

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Применение технологии ICD при заканчивании горизонтального участка ствола скважины является одним из решений проблемы быстрого обводнения горизонтальных стволов на месторождениях с активной подошвенной водой, с газовой шапкой и высокой степенью расчленённости пласта. ICD – устройство для ограничения водопритока за счёт создания гидравлического сопротивления. Установка ICD на участках хвостовика, отсечённых затрубными пакерами, позволяет выровнять профиль притока. В результате, увеличивается время «безводной» работы скважины, запасы дренируются равномерно по всей длине горизонтального ствола, увеличивается коэффициент извлечения нефти.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, распределение плотности перфорации.

Большинство месторождений ОАО «Газпромнефть-ННГ» представлено пластами-коллекторами с трудноизвлекаемыми запасами. Среди них залежи с активной подошвенной водой, с газовой шапкой, с высокой расчленённостью, с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), с высоким газовым фактором и др. Основными методами для извлечения трудноизвлекаемых запасов и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) являются: гидро-разрыв пласта (ГРП), бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых зарезок, углубление стволов скважин на нижележащие горизонты и проведение кислотных обработок.

В работе рассматривается проблема бурения горизонтальных стволов на месторождениях с активной подошвенной водой, газовой шапкой и высокой степенью расчленённости пласта-коллектора. Примерами залежей с активной подошвенной водой являются: пласт БС₁₀₋₃ Восточно-Пякутинского месторождения, БС₁₁ Северо-Янгтинского месторождения, группа пластов БП Еты-Пуровского месторождения и пласт ПК₂₀ Ярайнерского месторождения, выделяющийся наличием газовой шапки. Данные залежи объединены общей проблемой – быстрое обводнение горизонтальных скважин. Время минимально безводной работы скважин составляет 3 – 4 месяца. Основной причиной данного факта является образование конуса воды в определённой части горизонтального ствола, которое связано с неравномерным распределением профиля давления по стволу горизонтальной скважины.

Потери давления при течении жидкости по горизон-

Средняя мощность пласта, м	88,72
Средняя нефтенасыщенная мощность пласта, м	13,5
Пористость, доли единицы	0,27-0,28
Средняя нефтенасыщенность, доли единицы	0,57-0,58
Проницаемость, мД	442,9
Начальное пластовое давление, МПа	17,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*сек	2,09
Вязкость нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,84
Во, доли единицы	1,269
Давление насыщения, МПа	17,5
Газовый фактор, м ³ /т	123
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*сек	0,59
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,003

Табл. 1. Средние параметры пласта-коллектора.

тальному участку ствола скважины состоят из трёх компонент в соответствии с законами сохранения масс, импульса и энергии: гравитационной, силы трения и ускорения (Saavedra et. al., 2001):

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{gravity} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{friction} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{acceleration} \quad (1)$$

Основные потери давления при течении жидкости по горизонтальному стволу скважины связаны с трением. Следовательно, уравнение (1) может быть преобразовано следующим образом:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{friction} = -\frac{f_m \rho v^2}{2g_c d} \quad (2)$$

или

$$\Delta p_w = -\frac{f_m \rho v^2 L}{2g_c d}, \quad (3)$$

где Δp_w – потери давления в lbf/ft² (фунт-сила на квадратный фут), f_m – безразмерный коэффициент шероховатости, ρ – плотность жидкости в lbfm/ft³ (фунт массы на кубический фут), v – скорость течения в ft/s (фут в секунду), g_c – гравитационная постоянная равная 32,2 lbfm-ft/(s²-lbf), d – диаметр хвостовика в ft (фут), L – длина горизонтального участка ствола скважины в ft.

Уравнение потери давления за счёт силы трения для однофазного потока в горизонтальном стволе может быть представлено в виде:

$$\Delta p_w = (1.14644 * 10^{-5}) \frac{f_m \rho q^2 L}{d^5}, \quad (4)$$

где Δp_w – потери давления за счёт силы трения в хвостовике в psia; f_m – безразмерный коэффициент шероховатости Мууди; ρ – плотность жидкости в gm/cc; q – величина притока в пластовых условиях, RB/сут; L – длина горизонтального участка ствола в ft и d – внутренний диаметр хвостовика в дюймах.

Основными параметрами, влияющими на величину потерь давления за счёт трения, являются два параметра: диаметр хвостовика и безразмерный коэффициент шероховатости.

Величина безразмерного коэффициента шероховатости зависит от режима течения жидкости. Выделяют два основных режима течения: ламинарный и турбулентный. Шероховатость трубы (ε/d) влияет на коэффициент шероховатости для турбулентного течения жидкости. Тип режима течения жидкости зависит от значения числа Рейнольдса (Re), безразмерной величины, равной отношению инерционных и вязкостных сил. Число Рейнольдса определяется следующим уравнением:

$$Re = \frac{\rho dv}{\mu} \quad (5)$$

Данное уравнение может быть преобразовано для системы единиц field units:

$$Re = 92.23 \frac{\rho q}{\mu d'} \quad (6)$$

где Re – безразмерная величина, ρ – плотность жидкости в gm/cc, q – приток жидкости в RB/сут (баррель в пластовых условиях/сутки), μ – вязкость в ср (сантиПуаз) и d' – внутренний диаметр трубы в дюймах.

