland L.A., Papatzacos P., Skjaeveland S.M. Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution. *SPE Reservoir Engineering*, 1989, Vol. 4, Issue 04, pp. 495-502, SPE-15855-PA. DOI: 10.2118/15855-PA.

12. Charnyi I.A. *Podzemnaya gidrogaodinamika* [Underground Fluid Dynamics]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1963. 396 p. [in Russian].

13. Telkov A.P., Stklyanin Yu.I. *Obrazovanie konusov vody pri dobyche nefli i gaza* [Water Cones in Oil and Gas Production]. Moscow, Nedra Publ., 1965.

163 p. [in Russian].

14. Schols R.S. Water Coning - An Empirical Formula for the Critical Oil-Production Rate. *Erdoel - Erdgas Zeitschrift*, 1972, Vol. 88, No. 1, pp. 6-11.

Авторы

• Каримов Динар Дамирович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: dinars-r@yandex.ru

• Дьячук Иван Алексеевич, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru

The Authors

• Karimov Dinar D.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas&Oil Field
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: dinars-r@yandex.ru

• Dyyachuk Ivan A., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas&Oil Field
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru