Министерство образования и науки Российской Федерации Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Работа допущена к защите Заведующий кафедрой _____ А.М. Кривцов «___»____2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА КОНУСООБРАЗОВАНИЙ В ОКОЛОСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

по направлению 01.04.03. Механика и математическое моделирование

Выполнил студент гр.23642/3

Е.М. Котлов

Руководитель доцент, к.т.н.

О.С. Лобода

Санкт-Петербург

2018

ΡΕΦΕΡΑΤ

31 с., 8 рисунков, 4 таблицы.

КОНУСООБРАЗОВАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, КРИТИЧЕСКИЙ ДЕБИТ, МАКСИМАЛЬНЫЙ БЕЗВОДНЫЙ ДЕБИТ, ВРЕМЯ ПРОРЫВА ВОДЫ, ОПТИМАЛЬНАЯ СТЕПЕНЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА, ПОДОШВЕННАЯ ВОДА.

В данной работе производится расчет конусообразования: аналитический и гидродинамический. Предлагается объединение данных методов для более точного прогноза по добыче нефти. Приводятся математические и сформированные в гидродинамических симуляторах модели.

THE ABSTRACT

31 pages, 8 pictures, 4 tables

WATER CONING, HYDRODYNAMIC MODEL, CRITICAL FLOW RATE, BREAKTHROUGH TIME, OPTIMUM WELLBORE PENETRATION, BOTTOM WATER.

In the given work the water-coning formation is calculated: analytical and hydrodynamic. It is proposed to combine these methods for a more accurate forecast of oil production. Mathematical and hydrodynamic models are presented.

СОДЕРЖАНИЕ

Список используемых обозначений	5
Введение	8
Глава 1. Аналитическое решение для конусообразования в	
вертикальных скважинах на основании исследования Го, Ли. Время	
прорыва конуса к скважине	10
1.1. Границы применимости модели	10
1.2. Распределение давления в модели фильтрации потока RSC	11
1.2.1. Радиальный поток	11
1.2.2. Сферический поток	13
1.3. Максимальный дебит и оптимальная глубина бурения	
скважины	16
1.3.1. Полный дебит	16
1.3.2. Максимальный безводный дебит	16
1.3.3. Оптимальная глубина заканчивания	19
1.3.4. Время до прорыва воды	19
Глава 2. Расчет параметров скважин Капитоновского	
месторождения	21
2.1. Исходные данные	21
2.2. Расчет оптимальной степени вскрытия на примере скважины	24
5313	
2.3. Расчет критического дебита на примере скважины 5313	24
2.4. Расчет времени до прорыва воды на примере скважины 5313	25
2.5. Сравнение полученных данных с фактической эксплуатацией	25
2.6. Расчет с помощью гидродинамической модели на примере	
скважины 5313	26
2.7. Результаты математического расчета по некоторым скважинам	27
Заключение	29

Список использованных источников	30
----------------------------------	----

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- h, h_0 = толщина продуктивного интервала, ft
- h_c = высота конуса, ft
- $h_p =$ перфорация скважины, ft

 \mathbf{h}_{bp} = нефтенасыщенная толщина ниже дыр перфорации, ft

 \mathbf{h}_{ap} = нефтенасыщенная толщина выше дыр перфорации, ft

I_{ani} = анизотропия проницаемости, безразмерная

k = эффективная проницаемость, md

 k_h = горизонтальная проницаемость, md

 k_v = вертикальная проницаемость, md

L = длина участка скважины по коллектору, ft

p = давление, psi

р (r_r , z) = давление на расстоянии r_r по вертикали от ствола скважины в радиальном режиме, psi

 $p(r_r)$ = давление на расстоянии r_r от ствола скважины в радиальном режиме, psi

 $p(r_s) = давление на расстоянии r_s от ствола скважины в режиме сферического потока, psi$

р (r_z) = давление на расстоянии r_z по вертикали от ствола скважины в сферическом режиме, psi

 p_1 = давление в скважине на кровле продуктивного интервала, psi

 $p_2 =$ пластовое давление на кровле продуктивного интервала, psi

 p_e = давление на контуре питания, psi

 p_w = давление в стволе скважины, psi

p_{wo} = давление на забое скважины, psi

p_b = давление на контакте вода / нефть, psi

p_t = давление в пласте на расстоянии L от кровли продуктивного интервала, psi

 q_r = дебит жидкости при радиальном потоке, B / D

 q_s = дебит жидкости при сферическом потоке, B / D

 q_t = полный дебит, B / D

- q_c = максимальный безводный дебит, B / D
- $r_e = paguyc$ контура питания, ft
- $r_w =$ радиус скважины, ft
- r_c = радиус основания водяного конуса, ft
- r_r = радиус от ствола скважины в режиме радиального потока, ft
- r_s = радиус от забоя скважины в режиме сферического потока, ft
- r_z = расстояние по вертикали от забоя в режиме сферического потока, ft
- v_r = радиальная скорость в режиме радиального потока, ft / sec
- v_s = радиальная скорость в режиме сферического потока , ft / sec
- х = степень вскрытия пласта, безразмерное
- x_{opt} = оптимальная степень вскрытия, безразмерная
- z = абсолютная глубина скважины, ft
- Θ = азимутальный угол, радианы

Ψ = угол между вертикалью и линиями тока в режиме сферического потока,
 радианы

 ψ_0 = максимальный угол, который создается конусом ниже ствола скважины, радианы

 $\mu_{o} =$ вязкость нефти, ср

 $\mu_{\rm w}$ = вязкость воды, ср

 $\rho_o =$ плотность нефти, ср

 $\rho_{\rm w}=$ плотность воды, cp

 Υ = градиент давления, psi / ft

 $\Upsilon_{o}=$ градиент давления нефти, psi / ft

 $\Upsilon_{\rm w}$ = градиент давления воды, psi / ft

 $\Delta \Upsilon$ = разность градиентов давления между нефтью и водой, psi / ft

 $\Phi =$ потенциал, md / psi / ср

 $\Phi(r_r)$ = потенциал на расстоянии r_r от ствола скважины в режиме радиального потока , md / psi / cp

 $\Phi(r_s)$ = потенциал на расстоянии r_s от забоя скважины в режиме сферического потока, md / psi / cp

 $\Phi(r_z)$ = потенциал на расстоянии r_z по вертикали от ствола ствола скважины в режиме сферического потока md / psi / ср

- $\Phi_{\rm e}$ = потенциал на контуре питания, md / psi / cp
- $\Phi_{\rm w}=$ потенциал на забое ствола скважины, md / psi / cp
- t_{вт} = время прорыва воды, D
- r_{eD} = безразмерный радиус контура питания, ft
- $q_{D,v} =$ безразмерный дебит, stb/d
- М = коэффициент подвижности нефти, безразмерный
- В_о = объемный коэффициент нефти, безразмерный
- K_{rw} = относительная проницамость по воде начальная, безразмерный
- К_{го} = относительная проницамость по нефти начальная, безразмерный

введение

На протяжении последних лет происходит непрерывное ухудшение качества запасов сырьевой базы страны. Это объясняется в первую очередь стремлением многих нефтедобывающих компаний вести первоочередную выработку наиболее продуктивных объектов и сокращением объемов геологоразведочных работ. На данный момент достаточное количество разведанных извлекаемых запасов сосредоточено в нефтяных оторочках и водоплавающих залежах малой толщины, приуроченных к месторождениям в стадии разработки. Принятие решения о вовлечении таких залежей в разработку невозможно без расчетов максимальных дебитов скважин до прорыва воды или газа, и, соответственно, оценки влияния эффекта на профиль добычи.

При разработке залежей с подстилающей водой наблюдается явление, известное как образование водяных конусов. Наблюдается оно в монолитных пластах, в которых возможно движение жидкости поперек напластований. При создании на скважине определенной депрессии первоначально горизонтальная граница раздела между нефтью и подошвенной водой (водонефтяной контакт) искривляется, образуется водяной холм, который называется конусом [12].



Рис.1. Образование конуса в наклонно направленном стволе

Целью работы является поиск оптимального режима работы скважин на месторождении с подошвенной водой, который позволит отсрочить

образование конуса воды, а так же увеличить дополнительную добычу и коэффициент извлечения нефти.

Задачи работы, которые позволят достичь планируемого результата:

- Изучить литературу и выбрать оптимальную модель расчета дебитов
- Выделить и рассмотреть месторождение нефти, на котором остро стоит проблема прорыва воды в скважины
- Произвести математические расчеты параметров конусообразования
- Просчитать с помощью полученных данных гидродинамическую модель
- Предоставить практические рекомендации по результатам методов расчета.

ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА ОСНОВАНИИ ИССЛЕДОВАНИЯ ГО, ЛИ. ВРЕМЯ ПРОРЫВА КОНУСА К СКВАЖИНЕ

1.1. Границы применимости модели

Поскольку во время работы нефтяной скважины преобладает стационарный поток, проблема конусообразования рассматривается в статье при этом условии. В стационарном состоянии постоянная скорость потока жидкости к скважине вызывает постоянное падение давления в каждой точке в пределах потенциальных границ пласта. Когда скорость потока и давление на внешних границах фиксированы, пространственное распределение давления в резервуаре является функцией проводимости.

При наличии подстилающей воды, появляющийся прогиб действует как динамическая сила, направленная вверх, и заставляет воду подниматься на высоту, где эта сила уравновешивается весом воды. Увеличивая объем притока, высота конуса увеличивается. При определенной критической скорости потока конус становится неустойчивым, и вода будет поступать в ствол скважины. Водный конус становится неустойчивым в определенной точке, потому что динамическая сила, вызванная падением давления, настолько высока, что ее больше нельзя сбалансировать весом воды. Другими словами, динамический градиент давления повсюду выше этой точки больше, чем гидростатический градиент давления воды [3].

Аналитическая модель, рассмотренная ниже, применима для прогнозирования максимальных безводных дебитов и определения оптимального расположения ствола скважины по коллектору для достижения максимального времени безводной эксплуатации в вертикальных нефтяных скважинах.

Разработанная модель прогнозирует максимальные безводные дебиты на основе радиальной, сферической и смешанной (RSC) трехмерных моделей фильтрации. При расчетах учитываются влияние анизотропии проницаемости,

разницы в плотности воды и нефти и несовершенство скважины по степени вскрытия. Модель показывает, что оптимальное проникновение ствола скважины зависит от радиуса ствола скважины, контура питания, продуктивности и анизотропии проницаемости резервуара.