Если величина Re меньше чем 2300, то это ламинарный тип течения жидкости ($Re < 2300$). Если Re расположено между значениями 2300 и 4000, то это переходный режим от ламинарного потока к турбулентному ($2300 < Re < 4000$). Если Re больше чем 4000, то это турбулентный тип течения жидкости ($Re > 4000$).

После определения Re и типа течения жидкости может быть рассчитан безразмерный коэффициент шероховатости. Существует два пути для расчета коэффициента шероховатости: с помощью специальных диаграмм или используя уравнение. Для ламинарного типа течения жидкости уравнение выглядит следующим образом:

$$f_m = \frac{64}{Re} \quad (7)$$

а для турбулентного типа течения жидкости используется уравнение Джейн:

$$f_m = [1.14 - 2 \log[(\varepsilon/d) + 21.25 Re^{-0.9}]]^{-2} \quad (8)$$

Данное уравнение используется при условии $4000 < Re < 10^8$ и $10^{-8} \leq \varepsilon/d \leq 0,1$ и имеет ошибку менее 3,1% в сравнении с классическими уравнениями турбулентного режима течения Прандтля, Кармана и Никурадзе.

Исходя из уравнения (4) можно сделать вывод о том, что потери давления за счёт силы трения зависят от шероховатости трубы и существующего режима течения жидкости по стволу.

На рисунках 1, 2 показано типичное распределение па-

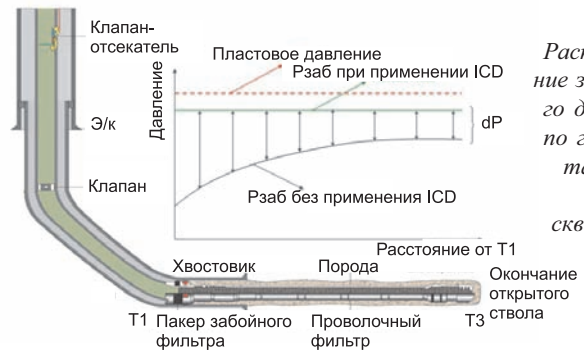


Рис. 1. *Распределение забойного давления по горизонтальному стволу скважины.*

дения давления за счёт силы трения вдоль горизонтального участка ствола скважины. Наибольшая депрессия наблюдается в районе точки Т1 (точки входа в пласт горизонтального ствола скважины). Наименьший перепад давления имеет место в точки Т3.

Контур питания горизонтальной скважины с учётом распределения падения давления за счёт силы трения вдоль горизонтального ствола (от 0 (Т1) до L (Т3)) имеет иную геометрическую форму, чем для горизонтальной скважины при постоянной величине давления вдоль хвостовика без учёта распределения падения давления за счёт силы трения. Контур питания в интервале точки Т1 горизонтального ствола больше, чем в точке Т3 для однородного пласта. Расчёты показали, что падение давления за счёт силы трения в точке Т1 больше (на 15 – 60% от общего значения падения давления за счёт силы трения), чем в точке Т3. Таким образом, общую площадь контура питания можно вычислить путём сложения трёх отдельных контуров питания для разных частей горизонтального участка ствола скважины:

$$A_{HW} = A_1 + A_2 + A_3 \quad (9)$$

Контур питания для первой области А1 имеет площадь половины окружности с радиусом $r_{ev}[A_1]$ и может быть записан в виде формулы:

$$A_1 = \frac{\pi r_{ev}^2}{2} \quad (10)$$

Площадь третьей области А3 – это площадь половины окружности с радиусом $r_{ev}[\Delta P(L)/\Delta P(0)]$. Уравнение выглядит следующим образом:

$$A_3 = \frac{\pi}{2} \left[r_{ev} \left(\frac{\Delta P(L)}{\Delta P(0)} \right) \right]^2 \quad (11)$$

Площадь второй области А2 имеет более сложное геометрическое строение. Предположим, что в каждой точке горизонтального участка ствола скважины ($X \in [0 \dots L]$) радиус дренирования зависит от падения давления за счёт

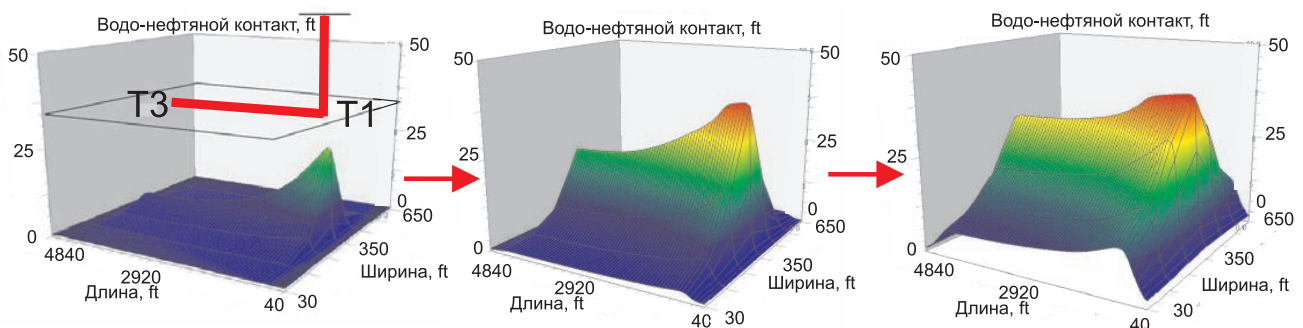


Рис. 2. *3D модель подтягивания пластовой воды к горизонтальному стволу скважины.*

