

УДК 622.276
Обзор / Review
© ПНИПУ / PNRPU, 2021**Исследование течения флюида к горизонтальной скважине****О.Н. Шевченко**

ООО Газпром «ВНИИГАЗ» (Россия, 142717, Московская область, пос. Развилка, Проектируемый пр. № 5537, вл15с1)

Study of Fluid Flow to a Horizontal Well**Oksana N. Shevchenko**

Gazprom VNIIGAZ LLC (vl15s1) Projektruyemy pass. № 5537, Razvilka village, 142717, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2020. Принята / Accepted: 01.02.2021. Опубликовано / Published: 01.04.2021

Ключевые слова:
дебит горизонтальной скважины, линейная фильтрация, зона дренирования, трудноизвлекаемые месторождения, аналитические расчеты, приток флюида.

В последнее время необходимо отметить присутствие негативной динамики по ухудшению структуры запасов вновь открытых месторождений, и уже большая часть последних классифицируется как трудноизвлекаемые, приуроченные к залежам со сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, осложненные наличием разломов, активных подошвенных вод и газовых шапок.

Разбуривание трудноизвлекаемых запасов месторождений происходит горизонтальными скважинами. Это обусловлено в первую очередь тем, что именно горизонтальные скважины позволяют многократно увеличить площадь фильтрации флюида за счет возрастания области дренирования, благодаря обширному контакту горизонтального участка скважины с породой, позволяя многократно увеличить дебит скважины.

Обобщая вышесказанное, горизонтальные скважины применяют для разработки месторождений со следующими параметрами: месторождения с тонкой нефтенасыщенной оторочкой (до 15 м), с газовой шапкой и подошвенной водой; месторождения тяжелой нефти, с вязкостью более 30 мПа·с; месторождения с низкой проницаемостью коллектора (менее 0,002 мкм²).

В данных условиях фильтрация флюида не может быть описана линейным законом Дарси. В условиях существования высоковязкой нефти и низкопроницаемого коллектора определяется некий начальный градиент давления, обусловленный реологическими свойствами фильтрующейся жидкости и высокими значениями коэффициента поверхностного трения. В условиях тонкой нефтяной оторочки и повышенного газового фактора наблюдаются предельные скорости фильтрации за счет режима растворенного газа, и приток флюида описывается нелинейным законом.

Одним из основных параметров при составлении технико-экономической оценки залежи является дебит каждой отдельно взятой горизонтальной скважины. Аналитические методы расчета дебита горизонтальной скважины показывают высокую погрешность. Предлагается по-новому взглянуть на проблему определения прогнозного дебита горизонтальной скважины, используя известные подходы к решению данного вопроса.

Довольно затруднительно достоверно прогнозировать параметры эксплуатации залежей: производительность горизонтальных скважин, полученная при помощи современных гидродинамических стимуляторов, оказывается недостоверной, что в конечном итоге приводит к формированию недостаточно рациональной системы разработки, и возникающие осложнения при эксплуатации в промысловых условиях приходится устранять за счет значительных объемов материальных и трудовых ресурсов. Таким образом, разработка методик, способствующих получению достоверного расчета добычи, является актуальной задачей нефтедобывающей отрасли.

Keywords:
horizontal well flow rate, linear filtration, drainage zone, hard-to-recover fields, analytical calculations, fluid inflow.

Recently, it is necessary to note the presence of negative dynamics in the deterioration of the reserves structure for newly discovered fields, and most of the them are classified as hard-to-recover, confined to deposits with a complex geological structure, low permeability, high oil viscosity, complicated by the presence of faults, active bottom waters and gas caps.

Hard-to-recover reserves are drilled with horizontal wells. This is primarily because horizontal wells make it possible to multiply the area of fluid filtration due to the increase in the drainage area, due to the extensive contact of the horizontal well section with the rock, allowing to increase the well flow rate many times over.

Summarizing the above, horizontal wells are used to develop fields with the following parameters: fields with a thin oil-saturated rim (up to 15 m), with a gas cap and bottom water; fields of heavy oil, with a viscosity of more than 30 mPa·s; fields with low reservoir permeability (less than 0.002 μm²).

Under these conditions, linear Darcy's law cannot describe fluid filtration. Under the conditions of high-viscosity oil and low-permeability reservoir existence, a certain initial pressure gradient is determined, due to the rheological properties of the filtering fluid and high values of the surface friction coefficient. Under conditions of a thin oil rim and an increased gas factor, the limiting filtration rates due to the dissolved gas regime are observed, and a nonlinear law describes the fluid inflow.

One of the main parameters in the preparation of the technical and economic assessment of the reservoir is the flow rate of each individual horizontal well. Analytical methods for calculating the horizontal well flow rate show a high error. It is proposed to take a fresh look at the problem of determining the predicted flow rate of a horizontal well, using well-known approaches for solving this issue.

It is rather difficult to reliably predict the parameters of reservoir operation: the horizontal wells productivity obtained with the help of modern hydrodynamic stimulators turns out to be unreliable, which leads to the formation of an insufficiently rational development system. And the arising complications during operation in field conditions have to be eliminated due to significant volumes of material and labor resources. Thus, the development of methods that contribute to obtaining a reliable calculation of production is an urgent task for the oil industry.

Шевченко Оксана Николаевна – заместитель начальника лаборатории геолого-технологического моделирования месторождения полуострова Ямал (суша) (тел.: +007 498 657 42 06, e-mail: Real_ity@mail.ru).

Oksana N. Shevchenko (Author ID in Scopus: 57195325396) – Deputy Head of the Laboratory for Geological and Technological Modeling of the Yamal Peninsula Field (Onshore) (tel.: +007 498 657 42 06, e-mail: Real_ity@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Шевченко О.Н. Исследование течения флюида к горизонтальной скважине // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.64-70. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.3

Please cite this article in English as:

Shevchenko O.N. Study of Fluid Flow to a Horizontal Well. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.2, pp.64-70. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.3

Введение

Моделирование течений флюидов вблизи горизонтальных скважин является довольно сложной задачей. Для корректного отображения процесса фильтрации необходимо в первую очередь получить формулы, адекватно описывающие процессы течения вблизи конкретной скважины.

Вопросом построения моделей течения в прискважинной области вплотную занимался D.W. Peaceman [1, 2]. В его работах предполагалось, что течение в прискважинной области строго радиальное, вводится понятие «эффективного» радиуса скважины. Давление на забое скважины заменяется «эффективным» давлением, которое соответствует «эффективному» радиусу. Однако в работах [1, 2] была показана неприменимость расчетной методики D.W. Peaceman для практики.

Интересный подход к моделированию фильтрации вблизи горизонтальных скважин был предложен в работах D.K. Babu [3, 4]. В этих исследованиях рассматривалась задача для пласта в целом, и не было привязки к скважине.

И D.W. Peaceman, и D.K. Babu свои теории основывали на линейном законе фильтрации Дарси, однако данный закон фильтрации применим для определенного диапазона скоростей.

Оценкой производительности горизонтальных скважин занимались такие ученые, как: А.М. Григорян [5], В.П. Пилаговский [6–8], П.Я. Полубаринова-Кочина [9], Л.С. Лейбензон [10], В.П. Табаков [11–14], Ю.П. Борисов [15], Л.Р. Stockman [16], F.M. Giger [17, 18], S.D. Joshi [19, 20], G.I. Renard, J.M. Dupuy [21, 22], D.K. Babu [3, 4], В.В. Шеремет [23] и др. [24–45]. Во всех работах были сделаны следующие допущения:

- 1) пласт считался изотропным (в некоторых случаях вводилась вертикальная анизотропия);
- 2) пластовая жидкость полагалась несжимаемой с постоянной вязкостью;
- 3) фильтрация флюида подчиняется линейному закону фильтрации Дарси;
- 4) нефтяная залежь представляет собой круговой цилиндр с постоянной высотой с естественным режимом питания;
- 5) режим фильтрации стационарный;
- 6) трение в скважине не учитывается.

Для возможности отдельного учета притока флюида для оценки притока флюида в ствол горизонтальной скважины реального месторождения (с многофазным течением) авторы используют поправку на относительную фазовую проницаемость для каждого флюида в отдельности.

Определение дебита горизонтальной скважины, симметрично расположенной относительно кровли и подошвы пласта

Первоначально Ю.П. Борисов и В.П. Табаков [11–15] сформулировали перед собой следующую задачу: требовалось определить дебит горизонтальной скважины длиной L , расположенной в пласте толщиной h симметрично относительно кровли и подошвы пласта (рис. 1), контур питания скважины имеет радиус R_{ef} давление на контуре питания – P_{ef} с абсолютной проницаемостью пласта k , динамическая вязкость дренируемой жидкости μ , давление на забое скважины P_w , приведенный радиус скважины r_w . Согласно их исследованиям, дебит горизонтальной скважины выражается формулой:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} \cdot \frac{P_{ef} - P_w}{\ln \frac{4R_{ef}}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_w}} \quad (1)$$

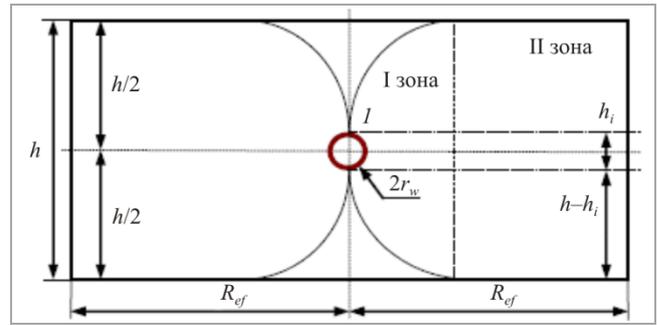


Рис. 1. Схема расположения симметричного ствола горизонтальной скважины по толщине пласта

С физической точки зрения первое слагаемое в знаменателе отражает внешнее фильтрационное сопротивление, второе – внутреннее сопротивление скважины. Данная формула основана на предположении, что контур питания горизонтальной скважины предполагается круговым и не зависит от ее длины.

С учетом того, что F.M. Giger [17, 18] выдвинул предположение, согласно которому контур питания горизонтальной скважины носит эллипсообразный, а не круговой характер, он представил свою формулу для расчета дебита горизонтальной скважины в следующем виде:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} \cdot \frac{P_{ef} - P_w}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - (L / 2R_{ef})^2}}{L / 2R_{ef}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_w}} \quad (2)$$

где R_k – размер большой полуоси эллипса, представляющей контур питания.

S.D. Joshi [19, 20] предположил, что есть большая полуось эллипса, аналогичного по площади кругу с радиусом дренирования R_{ef} и получил следующее выражение:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} \cdot \frac{P_{ef} - P_w}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L / 2)^2}}{L / 2} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w}} \quad (3)$$

где
$$a = \frac{L}{2\sqrt{2}} \left[1 + \sqrt{1 + 4(2R_{ef} / L)^4} \right]^{1/2} \quad (4)$$

– это большая полуось эллипса.

Для анизотропного пласта S.D. Joshi [19, 20] была предложена следующая формула для определения дебита горизонтальной скважины:

$$q = \frac{2\pi k_r h}{\mu B} \cdot \frac{P_{ef} - P_w}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L / 2)^2}}{L / 2} + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_w}} \quad (5)$$

где $\beta = \sqrt{(k_r / k_b)}$ – коэффициент анизотропии; k_r – проницаемость пласта в горизонтальном направлении; k_b – проницаемость по вертикали.

В работах G.I. Renard, J.M. Dupuy [19, 20] была предложена следующая формула для расчета дебита горизонтальной скважины:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu B} \cdot \frac{P_{ef} - P_w}{\operatorname{arcch}(x) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_w}} \quad (6)$$

где $x = 2a/L$, а параметр a вычисляется по формуле (4).

Для учета анизотропии они также ввели в формулу (6) параметр анизотропии пласта $\beta = \sqrt{(k_r/k_b)}$

$$q = \frac{2\pi k_r h}{\mu B} \cdot \frac{P_{ef} - P_w}{\operatorname{arccch}(x) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2\pi r_w}}, \quad (7)$$

где $r_w' = (1 + \beta)r_w/2\beta$.

Следует отметить, что формулы (1)–(4) и (6) можно применять и в случае анизотропных пластов, если выполняются следующие условия [11–15]:

- длина скважины много больше толщины пласта ($L \gg h$),
- половина длины горизонтальной скважины меньше, чем 90 % от радиуса контура питания ($L/2 < 0,9R_{ef}$),
- длина скважины больше произведения коэффициента анизотропии на толщину пласта ($L > \beta h$).

И.А. Чарный [24] предложил следующую формулу в случае, когда горизонтальный ствол скважины расположен симметрично относительно кровли и подошвы полособразного пласта:

$$Q = \frac{2\pi kL(P_{ef} - P_w)}{\mu B \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_w} \right]}, \quad (8)$$

где k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; r_w – радиус скважины; P_{ef} , P_w – давления на контуре питания и на забое скважины; μ – вязкость нефти; L – длина скважины; H – расстояние от скважины до границы пласта.

Дебит нефти горизонтальной скважины, симметрично расположенной относительно кровли и подошвы пласта, согласно [24, 25] определяется следующим выражением:

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\left[1 + \frac{2r_w}{h-2r_w} \ln \frac{2r_w}{h} \right] + \frac{R_{ef} - (h-2r_w)}{2h}}, \quad (9)$$

где B – объемный коэффициент нефти; $\Delta P = P_{ef} - P_w$ – перепад давления.

А.М. Пирвердян [25], дополнив условия задачи двумя условиями: одна граница $R_{ef} = R_{ef1}$ непроницаема и вертикальная компонента скорости $v_r = 0$, а вторая граница $R_{ef} = R_{ef2}$ проницаема и давление на проницаемой границе равно P_{ef2} , получил следующее уравнение:

$$Q = \frac{2\pi kL(P_{ef} - P_w)}{\mu B \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_w} + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{1 - \cos \frac{\pi(2a - r_w)}{h}} \right]}, \quad (10)$$

где a – расстояние от оси горизонтального ствола до кровли. При симметричном расположении горизонтального ствола по толщине $a = h/2$.

В основном И.А. Чарный [24] и А.М. Пирвердян [25] занимались исследованиями притока жидкости к горизонтальным скважинам, расположенным именно в полособразной залежи, соответственно результат расчета будет существенно ниже фактического.

Определение дебита горизонтальной скважины, расположенной асимметрично относительно кровли и подошвы пласта

В работах З.С. Алиева, В.В. Бондаренко, Б.Е. Сомова, и В.В. Шеремета [23, 26, 27] рассматривалась горизонтальная скважина, полностью вскрывшая пласт.

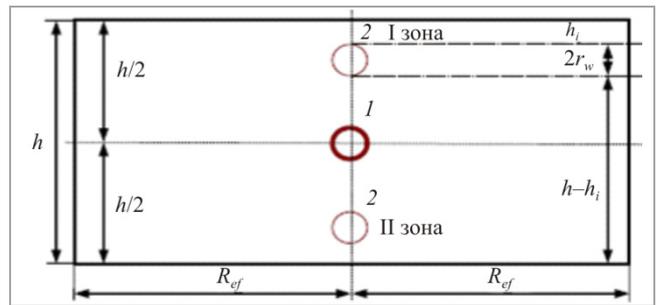


Рис. 2. Асимметричное расположение ствола горизонтальной скважины по отношению к кровле и подошве полособразного пласта

Пласт однородный и полособразный. Варьировалось расположение данной скважины относительно кровли и подошвы пласта. В данных работах рассматривалась зона фильтрации, которая разбивалась на две части, в каждой из которых вблизи ствола толщина пласта считается функцией радиуса, т.е. $h = h(r_w)$ (рис. 2).

Для асимметричного расположения скважины в этих работах была предложена следующая формула:

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu B} \cdot \frac{1}{\frac{2}{h_1} \left[h_1 + r_w \ln \frac{2r_w}{h_1 + r_w} \right] + \frac{R_{ef} - h_1}{(h_1 + r_w)} + \frac{2}{h_2} \left[h_2 + r_w \ln \frac{2r_w}{h_2 + r_w} \right] + \frac{R_{ef} - h_2}{(h_2 + r_w)}}, \quad (11)$$

где h – толщина пласта; $h_i = (h - h_2) - r_w$ – толщина пласта за вычетом радиуса скважины.

Для учета влияния анизотропии в формулу (11) для изотропного пласта аналогично формулам (5) и (7) необходимо ввести параметр анизотропии $\beta = \sqrt{(k_r/k_b)}$; Тогда формула для дебита горизонтальной скважины в анизотропном случае будет следующей:

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu B} \cdot \frac{1}{\frac{2}{\beta h_1} \left[\beta h_1 + r_w \ln \frac{2r_w}{\beta h_1 + r_w} \right] + \frac{R_{ef} - \beta h_1}{(\beta h_1 + r_w)} + \frac{2}{\beta h_2} \left[\beta h_2 + r_w \ln \frac{2r_w}{\beta h_2 + r_w} \right] + \frac{R_{ef} - \beta h_2}{(\beta h_2 + r_w)}}, \quad (12)$$

Случай симметричного расположения горизонтальной скважины относительно кровли и подошвы пласта с разными давлениями на контурах питания рассмотрен в работах В.П. Пилатовского [7, 8]. Если $P_{ef1} = P_{ef2} = P_{ef}$ и ствол скважины симметричен относительно контуров питания, то:

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu \left[\frac{R_{ef}}{2h} - \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{2\pi r_w}{h} \sin \frac{\pi a}{h} \right) \right]}, \quad (13)$$

где $a = h/2$.

Существует также абсолютно иной подход для определения производительности горизонтальной скважины. Он заключается в разделении области фильтрации на внешнюю и внутреннюю зоны. При этом моделирование потока зависит от зон фильтрации: внешняя зона описывается плоским двумерным потоком, в котором фильтрация условно происходит в горизонтальной плоскости; внутренняя зона характеризуется как трехмерный поток, зона дренирования – эллипсоид вращения, имитирующий горизонтальной ствол с радиусом r_w . Данный подход в своих работах был детально описан В.П. Меркуловым [28–30] и имеет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi khL\Delta P}{\mu \left\{ \left[\frac{\pi b}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_w} - \left(\ln \frac{a+c}{2c} + \lambda \right) \right] + \frac{L}{h} \ln \frac{2R_{ef}}{a+b} \right\}}. \quad (14)$$

В случае асимметричного расположения ствола скважины относительно центра зоны дренирования на расстояние δ зависимость (14), согласно В.П. Меркулову [28–30], будет следующей:

$$Q = 2\pi khL\Delta P / \mu \left\{ \left[\frac{\pi b}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_w} - \left(\ln \frac{a+c}{2c} + \lambda \right) \right] + \frac{L}{h} \ln \frac{2R_{ef}}{a+b} \left(1 - \frac{\delta^2}{R_{ef}^2} \right) \right\}, \quad (15)$$

где L – длина горизонтального ствола; $a=0,5L+2h$ – большая полуось эллипса; $b = (2Lh+4h^2)^{1/2}$ – малая полуось эллипса; $c=0,5L$ – фокусное расстояние; r_w – радиус скважины, характеризующий зону радиального потока по отношению к горизонтальному стволу потока; $\lambda = f(\alpha, \omega)$ где $\alpha = L/2h$, $\omega = \delta/h$, δ – эксцентриситет асимметричного расположения оси горизонтального ствола по толщине.

В условиях круглого анизотропного пласта В.П. Меркуловым [29] предложено находить дебит горизонтальной скважины по формуле

$$Q = 2\pi khL^* \Delta P / \mu \beta \left\{ \left[\frac{\pi b^*}{\beta h} + \ln \frac{\beta h}{2\pi r_w} + \left(\ln \frac{a^*+b^*}{2c^*} + \lambda^* \right) \right] + \frac{L^*}{\beta h} \ln \frac{2R_{ef}}{a^*+b^*} \right\}, \quad (16)$$

где $a^*=0,5L+2\beta h$; $b^*=(2L\beta h+4h^2)^{0,5}$; $c^*=0,5L$; $\lambda^*=f(a^*)$, где $a^*=L^*/2h$, в данных условиях $L^*=L$.

В своих работах S.D. Joshi [19, 20] также разделял поток на зоны, но прежде чем определять зависимость дебита горизонтальной скважины Q от депрессии ΔP , он предложил найти сумму фильтрационных сопротивлений, возникающих при течении флюида в названных плоскостях. Смещение ствола горизонтальной скважины относительно кровли и подошвы пласта учитывает параметр λ_δ , характеризующий расстояние от ствола до условного центра:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{(h/2)^2 - \lambda_\delta^2}{hr_w/2} \right]}. \quad (17)$$

С учетом анизотропии:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right]}. \quad (18)$$

G.I. Renard и J.M. Dupuy в своих работах [21, 22] предложили формулу для дебита короткой горизонтальной скважины, т.е. в случае, если длина скважины L меньше толщины пласта h :

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\cosh^{-1}(X) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_w} \right]}. \quad (19)$$