1.2. Распределение давления в модели фильтрации потока RSC

Поскольку предполагается стационарный поток, уравнение Лапласа представляет собой уравнение массового расхода. Для решения уравнения Лапласа в этой системе были сделаны следующие предположения:

- 1. Резервуар является однородным.
- 2. Скважина вертикальная и частично проникает в верхнюю часть пласта.
- 3. Капиллярным давлением пренебрегается.
- 4. Повреждением призабойной зоны пласта пренебрегается.
- 5. Трехмерное поле потока аппроксимировано потоком поля RSC.

1.2.1. Радиальный поток

Уравнение для радиального потока в цилиндрических координатах можно записать следующим образом:

$$\nabla^2 \Phi = \frac{1}{r_r} \frac{\partial}{\partial r_r} \left(r_r \frac{\partial \Phi}{\partial r_r} \right) + \frac{1}{r_r^2} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0$$
(1.2.1.1)

где функция потенциала (Ф) определяется как

$$\Phi = \left(\frac{k}{\mu}\right)(p - \gamma z) \tag{1.2.1.2}$$

Из-за симметрии конуса вокруг оси z уравнение (1.2.1.1) упрощается, так как

$$\nabla^2 \Phi = \frac{1}{r_r} \frac{\partial}{\partial r_r} \left(r_r \frac{\partial \Phi}{\partial r_r} \right) = 0$$
(1.2.1.3)

Общее решение для уравнения (1.2.1.3)

$$r_r \frac{\partial \Phi}{\partial r_r} = A \longrightarrow \Phi = A \ln r_r + B$$
(1.2.1.4)

А и В можно определить, применяя следующие граничные условия:

$$\begin{cases} r_r = r_w \longrightarrow \Phi = \Phi_w = A \ln r_w + B \\ r_r = r_e \longrightarrow \Phi = \Phi_e = A \ln r_e + B \end{cases}$$
(1.2.1.5)

Следовательно,

$$A = \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\ln \frac{f_e}{f_w}}$$
(1.2.1.6)

$$B = \Phi_w - \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \ln r_w$$
(1.2.1.7)

Таким образом, распределение потенциала можно определить, заменив A и B на (1.2.1.4):

$$\Phi(r_r) = \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \ln \frac{r_r}{r_w} + \Phi_w$$
(1.2.1.8)

Подставив уравнение (1.2.1.2) в уравнение (1.2.1.8), получим распределение давления в режиме радиального потока

$$p(r_{r}) = \frac{p_{e} - p_{w}}{\ln \frac{r_{e}}{r_{w}}} \ln \frac{r_{r}}{r_{w}} + p_{w}$$
(1.2.1.9)

где

$$p_{\rm w} = p_1 + \gamma_o z \,. \tag{1.2.1.10}$$

Чтобы найти скорость потока, закон Дарси можно использовать следующим образом:

$$v_r = -\frac{\partial \Phi}{\partial r_r} = -\frac{\Phi_e - \Phi_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \frac{1}{r_r}$$
(1.2.1.11)

Следовательно, радиальный объемный расход может быть рассчитан как

$$q_{\text{radial}} = -\int_{0}^{2\pi} v_r L r_r \, \mathrm{d}\theta = \frac{2\pi L (\Phi_e - \Phi_w)}{\ln(r_e/r_w)} = \frac{2\pi L (p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)}$$
(1.2.1.12)

Следовательно, разность давлений между границей резервуара и скважиной

$$(p_e - p_w) = \frac{\mu q_r}{2\pi k_h L} \ln \frac{r_e}{r_w}$$
(1.2.1.13)

Подставляя (1.2.1.13) в уравнение (1.2.1.9), распределение давления можно определить через q_r следующим образом:

$$p(r_r) = \frac{\mu q_r}{2\pi k_h L} \ln \frac{r_r}{r_w} + p_w$$
(1.2.1.14)

Подставляя значение p_w, распределение давления можно определить как

$$p(r_r, z) = \frac{\mu q_r}{2\pi k_h L} \ln \frac{r_r}{r_w} + p_1 + \gamma_o z$$
(1.2.1.15)

Для нефтяных месторождений, уравнение (1.2.1.15) можно записать следующим образом:

$$p(r_r, z) = \frac{141.2\mu q_r}{k_h L} \ln \frac{r_r}{r_w} + p_1 + \gamma_o z$$
(1.2.1.16)

1.2.2. Сферический поток

Основное уравнение можно записать в сферических координатах следующим образом:

$$\nabla^2 \Phi = \frac{1}{r_s^2} \frac{\partial}{\partial r_s} \left(r_s^2 \frac{\partial \Phi}{\partial r_s} \right) + \frac{1}{r_s^2 \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\sin \theta \frac{\partial \Phi}{\partial \theta} \right) + \frac{1}{r_s^2 \sin^2 \theta} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial \psi} = 0$$
(1.2.2.1)

Из-за симметрии конуса упрощенная форма уравнения (1.2.2.1)

$$\nabla^2 \Phi = \frac{1}{r_s^2} \frac{\partial}{\partial r_s} \left(r_s^2 \frac{\partial \Phi}{\partial r_s} \right) = 0.$$
(1.2.2.2)

Общее решение уравнения (1.2.2.1)

$$r_s^2 \frac{\partial \Phi}{\partial r_s} = A \longrightarrow \Phi = -\frac{A}{r_s} + B$$
(1.2.2.3)

А и В можно определить, применяя следующие граничные условия:

$$\begin{cases} r_s = r_w \longrightarrow \Phi = \Phi_w = -\frac{A}{r_w} + B \\ r_s = r_e \longrightarrow \Phi = \Phi_e = -\frac{A}{r_e} + B \end{cases}$$
(1.2.2.4)