силы трения $\gamma_{ev}[\Delta P(x)/\Delta P(0)]$. Таким образом, площадь второй области будет вычисляться по формуле:

$$A_2 = 2 \left[\int_0^L r_{ev} \left(\frac{\Delta P(x)}{\Delta P(0)} \right) dx \right], \quad (12)$$

где

$$\Delta P(x) = P_e - P_{wf}(x), \quad (13)$$

$$P_{wf}(x) = P_{wf}(0) - \Delta p_w(x). \quad (14)$$

Используя уравнение (4) падение давления за счёт силы трения может быть определено в каждой точке (x):

$$A_{HW} = \frac{r_{ev}}{87120} \left[\pi r_{ev} + 4L - \frac{2\Delta p_w(L)}{\Delta P(0)} L + \pi r_{ev} \left(\frac{\Delta P(L)}{\Delta P(0)} \right)^2 \right]. \quad (15)$$

Депрессия на пласт $\Delta P(0)$ вычисляется по уравнению:

$$\Delta P(0) = P_e - P_{wf}(0). \quad (16)$$

Исходя из выше сказанного уравнение для площади второй области имеет следующий вид:

$$A_2 = 2r_{ev}L \left[1 - \left(\frac{\Delta p_w(L)}{2\Delta P(0)} \right) \right]. \quad (17)$$

Таким образом, используя уравнения 10, 11, 17 уравнение 9 можно преобразовать:

$$A_{HW} = \frac{r_{ev}}{87120} \left[\pi r_{ev} + 4L - \frac{2\Delta p_w(L)}{\Delta P(0)} L + \pi r_{ev} \left(\frac{\Delta P(L)}{\Delta P(0)} \right)^2 \right]. \quad (18)$$

Все площади контуров питания рассчитываются в краях, а давления – в r_{sia} .

Основные параметры, влияющие на величину потерь давления за счёт сил трения (на изменение депрессии вдоль ствола скважины):

1. Состав флюида. При увеличении доли газа и/или воды вязкость добываемого флюида снижается, что приводит к уменьшению потерь давления связанных с трением.

2. Распределение ФЕС пород вдоль горизонтального участка ствола скважины. Необходимо рассматривать ФЕС пород вдоль пласта для определения интервала подтягивания конуса воды. В интервалах пласта-коллектора с более высокой проницаемостью приток флюида больше, чем в пропластках с меньшей проницаемостью.

3. Извилистость горизонтального ствола. Её увеличение приводит к увеличению потерь давления за счёт трения.

Существует множество учений о течении жидкости в горизонтальных скважинах. Диккенс в 1990 г. представил математическую модель течения жидкости в системе коллектор-скважина. В 1990 году он предложил аналитическую модель, в которую были заложены следующие предположения: депрессия в точке Т3 горизонтального участ-

ка скважины равно 0, порода-коллектор имеет вид параллелепипеда (Guo, 2007).

Эта технология была применена для аналитического моделирования горизонтальной скважины на нефтяном месторождении (терригенный тип коллектора) со средними параметрами, представленными в табл. 1.

Предполагается, что пласт имеет однородное гомогенное строение (основные параметры пласта даны в таблице), общая длина горизонтального участка ствола скважины от точки Т1 до точки Т3 составляет 900м и забойное давление ($P_{bwh}(11)$) составляет 110 атм. Падение давления за счёт силы трения и приток пластового флюида могут быть определены основываясь на технологии Диккенса. Для этого горизонтальный участок ствола скважины был разбит на 10 частей. Их длина соответствует следующим значениям 10, 15, 25, 25, 50, 75, 100, 200, 200 и 200 м. Части меньшего размера расположены рядом с точкой Т1 и эти размеры увеличиваются в направлении к точке Т3. Такое распределение размеров частей было выбрано в связи с тем, что максимальное падение давления расположено рядом с точкой Т1. Рядом с точкой Т3 в горизонтальном участке ствола скважины падение давления становится меньше. Результатом такого распределения давления становится конусообразование воды или газа. Расчёт величины притока и падение давления за счёт силы трения производится от точки Т3 к точке Т1. Падение давления используется для расчета величины притока. Величина забойного давления в точке Т3 является неизвестной и рассчитывается путём итерации от известного забойного давления в точке Т1 (делается предположение, что эта величина равна 130 атм). Значение забойного давления в точке Т3 ниже, чем забойное давление в точке Т1. Используя величину перепада давлений определяется величина притока к первой части горизонтального участка ствола скважины. Величина притока вычисляется используя уравнение (Hill et al., 2008):

$$q(x) = \frac{kx(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \left(\ln \left[\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.224 + s + s_R \right)}, \quad (19)$$

где k – проницаемость породы-коллектора $\sqrt{k_H k_V}$, x – длина на части горизонтального участка ствола скважины, p_e – давление на границе зоны дренирования ($y=y_b$), μ и B_o соответствуют вязкости нефти и объёмному коэффициенту пластового флюида, h – толщина пласта-коллектора, r_w – радиус хвостовика, y_b – расстояние от скважины до границы контура питания в горизонтальном направлении перпендикулярно скважине, s – скин-фактор, учитывающий заканчивание и повреждение или эффекты стимуляции, s_R – скин-фактор в связи с частичным вскрытием пласта, I_{ani} – индекс анизотропии, который равен:

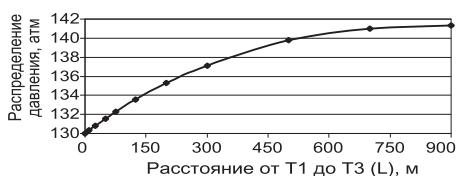


Рис. 3. Распределение забойного давления вдоль горизонтального ствола от Т1 до Т3.

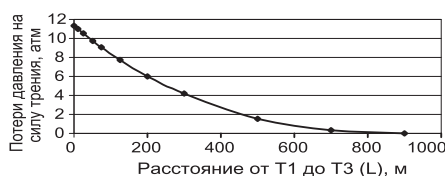


Рис. 4. Потери давления за счёт силы трения вдоль горизонтального ствола от Т1 до Т3.

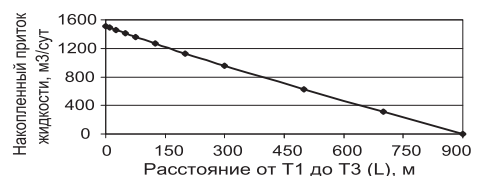


Рис. 5. Накопленный приток жидкости вдоль горизонтального ствола от Т1 до Т3.

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (20)$$

При течении жидкости в первой части горизонтального участка ствола скважины с величиной $q(1)$ в горизонтальном участке возникают силы трения. В связи с этим можно определить потери давления за счёт силы трения. Значение этого параметра вычисляются, используя уравнение (15).

В случае для рассматриваемой горизонтальной скважины безразмерный коэффициент шероховатости определяется с помощью уравнения, потому что Re более 4000. Скорость течения жидкости u и коэффициент горизонтальной скважины N_H могут быть определены используя уравнения:

$$u = \frac{4q(x)}{\pi D^2} \quad (21)$$

и

$$N_H = \frac{kx^2}{D^4 F_g}, \quad (22)$$

где геометрический коэффициент пласта коллектора:

$$F_g = \ln \left[\frac{0.294 h I_{ani}}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{h I_{ani}} + s + s_R. \quad (23)$$

Таким образом, можно определить падение давления за счёт силы трения в первом участке ствола. Забойное давление на границе второй части горизонтального участка ствола скважины определяется, как разница между забойным давлением в точке Т3 и потерями давления за счёт силы трения в первой части горизонтального участка ствола скважины:

$$P_{bwh}(2) = P_{bwh}(1) - \Delta p(1). \quad (24)$$

Затем жидкость перетекает из первой части горизонтального участка ствола скважины во вторую. Во второй участок хвостовика кроме поступления жидкости из первой части горизонтального участка ствола скважины с величиной $q(1)$ поступает пластовый флюид из пласта-коллектора с дебитом $q(2)$. Поэтому потери давления за счёт силы трения определяются для притока $q(1) + q(2)$. Таким образом, потери давления за счёт силы трения можно рассчитать в каждой части горизонтального участка ствола скважины (Рис. 3).

Получив величины падения давления за счёт силы трения можно построить графики распределения забойного давления и притока вдоль горизонтального ствола (Рис. 4,5).

Проанализировав полученные графики были сделаны следующие выводы: максимальная депрессия находится в точке Т1 горизонтального участка ствола которая уменьшается по нелинейному закону к точке Т3, приток в каждой точке хвостовика имеет разное значение, а его величина пропорциональна значению забойного давления. Таким образом, площадь дренирования не имеет общепринятый вид эллипса, а форму геометрической фигуры в виде эллипса со смещённым центром к точке Т1 хвостовика.

В последнее время была разработана новая модель течения жидкости в системе порода-коллектор-ствол скважины. Она основана на учениях Диккенса, но граничное условие в данной модели стало более реалистичным: ну-

левое падение расположено в нескольких точках контура питания скважины. Представление новой модели было опубликовано (Guo, 2007).

Для горизонтальных скважин могут быть рассчитаны оптимальные дебиты работы, позволяющие максимально увеличить безводный период работы скважины (Recham, 2001). Оптимальный дебит для работы скважины в безводном режиме рассчитывается через уравнение:

$$Q_{sc,h} = 2.8248 * 10^{-11} (X_D)^{2.332} (\mu_o)^{-0.182} \left(\frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o - \rho_g} \right)^{0.158} \quad (25)$$

$$(h_o)^{4.753} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{-1.234} (k_h)^{0.2396} (L)^{0.211} \left(1 - \frac{h_{ap}}{h_o} \right)^{0.036} \left(1 - \frac{h_{bp}}{h_o} \right)^{-0.211}$$

В данном уравнении безразмерная ширина контура дренирования пласта-коллектора горизонтальным столом скважины:

$$X_D = \frac{X_a}{h_o} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}. \quad (26)$$

Для рассматриваемого случая $Q_{sc,h} = 4.8$ м³/сут.