Следовательно,

$$A = \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right)}$$
(1.2.2.5)

$$B = \Phi_w + \frac{\Phi_e - \Phi_w}{\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right)^{r_w}}$$
(1.2.2.6)

Поскольку распределение потенциала может быть определено как

$$\Phi(r_{s}) = \frac{\Phi_{e} - \Phi_{w}}{\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}}} \left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{s}}\right) + \Phi_{w}$$
(1.2.2.7)

закон Дарси может быть использован для определения скорости потока:

$$v_{s} = -\frac{\partial \Phi}{\partial r} = -\frac{\Phi_{e} - \Phi_{w}}{\left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}}\right)^{r_{s}^{2}}}$$
(1.2.2.8)

Следовательно, сферический объемный расход может быть рассчитан следующим образом

$$q_{\text{spherical}} = -\int_{0}^{2\pi} \int_{\psi_{0}}^{\frac{\pi}{2}} v_{s} r_{s}^{2} \sin\psi \,\mathrm{d}\psi \,\mathrm{d}\theta = \frac{2\pi \cos\psi_{0} \left(\Phi_{e} - \Phi_{w}\right)}{\left(1/r_{w} - 1/r_{e}\right)}$$
(1.2.2.9)

Следовательно,

$$\Phi_{e} - \Phi_{w} = -\frac{q_{x}}{2\pi \cos\psi_{0}} \left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}}\right)$$

$$(1.2.2.10)$$

Подставляя (1.2.2.10) в уравнение (1.2.2.7), можно определить распределение потенциала через q_s:

$$\Phi(r_s) = \frac{q_s}{2\pi \cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_s}\right) + \Phi_w$$
(1.2.2.11)

Распределение потенциала вдоль вертикального направления (ось z) ниже ствола скважины можно определить как

$$\Phi(r_z) = \frac{q_s}{2\pi \cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_z}\right) + \Phi_w$$
(1.2.2.12)

Подставляя (1.2.1.2) в уравнение (1.2.2.11), распределение давления в режиме сферического течения определяется как

$$p(r_s) = \frac{\mu q_s}{2\pi k \cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_s} \right) + p_{wo}$$
(1.2.2.13)

Подставляем значение p_{wo} , тогда распределение давления определяется как

$$p(r_{s}) = \frac{\mu q_{s}}{2\pi k \cos\psi_{0}} \left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{s}}\right) + p_{1} + \gamma_{o}L$$
(1.2.2.14)

Распределение давления вдоль оси z

$$p(r_z) = \frac{\mu q_s}{2\pi k_v \cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_z}\right) + p_1 + \gamma_o L$$
(1.2.2.15)

Для нефтяных месторождений, уравнения (1.2.2.12), (1.2.2.14) и (1.2.2.15) могут быть записаны следующим образом:

$$\Phi(r_z) = \frac{141.2q_s}{\cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_z}\right) + \Phi_w$$
(1.2.2.16)

$$p(r_s) = \frac{141.2\mu q_s}{k\cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_s}\right) + p_1 + \gamma_o L$$
(1.2.2.17)

$$p(r_z) = \frac{141.2\mu q_s}{k_v \cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_z}\right) + p_1 + \gamma_o L$$
(1.2.2.18)

1.3. Максимальный дебит и оптимальная глубина бурения скважины

1.3.1. Полный дебит

На границе двух режимов потока уравнения (1.2.1.16) и (1.2.2.18) должны быть равны. Поэтому, приравнивая эти уравнения в любой точке границы раздела, можно определить соотношение между скоростью радиального потока и скоростью сферического потока

$$p(r_r, z)_{\text{radial}}\Big|_{r_r - r_e, z = L} = p(r_s)_{\text{Spherical}}\Big|_{r_s - r_e, \mathbf{k} - \mathbf{k}_h}$$

$$(1.3.1.1)$$

$$\frac{141.2\mu q_r}{k_h L} \ln(r_e/r_w) + p_1 + \gamma_o L = \frac{141.2\mu q_s}{k_h \cos\psi_0} (1/r_w - 1/r_w) + p_1 + \gamma_o L$$
(1.3.1.2)

$$q_r = \frac{L\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right)}{\cos\psi_0 \ln \frac{r_e}{r_w}} q_s \tag{1.3.1.3}$$

Поэтому полный дебит может быть определен только через q_s:

$$q_{\text{total}} = q_r + q_s = \left[1 + \frac{L\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right)}{\cos\psi_0 \ln \frac{r_e}{r_w}}\right] q_s$$
(1.3.1.4)

1.3.2. Максимальный безводный дебит

Перед прорывом воды водный конус находится в стабильном состоянии или в системе существует статическое равновесие. Выглядит это условие следующим образом:

$$p(r_z) + \gamma_w (h - L - r_z) = p_b \tag{1.3.2.1}$$

Введя следующие обозначения

.

$$\Delta \gamma = \gamma_w - \gamma_o \tag{1.3.2.2}$$

$$\Delta p = p_t - p_{wo} = p_b - \gamma_o (h - L) - p_{wo}$$
(1.3.2.3)

Уравнение (1.3.2.1) можно переписать в виде (1.3.2.4)

$$\Delta\Phi(r_z) = \frac{k_v}{\mu} \left(\Delta p - \Delta\gamma (h - L - r_z) \right)$$
(1.3.2.4)