Вероятное время прорыва воды для горизонтальной скважины может быть рассчитано используя уравнение:

$$t_{BTw,h} = 5.13 * 10^5 \left(\frac{1}{q_{Dw,h}} \right)^{0.88} \left(\frac{1}{X_D} \right)^{1.47} \left(\frac{1}{M_{o/w}} \right)^{-0.253} \left(1 - \frac{h_{ap}}{h_o} \right)^{4.675} \left(1 - \frac{h_{bp}}{h_o} \right)^{0.929} \left(\frac{h_o}{Lk_h} \right)^{0.5097} \quad (27)$$

где величина безразмерного дебита для воды и отношение подвижности вода-нефть рассчитывается соответственно:

$$q_{Dw,h} = \frac{325.86 \mu_o B_o q_o}{L h_o (\rho_w - \rho_o) \sqrt{K_v K_h}} \quad (28)$$

и

$$M_{o/w} = \frac{\mu_o K_{rw}}{\mu_w K_{ro}}. \quad (29)$$

Таким образом, время прорыва воды в горизонтальную скважину для рассматриваемого случая составляет $t_{BTw,h} = 855$ дней.

Время прорыва газа к горизонтальной скважине определяется по уравнению:

$$t_{BTg,h} = 6.0587 * \left(\frac{1}{q_{Dg,h}} \right)^{0.892} \left(\frac{1}{X_D} \right)^{1.094} \left(\frac{1}{M_{g/o}} \right)^{-0.514} \left(\frac{h_o^2}{L} \right)^{1.121} \left[1 - \left(\frac{h_{ap}}{h_o} \right)^2 \right]^{0.796} \left[1 - \left(\frac{h_{bp}}{h_o} \right)^2 \right]^{3.347} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.779} \quad (30)$$

где безразмерная величина дебита для газа и отношение подвижностей газ-нефть на горизонтальной скважине:

$$q_{Dg,h} = \frac{325.86 \mu_o B_o q_o}{L h_o (\rho_o - \rho_g) \sqrt{K_v K_h}} \quad (31)$$

$$M_{g/o} = \frac{\mu_g K_{ro}}{\mu_o K_{rg}} \quad (32)$$

В нашем случае время прорыва газа составляет $t_{BTg,h} = 48$ дней. В уравнениях для расчета времени прорыва и величины отношения подвижностей компонентов флюида использовались следующие обозначения: h_o – нефтенасыщенная мощность, ft; h_{ap} и h_{bp} – нефтенасыщенная мощность над перфорацией и ниже перфорации, ft; h_p – мощность интервала перфорации, ft.

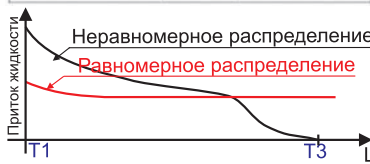
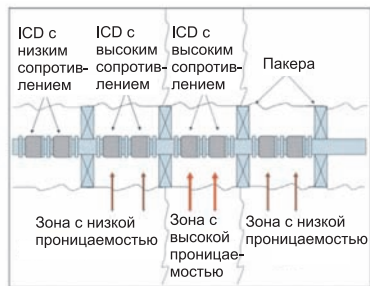


Рис. 6. Влияние ICD на распределение притока к стволу горизонтальной скважины.

Площадь зоны дренирования для рассматриваемой горизонтальной скважины составила $A_{HW} = 708 \text{ м}^2$ (расчёт производился по уравнению 18). При моделировании в программном продукте «Eclipse» компании «Schlumberger» условно принято, что приток в каждой части горизонтального участка ствола скважины является постоянной величиной. Течение жидкости происходит без потерь давления за счёт силы трения в горизонтальном стволе. Контур питания горизонтальной скважины представлен в виде эллипса. Как было показано выше, данное представление о движении флюида к горизонтальному стволу является ошибочным. В моделировании более реалистичной ситуации необходимо учитывать влияние потерь давления за счёт трения при течении жидкости по стволу скважины. На основе моделирования зоны дренирования горизонтальной скважины возможно решение актуальной проблемы конусообразования.

Существуют следующие методики для борьбы с конусообразованием: применение геля – для обводнённых действующих скважин и применение системы ICD – для новых скважин. ICD – устройства для ограничения водопритока за счёт создания гидравлического сопротивления. Данное устройство бывает трёх типов: channel-type, nozzle-type, orifice-type (Alkhalawi et al, 2007). Тем не менее, основой их действия является создание определённого перепада давления в ICD для равномерного вовлечения в

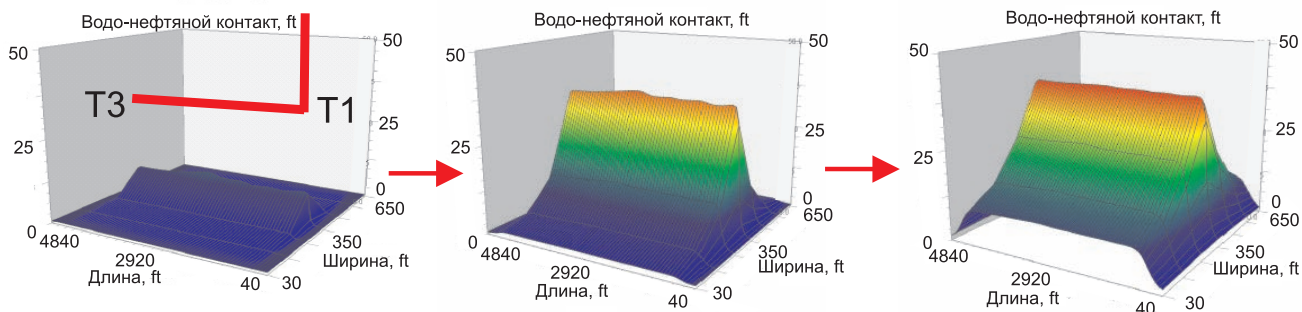


Рис. 7. 3D модель подтягивания пластовой воды к горизонтальному стволу скважины с ICD или разной плотности перфорации.

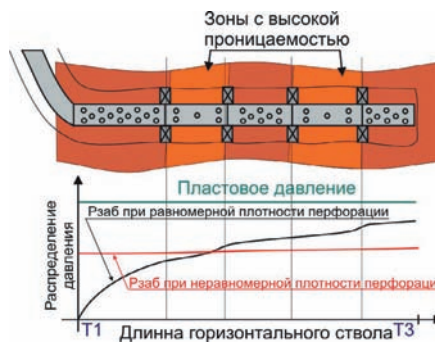


Рис. 8. Влияние распределения плотности перфорации на распределение давления вдоль ствола горизонтальной скважины.

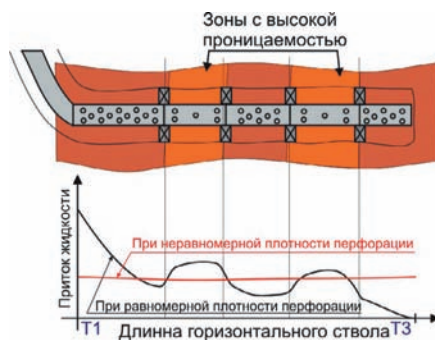


Рис. 9. Влияние распределения плотности перфорации на распределение притока к стволу горизонтальной скважины.

разработку всего продуктивного пласта вдоль горизонтального участка ствола скважины, т.е. создания одинаковой депрессии в разных точках хвостовика (Рис. 6, 7). Аналитическая модель действия ICD в горизонтальном стволе скважины, где учтено изменение депрессии на пласт за счёт работы сил трения при движении жидкости, может быть выражена следующим образом.

Потери давления, созданные в ICD, описываются уравнением (для nozzle-type ICD) (Su, 2007):

$$\Delta P_{cons} = \frac{\rho_m V_c^2}{2C_v^2} \quad (33)$$

Уравнение для расчета притока жидкости выглядит следующим образом:

$$q_o = PI(P_r - P_w - \rho_o gh) \quad (34)$$

где индекс продуктивности для однофазного потока рассчитывается так:

$$PI = \frac{2\pi K K_{ro} H}{\mu_o (\log(r_o/r_w))} \quad (35)$$

Таким образом, уравнение (34) можно преобразовать с учётом влияния падения давления в ICD:

$$q_o = PI(P_r - P_w - \rho_o gh - \Delta P_{cons}) \quad (36)$$

Фракционный фактор расхода нефти может быть записан как:

$$F_o = \frac{K_{ro} / \mu_o}{\sum (K_{rj} / \mu_j)} \quad (37)$$

Тогда,

$$\Delta P_{cons} = \frac{\rho_m q_m^2}{2A_c^2 C_v^2} = \frac{\rho_m q_o^2}{2A_c^2 C_v^2 F_o^2}, \quad (38)$$

где

$$C_a = \frac{1}{2(A_c C_v)^2}. \quad (39)$$

Поэтому,

$$C_a \frac{\rho_m}{F_o^2} P I q_o^2 + q_o - P I (P_r - P_w - \rho_o g h) = 0, \quad (40)$$

$$q_o = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4C_a \frac{\rho_m}{F_o^2} P I^2 (P_r - P_w - \rho_o g h)}}{2C_a \frac{\rho_m}{F_o^2} P I}. \quad (41)$$

$$q_o = \frac{2\pi K K_{ro} H}{\mu_o (\log(r_o/r_w) + S_M + S_e)} (P_r - P_w - \rho_o g h). \quad (42)$$

где скин-фактор за счёт применения ICD:

$$S_e = 2\pi H K_{ro} C_a \rho_m q_o / (F_o^2 \mu_o). \quad (43)$$

Если параметры, которые используются в полученном уравнении, известны, то можно определить падение давления в ICD через скин-фактор для ICD. Это значение может быть использовано при моделировании эффекта от применения ICD. Таким образом, применение ICD может быть оценено для каждой части горизонтального участка ствола скважины рассматриваемого примера (Табл. 2).