Кроме того, Др можно рассчитать следующим образом:

$$\Delta p = p_2 + \gamma_o h - \gamma_o h + \gamma_o L - p_1 - \gamma_o L = p_2 - p_1$$
(1.3.2.5)

Подставляя (1.3.2.5) в уравнение (1.3.2.4)

$$\Delta \Phi(r_z) = \frac{k_v}{\mu} \left(p_2 - p_1 - \Delta \gamma (h - L - r_z) \right)$$
(1.3.2.6)

Кроме того, p₂ - p₁ можно рассчитать по формуле (1.2.1.16):

$$p_2 - p_1 = \frac{141.2\mu q_r}{k_h L} \ln \frac{r_e}{r_w}$$
(1.3.2.7)

Уравнение (1.3.1.3) можно использовать для определения p₂ - p₁ через q_s вместо q_r:

$$p_2 - p_1 = \frac{141.2\mu q_s}{k_h \cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}\right)$$
(1.3.2.8)

Кроме того, из уравнения (1.2.1.32) имеем

$$\Delta \Phi(r_z) = \Phi(r_z) - \Phi_w = \frac{141.2q_s}{\cos\psi_0} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_z}\right)$$
(1.3.2.9)

Подставляя уравнение (1.3.2.8) в уравнение (1.3.2.6) и приравнивая это уравнение к уравнению (1.3.2.9) имеем

$$\frac{141.2\mu q_s}{\cos\psi_0} \left(\frac{\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_z}}{k_v} - \frac{\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}}{k_h} \right) + \Delta\gamma (h - L - r_z) = 0$$
(1.3.2.10)

Из (1.3.2.10)

$$q_{s} = \frac{\cos\psi_{0}\Delta\gamma(h - L - r_{z})}{141.2\mu \left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}} - \frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{z}}}{k_{h}} - \frac{1}{k_{v}}\right)}$$
(1.3.2.11)

Также, используя уравнение (1.3.1.4), общий дебит может быть определен

как

$$q_{t} = \frac{\cos\psi_{0}\Delta\gamma(h - L - r_{z})}{141.2\mu \left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}} - \frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{z}}}{k_{h}}\right)} \left[1 + \frac{L\left(\frac{1}{r_{w}} - \frac{1}{r_{e}}\right)}{\cos\psi_{0}\ln\frac{r_{e}}{r_{w}}}\right]$$
(1.3.2.12)

Значение cos ψ₀ может быть определено следующим уравнением:

$$\cos\psi_0 = \frac{h - L}{\sqrt{r_c^2 + (h - L)^2}}$$
(1.3.2.13)

На основании компьютерного моделирования Аббас и Басс (1988) показали, что следующее уравнение описывает зависимость между геометрией конуса и анизотропией резервуара:

$$\frac{r_c}{h_c} = \frac{k_h}{k_v} \tag{1.3.2.14}$$

Поэтому уравнение для *cos* ψ_0 можно переписать следующим образом:

$$\cos\psi_0 = \frac{h - L}{\sqrt{h_c^2 I_{axi}^4 + (h - L)^2}}$$
(1.3.2.15)

Где

$$I_{\rm ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_\nu}} \tag{1.3.2.16}$$

Подставляя значение $cos\psi_0$ в уравнение (1.3.2.12), q_t можно переписать как

$$q_{t} = \frac{\Delta \gamma (h - L - r_{z})}{141.2\mu \left(\frac{(1/r_{w} - 1/r_{e})}{k_{h}} - \frac{(1/r_{w} - 1/r_{z})}{k_{v}}\right)} \left[\frac{h - L}{\sqrt{h_{e}^{2} l_{wi}^{4} + (h - L)^{2}}} + \frac{L(1/r_{w} - 1/r_{e})}{\ln(r_{e}/r_{w})}\right]$$
(1.3.2.17)

 q_c можно рассчитать в момент, когда конус касается скважины или $r_z = r_w$ $u h_c = (h - L) \rightarrow q_t = q_c$. Поэтому, подставляя $r_z u h_c$ в (1.3.2.17), соответственно, имеем

$$q_{c} = \frac{\Delta \gamma (h - L - r_{w})}{141.2\mu \left(\frac{(1/r_{w} - 1/r_{e})}{k_{h}}\right)} \left[\frac{1}{\sqrt{I_{ani}^{4} + 1}} + \frac{L(1/r_{w} - 1/r_{e})}{\ln(r_{e}/r_{w})}\right]$$
(1.3.2.18)

Уравнение (1.3.2.18) можно переписать как

$$q_{e} = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_{h} \Delta \gamma (h - L - r_{w})}{\mu (1/r_{w} - 1/r_{e})} \left[\frac{1}{\sqrt{I_{wni}^{4} + 1}} + \frac{L(1/r_{w} - 1/r_{e})}{\ln (r_{e}/r_{w})} \right]$$
(1.3.2.19)

Интервал заканчивания скважины в продуктивном интервале может быть выражен в безразмерной форме, называемой степенью вскрытия

$$x = \frac{L}{h} \tag{1.3.2.20}$$

Подставляя уравнение (1.3.2.20) в уравнение (1.3.2.19) общее уравнение для максимального дебита может быть определено как

$$q_{c} = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_{h} \Delta \gamma}{\mu} \left[\frac{h(1-x) - r_{w}}{(1/r_{w} - 1/r_{e})} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{I_{wii}^{4} + 1}} + \frac{hx(1/r_{w} - 1/r_{e})}{\ln(r_{e}/r_{w})} \right]$$
(1.3.2.21)