В процессе строительства хвостовика по технологии ICD используются данные о ФЕС пород вдоль горизонтального ствола скважины. Выделяются участки пласта с одинаковыми ФЕС. При спуске хвостовика участки с одинаковой проницаемостью отделяются затрубными пакерами для исключения перетоков. Установка ICD на участ-

L(x),m	Lcum,m	Qcum,m ³ /d	Δpf _{fric} , atm	Se, dimens
0	0	1513	11.3	
200	200	1492	10.99	0.2
200	400	1461	10.51	0.4
200	600	1411	9.76	0.7
100	700	1362	9.05	1.1
75	775	1266	7.74	1.5
50	825	1128	6.02	2
25	850	953	4.18	2.8
25	875	627	1.52	3.7
15	890	312	0.32	4.7
10	900	0	0	

Табл. 2. Результаты аналитических расчётов для горизонтальной скважины с учётом силы трения.

L(x),m	Lcum,m	Qcum,m ³ /d	Δpf _{fric} , atm	N, numb/m
0	0	1513	11.3	7
200	200	1492	10.99	7
200	400	1461	10.51	6
200	600	1411	9.76	5
100	700	1362	9.05	4
75	775	1266	7.74	4
50	825	1128	6.02	4
25	850	953	4.18	3
25	875	627	1.52	3
15	890	312	0.32	2
10	900	0	0	

Табл. 3. Результаты аналитических расчётов для горизонтальной скважины с учётом применения разной плотности перфорации.

ках хвостовика отсечённых затрубными пакерами, позволяет выровнять профиль притока. В результате, увеличивается время «безводной» работы скважины, запасы дренируются равномерно по всей длине горизонтального ствола, увеличивается коэффициент извлечения нефти (КИН). Отрицательными чертами данного метода являются дороговизна, длительный период настройки ICD и отсутствие возможности проведения ремонтных и геофизических работ после установки.

Альтернативой ICD является предлагаемый подход к решению проблемы раннего обводнения путём распределения плотности перфорации по стволу горизонтальной скважины (Рис. 8, 9). В результате, реализация той же методологии, что и ICD, является более простым и менее затратным способом. Плотность перфорационных отверстий распределяется в зависимости от ФЕС пород вдоль горизонтального ствола скважины. Для расчета необходимого количества плотности перфорации необходимо определить перепад давления в перфорационном отверстии. Для этого используется уравнение (Fernandes et al, 2006):

$$\Delta p_{perf} = \frac{0.81 \rho Q_i^2}{C_D^2 n^2 d^4}. \quad (44)$$

Количество отверстий для определённого участка хвостовика рассчитывается с помощью уравнения:

$$N(x) = \frac{q}{\frac{C_D d^2}{0.9} \sqrt{\frac{Q_i - qL}{4\pi k r_w} \mu \frac{3.24 f \rho}{3qD^5} [(Q_i - qx)^3 - (Q_i - qL)^3]}} \quad (45)$$

где C_D – коэффициент расхода, который зависит от вязкости жидкости и формы перфорации (Romero et al, 1995). Обычно этот коэффициент меняется от 0,56 до 0,89.

Используя приведённые уравнения, была рассчитана плотность перфорации для каждого участка горизонтального ствола скважины, выделенного в примере (Табл. 3).

Данный подход требует меньших затрат и позволяет проводить на скважине методы увеличения нефтеотдачи (обработка призабойной зоны) и ремонтные работы по истечению времени. Для определения экономической эффективности были проведены аналитические расчёты и моделирование.

Применение данной технологии было промоделировано на примере скважине 1006Г Северо-Янгтинского месторождения. Для определения эффекта были взяты реальные параметры истории работы скважины, на которые наложили расчётные параметры от применения распределения плотности перфорации (Рис. 10, 11). Применение данной технологии дало следующие начальные результаты относительно реальных данных горизонтальной скважины с обычным хвостовиком: средний начальный дебит жидкости составил 300 м³/сут со средней обводнённостью 10% и средним дебитом нефти 270 т/сут вместо 680 м³/сут, 10% и 520 т/сут. Как видно из полученных данных вначале работы скважины наблюдается ощутимый отрицательный эффект, но за счёт более медленного темпа обводнения накопленный эффект становится положительным и за 5 лет составит 263,5 тыс.т. С учётом стоимости 1\$ = 34 руб и рыночной стоимости 1 барель = 40 \$, экономи-

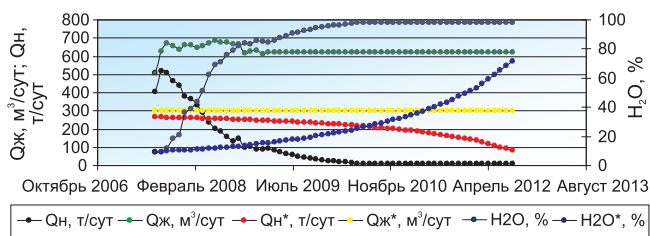


Рис. 10. График среднесуточной добычи нефти, жидкости и обводнённости скв.1006Г Северо-Янгтинского месторождения с применением распределения плотности перфорации (*) и без этого.

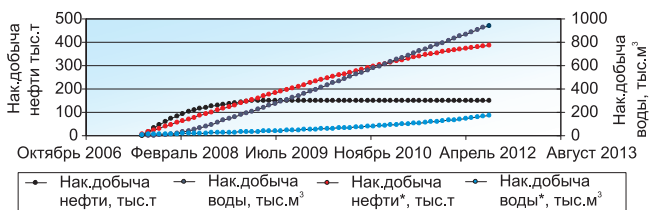


Рис. 11. График накопленной добычи нефти, жидкости и средней обводнённости скв.1006Г Северо-Янгтинского месторождения с применением распределения плотности перфорации (*) и без этого.