1.3.3. Оптимальная глубина заканчивания

Чтобы рассчитать оптимальную глубину заканчивания скважины, необходимо найти максимальный дебит по отношению к степени вскрытия. Поэтому вывод уравнения (1.3.2.21) по *х* должен быть равен нулю при *x*_{opt}:

$$\frac{\partial q_c}{\partial x} = 0 \tag{1.3.3.1}$$

$$\left[\frac{1}{\sqrt{I_{\text{axi}}^4 + 1}} + \frac{hx_{\text{opt}}(1/r_w - 1/r_e)}{\ln(r_e/r_w)}\right] - \left[h(1 - x_{\text{opt}}) - r_w\right] \left(\frac{(1/r_w - 1/r_e)}{\ln(r_e/r_w)}\right) = 0$$
(1.3.3.2)

Чтобы найти *х* или *x*_{opt}, уравнение (1.3.3.2) необходимо решить численно.

1.3.4. Время до прорыва воды

Чтобы вычислить время до прорыва воды в скважину используем формулу расчета, которая была предложена в 2000г. [2], исходя из статистики месторождения Hassi R'Mel (Алжир). Несмотря на разное геологическое строение и соответственно разные системы фильтраций, формула неплохо согласуется с фактическими данными по добыче до прорыва на Капитоновском месторождении.

$$t_{BT} = 2996 \left[\frac{1}{r_{eD}}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{q_{D,v}}\right]^{0.68} (1+M)^{0.64} \left[1-\frac{h_p}{h_o}\right]^{0.65} \left[1-\frac{h_{bp}}{h_o}\right]^{1.40} \left[1-\frac{h_{ap}}{h_o}\right]^{0.9} (1.3.4.1)$$

Где

$$q_{D,v} = \frac{\frac{651.4\mu_{o}B_{o}q_{o}}{h_{o}^{2}(\rho_{w} - \rho_{o})K_{h}}}{(1.3.4.2)}$$

$$r_{eD} = \frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{K_v}{K_h}}$$
(1.3.4.3)

$$M = \frac{\mu K}{\mu K ro}$$
(1.3.4.4)

Таким образом, в главе рассмотрена аналитическая модель, с помощью которой возможно рассчитать максимальные безводные дебиты и оптимальное расположение ствола скважины по коллектору для достижения максимального времени безводной эксплуатации в вертикальных нефтяных скважинах.

В следующей главе будут рассчитаны параметры для увеличения времени работы на чистой нефти по конкретным скважинам.

ГЛАВА 2. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН КАПИТОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для проведения расчетов было выбрано Капитоновское месторождение «Газпромнефть", потому что система подходит под границы применимости аналитической модели расчета критического дебита [1]. Соблюдаются самые важные условия:

- 1. Резервуар является однородным.
- 2. Скважины вертикальные и частично проникают в верхнюю часть пласта.

С остальными условиями применимости мы соглашаемся.

Чтобы добиться поставленных в работе целей, необходимо выполнить:

- Расчет оптимальной степени вскрытия по формуле (1.3.3.2).
- Расчет критического дебита скважины по формуле (1.3.2.19).
- Расчет времени до прорыва воды к скважине по формуле (1.3.4.1).
- Сравнение полученных по математическому моделированию результатов с фактическими данными, а также с расчетами по гидродинамической модели.
- Запуск гидродинамического симулятора на расчет с оптимальным дебитом.

2.1. Исходные данные

Изучение месторождения началось с 1994г, а активная разработка с 2000г. За прошедшие годы вода по гидродинамической модели подошла почти к каждой скважине, участвующей в расчетах. Ниже на Рис.2.1., Рис.2.2., Рис.2.3. наглядно видно, как это происходило.



Рис.2.1. ВНК и положение подошвенной воды. 2000г.



Рис.2.2. ВНК и положение подошвенной воды. 2008г.



Рис.2.3. ВНК и положение подошвенной воды. 2017г.

Параметры для расчета по некоторым скважинам представлены в таблице

2.1.

Таблица	2.	1
---------	----	---

Скважина	230	5307	5308	5310	5311	5313	5314	5316
Продуктивная толщина,								
Μ	132	149	111	102	98,6	150	138	125
Перфорация, м	74,6	125	102	92	67	126	82	79
Вязкость воды, сПз	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Вязкость нефти, сПз	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Плотность воды, г/см3	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
Плотность нефти, г/см3	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Радиус контура питания,								
М	250	250	250	250	250	250	250	250
Радиус скважины, м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Проницаемость по гор.,								
мД	5	5	5	5	5	5	5	5
Проницаемость по верт.,								
мД	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

2.2. Расчет оптимальной степени вскрытия на примере скважины 5313

$$\left[\frac{1}{\sqrt{I_{ani}^4 + 1}} + \frac{hx_{opt}(1/r_w - 1/r_e)}{\ln(r_e/r_w)}\right] - \left[h(1 - x_{opt}) - r_w\right] \left(\frac{(1/r_w - 1/r_e)}{\ln(r_e/r_w)}\right) = 0$$

$$\left[\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{5}{0.3}\right)^4 + 1}} + \frac{492x_{opt}\left(\frac{1}{0.328 - \frac{1}{820,21}}\right)}{\ln(820,21/0,328)}\right] - \left[492(1 - x_{opt}) - 0,328\right] \left(\frac{(1/0,328 - \frac{1}{820,21},21)}{\ln(820,21/0,328)}\right) = 0$$

Все значения из таблицы переведены в американскую систему измерений для корректных расчетов. Решая уравнение (1.3.3.2) получаем значение, приближенное к 0,5 (0,4995). В дальнейших расчетах будем использовать x_{opt} = 0,5 (оптимальная степень вскрытия).

2.3. Расчет критического дебита на примере скважины 5313

$$q_{c} = \frac{7.08 * 0.001k_{h}\Delta\gamma(h-L-r_{w})}{\mu(1/r_{w}-1/r_{e})} \left[\frac{1}{\sqrt{I_{ani}^{4}+1}} + \frac{L(1/r_{w}-1/r_{e})}{\ln(r_{e}/r_{w})} \right] =$$

$$= \frac{7.08 * 0.001 * 5 * 0.22 * (492 - 246 - 0.328)}{0.22(1/0.328 - 1/820.21)} \left[\frac{1}{\sqrt{(\frac{5}{0.3})^{4}+1}} + \frac{246(1/0.328 - 1/820.21)}{\ln(820.21/0.328)} \right] =$$

= 328,11stb / D = 52.2cm.M3 / cym

Скважина должна работать с дебитом не более 52,2 м3/сут для максимально долгой безводной эксплуатации.

2.4. Расчет времени до прорыва воды на примере скважины 5313

$$r_{eD} = \frac{r_e(\sqrt{k_v} / k_h)}{h_0} = \frac{820.21(\sqrt{0.3/5})}{492} = 0.4085$$

$$q_{D,v} = \frac{651.4\mu_0 B_0 q_0}{h_0^2 (\rho_w - \rho_o) k_h} = \frac{651.4 \times 0.22 \times 1.2 \times 328.11}{492^2 (1.18 - 0.787) \times 5} = 0.1187064$$

$$M = \frac{\mu_o K_{rw}}{\mu_w K_{ro}} = \frac{0.22 * 0.5}{0.46 * 1} = 0.239$$

$$t_{BT} = 2996 \left[\frac{1}{r_{eD}}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{q_{D,v}}\right]^{0.68} \left(1+M\right)^{0.64} \left[1-\frac{h_p}{h_o}\right]^{0.65} \left[1-\frac{h_{bp}}{h_o}\right]^{1.40} \left[1-\frac{h_{ap}}{h_o}\right]^{0.9} = 2996 * \left[\frac{1}{0.4085}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{0.1187064}\right]^{0.68} \left(1+0.239\right)^{0.64} \left[1-\frac{413}{492}\right]^{0.65} \left[1-\frac{78.4}{492}\right]^{1.40} \left[1-\frac{0}{492}\right]^{0.9} = 2996 * \left[\frac{1}{0.4085}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{0.1187064}\right]^{0.68} \left(1+0.239\right)^{0.64} \left[1-\frac{413}{492}\right]^{0.65} \left[1-\frac{78.4}{492}\right]^{1.40} \left[1-\frac{0}{492}\right]^{0.9} = 2996 * \left[\frac{1}{0.4085}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{0.1187064}\right]^{0.68} \left(1+0.239\right)^{0.64} \left[1-\frac{413}{492}\right]^{0.65} \left[1-\frac{78.4}{492}\right]^{1.40} \left[1-\frac{0}{492}\right]^{0.9} = 2996 * \left[\frac{1}{0.4085}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{0.1187064}\right]^{0.68} \left(1+\frac{1}{0.4085}\right)^{0.64} \left[1-\frac{1}{0.4085}\right]^{0.65} \left[1-\frac{1}{0.4085}\right]^{1.40} \left[1-\frac{1}{0.4085}\right]^{0.9} = 2996 * \left[\frac{1}{0.4085}\right]^{1.11} \left[\frac{1}{0.4085}\right]^{0.68} \left[1+\frac{1}{0.4085}\right]^{0.68} \left[1+\frac{1}{0.4085}\right]^{0.64} \left[1+\frac{1}{0.408$$

=9402*cym* = 25,8*лет*

При постоянном дебите 52,2 м3/сут подъем конуса и обводнение продукции произойдет через 25,7 лет.

2.5. Сравнение полученных данных с фактической эксплуатацией

Из-за запуска 5313 без каких либо ограничений по дебиту, скважина начала обводняться через 9 лет, в начале 2013 года (Рис. 2.4.).



Рис. 2.4. Параметры добычи скважины 5313.

Таблица 2.2.

Накопленная добыча скв. 5313 по фактическим данным на устье скважины

Год	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Q, ст. м3/сут	80	100	80	170	155	90	85	90	120
Накопленная добыча									
за год, тыс. мЗ	29,2	36,5	29,2	62,05	56,58	32,9	31,02	32,85	43,8
Накопленная добыча									
за все время, тыс. м3	29,2	65,7	94,9	156,95	213,53	246,43	277,45	310,3	354,1

При запуске скважины на критическом дебите 52 м3/сут можно было достигнуть за ~26 лет накопленную добычу до 500 тыс.т.:

Таблица 2.3.