ческий эффект составит 1 млн.руб. На примере применения новых технологий на Ярайнерском месторождении при моделировании с 01.12.2008 на 01.01.2012 будут получены следующие результаты: накопленная добыча нефти – 1,906 млн.т, средняя обводнённость 98%, КИН – 0,3. Дополнительная добыча от проведения мероприятий составит 570 тыс.т, а чистая прибыль 10 млн.рублей (Рис. 12, 13).

Выводы

На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что проблема конусообразования и раннего обводнения горизонтальных скважин, дренирующих коллектор с подстилающей водой, решаема. Применение предлагаемого метода распределения плотности перфорации как аналог ICD является эффективным и экономически выгодным. Для подтверждения теоретических результа-

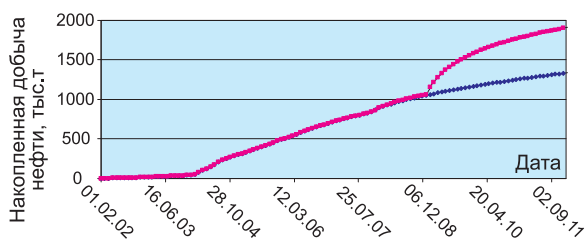


Рис. 12. Прирост добычи с пласта ПК20 Ярайнерского месторождения от применения на горизонтальных скважинах технологии распределения плотности перфорации с 01.01.08г.

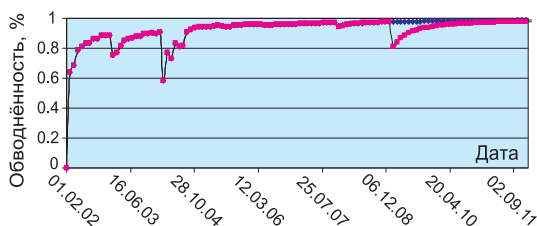


Рис. 13. Изменение обводнённости с пласта ПК20 Ярайнерского месторождения от применения на горизонтальных скважинах технологии распределения плотности перфорации с 01.01.08г.

тов запланировано практическое применение предполагаемого подхода.

Литература

Alkhelaiwi F.T., Davies D.R. Inflow Control Devices: application and value quantification of developing Technology. *Pros. of the Int. Oil Conf. and Exhib. Mexico*. DOI 10.2118/108700-MS. 2007.

Fernandes P.D., Silva M.G.F., Bedrikovetsky P. A new IOR technology to homogenize horizontal well injectivity/productivity profile. *Pros. of the Symposium on Improved Oil Recovery*. USA. DOI: 10.2118/99343-MS. 2006.

Guo Boyun. Effects of friction in drain hole on productivity of horizontal and multilateral wells. *Pros. of the Asia Pacific Oil and Gas Conf. and Exhib. Indonesia*. DOI 10.2118/106948-MS. 2007.

Hill A.D., Zhu D. The relative importance of wellbore pressure drop and formation damage in horizontal wells. *SPE Production & Operations*. Vol. 23. N 2. 2008. 232-240.

HoJeen Su, Dogru All H. Modeling of equalizer production system and smart well applications in full-field studies. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conf.* UAE. DOI 10.2118/111288-MS. 2007.

Recham R. Super-critical rate based on economic recovery in water and gas coning by using vertical and horizontal well performance. *Offshore Europe*. United Kingdom. DOI 10.2118/71820-MS. 2001.

Romero J., Mack M.G., Ebel J.L. Theoretical model and numerical investigation of near-wellbore effects in Hydraulic fracturing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas. DOI 10.2118/30506-MS. 1995.

Saavedra N.F., Reyes D.A. Drainage area for horizontal wells with pressure drop in the horizontal section. *Pros. of the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conf.* Argentina. DOI 10.2118/69431-MS. 2001.

М.М. Галиуллин, М.А. Азаматов, В.А. Вдовин. **Modern enhanced oil recovery methods on oil fields with reserves difficult to recover.**

Water cut rapid growth is characteristic for horizontal wells on the oil fields with active aquifer, gas cap and high-scale of section compartmentalization. Inflow control device (ICD) technology is a solution of this problem. ICD is a device for water restriction from formation. They are installed along horizontal well section and each other is intercepted with external casing packer. Fluid-movement profile along horizontal well section is equalized. As a result, waterless time is increased and recovery factor is increased.

Keywords: horizontal well, shot density distribution.

Галиуллин Марат Миннурович

Зам. начальника отдела стимуляции пласта Филиала «Муравленковскнефть», ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных месторождений, геоэкология, изучение свойств пласта и флюидов, капитальный и подземный ремонт скважин и т.д.



629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул.Ленина, д.82/19. Тел.: 8 9120-72-25-03.

Вдовин Владимир Анатольевич

Зам. генерального директора – главный инженер филиала «Муравленковскнефть», ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, новые технологии в сфере добычи полезных ископаемых.



629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул.Ленина, д.82/19. Тел.: 8 9220-60-02-22.