 2004 2009 2014 2019 2024 2

 2000
 20112
 20100
 20202
 20202
 2
 2

Накопленная добыча скв. 5313 при запуске на критическом дебите

	2004-	2009-	2014-	2019-	2024-	2020
Год	2008	2013	2018	2023	2028	2029
Q, ст. м3/сут	52	52	52	52	52	52
Накопленная добыча за период, м3	94900	94900	94900	94900	94900	18980
Накопленная добыча за все время, м3	94900	189800	284700	379600	474500	493480

2.6. Расчет с помощью гидродинамической модели на примере скважины 5313

Чтобы получить результат в гидродинамическом симуляторе, необходимо запустить расчет модели на постоянном дебите 52,2 ст. м3/сут, полученном в математических расчетах.



Рис. 2.5. ВНК и положение подошвенной воды скважины 5313. 2004г.



Рис. 2.6. ВНК и положение подошвенной воды скважины 5313. 2019г.



Рис. 2.6. ВНК и положение подошвенной воды скважины 5313. 2025г.

При помощи программы t-Navigator был получен результат - 22,2 года, что не сильно отличается от математических расчетов и соответствует ~420 тыс. м3 накопленной добычи.

2.7. Результаты математического расчета по некоторым скважинам

Во время исследования получены следующие результаты по блоку скважин:

Таблица	2.4.
---------	------

Скважина	230	5307	5308	5310	5311	5313	5314	5316
Степень вскрытия	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Продуктивная толщина, ft	434	490	364	335	323	492	452	409
Глубина проникновения в пласт, ft	217	245	182	168	162	246	226	204
Перфорация, ft	245	410	335	302	220	413	269	259
Критический дебит, stb/d	256	325	179	153	142	328	277	226
Нефтенасыщенная толщина выше дыр перфорации, ft	0	0	0	0	0	0	0	0
Нефтенасыщенная толщина ниже дыр перфорации, ft	189	79,7	80,2	33,7	104	78,4	183	149

Продолжение табл. 2.4.

Скважина	230	5307	5308	5310	5311	5313	5314	5316
Коэффициент подвижности, доли ед.	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Безразмерный дебит, stb/d	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119
Безразмерный радиус контура питания, доли ед.	0,46	0,41	0,55	0,6	0,62	0,41	0,44	0,49
Время прорыва воды, лет	24,7	25,8	10,5	13,7	18,9	25,8	26,5	24,3

Из Таблицы 2.4. можно сделать вывод, что чем меньше продуктивная толщина пласта и меньше толщина нефтенасыщенного интервала от нижних дыр перфорации до ВНК, тем быстрее подошвенная вода подтянется к стволу скважины и конус прорвется.

В данной главе был получены данные расчета времени конусообразования и критических дебитов по конкретным скважинам. По результатам работы можно сделать вывод, что для получения более точных прогнозных параметров работы скважин математические расчеты необходимо производить до запуска гидродинамического симулятора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания данной работы была выбрана оптимальная модель расчета дебитов, которая по границам применимости подходит для Капитоновского месторождения. Рассчитаны критические дебиты по ряду скважин, а также время до прорыва конуса воды. Далее полученные расчеты были интегрированы в гидродинамическую модель, что позволило получить положительные результаты дополнительной добычи нефти.

Представленную в работе аналитическую модель можно успешно использовать для предварительных расчетов перед построением модели конусообразования в симуляторах. Благодаря объединению аналитических и гидродинамических методов расчета, достигается оптимальный режим работы скважин на месторождении с подстилающей водой, что позволяет существенно увеличить добычу нефти и, как следствие, конечный коэффициент извлечения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- M. Tabatabaei, A. Ghalambor, B. Guo Optimization of completion Interval to minimize water coning - SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Rome, Italy, 2008 - 12 c.
- S.O. Osisanya, R. Recham, M. Touami Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells – A Reservoir Simulation Study of Hassi R'Mel Field, Algeria - Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2000, Calgary, Alberta, Canada - 13 c.
- Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика М.: Недра, 1993. – 416 с.
- Телков А.П., Грачев С.И. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. В 2 ч. Ч. II – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 352 с.
- Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Овчинников В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 386 с.
- 6. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 397с.
- 7. F. Brons, V.E. Marting The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity Journal of Petroleum Technology, Volume 13, Number 2, 1961.
- Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. — М.: Недра, 1965 - 205 с.
- Телков А.П. Некоторые особенности эксплуатации нефтяных залежей с подошвенной водой. — НТО. — М.: ВНИИОЭНГ, 1972. — 136с.
- 10. Чарный И.А. Приток к скважине в месторождениях с подошвенной водой или газовой шапкой. Нефтяное хозяйство, 1952, № 10. С. 11—19.
- 11. Телков А.П., Краснова Т.Л. Обоснование технологических режимов работы несовершенных скважин, дренирующих нефтегазовые залежи с

подошвенной водой "Геология, геофизика и разработка нефтяных местороэждений"- ВНИИОЭНГ. -1997. - № 4-5.- С. 2-9.

- Телков А.П., Стклянин Ю.И. Расчет предельных безводных и безгазовых дебитов в подгазовых нефтяных залежах с подошвенной водой // Тр. МИНГ и ГП. — 1963.
- Meyer H.I., Searcy D.E. Analagy Study of Water—Coning—Pet. Tech., April, 1956 - 328 c.
- 14. Kegang L., Zheng S., Including the effect of capillary pressure to estimate critical rate in water coning water, Nothr Africa Technical Conference and Exhibition held in Cairo, Egypt, 2012 11 c.