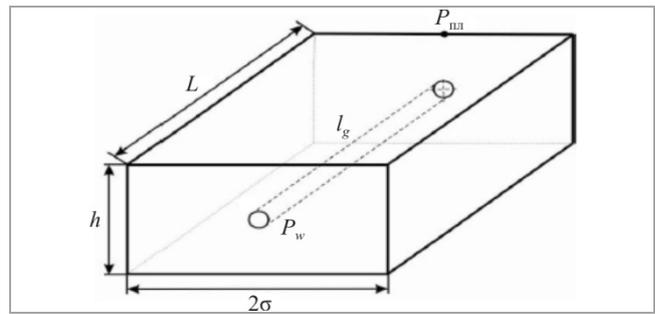


Рис. 3. Горизонтальная скважина в прямоугольном нефтяном пласте

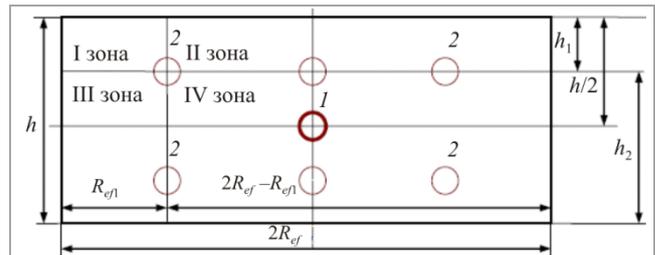


Рис. 4. Схема условного расположения горизонтальной скважины в пласте: 1 – симметричное; 2 – асимметричное

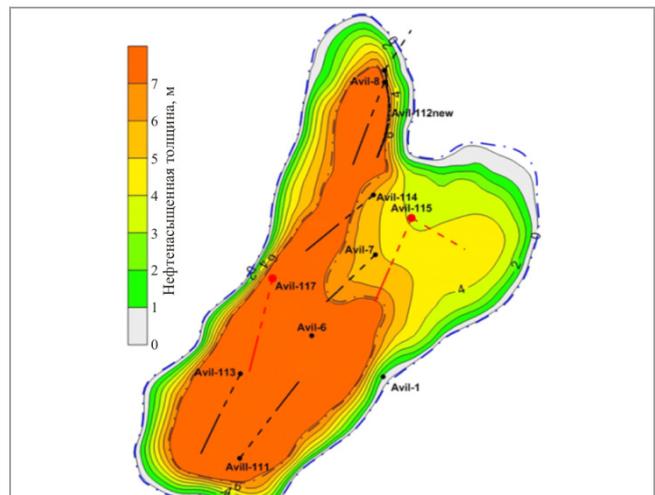


Рис. 5. Авилловское газонефтяное месторождение

С учетом анизотропии эту формулу они представили как:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\cosh^{-1}(X) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2\pi r_w} \right]}, \quad (20)$$

где $X = a/0,5L$, $r_w' = (1 + \beta)r_w/2\beta$.

В работе В.Д. Лысенко [31] получено уравнение для определения дебита горизонтальной скважины (рис. 3), условно расположенной в прямоугольном нефтяном пласте длиной $2L$, длина скважины равна ширине нефтяного пласта 2σ , толщина пласта h :

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left(\frac{L}{4\sigma} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma + l_g}{2l_g} + \frac{h}{2\pi l_g} \ln \frac{h}{2\pi r_w} \right)}. \quad (21)$$

Здесь L – расстояние от скважины с давлением $P = P_w$ до контура питания с давлением $P = P_{ef}$; 2σ – ширина пласта; l_g – длина горизонтального ствола; r_w – радиус скважины.

Таблица 1

Исходные данные для расчета дебита горизонтальных скважин для Авилковского газонефтяного месторождения

| Параметр | Единица измерения | Номер скважины | | | | | | |
|---|----------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 7 | 8 | 111 | 112 | 113 | 114 | 117 |
| $P_{пл}$ | МПа | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| P_3 | МПа | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Перепад давления | Па | 1000000 | | | | | | |
| Нефтенасыщенная толщина h | м | 2 | 1,5 | 1,4 | 2 | 0,8 | 1,3 | 1,2 |
| h_1 | м | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,4 | 1 | 1 |
| h_2 | м | 1 | 0,5 | 0,4 | 1 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
| R_c | м | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 |
| R_k | м | 298 | 442 | 371 | 685 | 398 | 442 | 521 |
| L | м | 123 | 257 | 243 | 293 | 466 | 287 | 384 |
| Вязкость | нефти в пл. усл, Па·с | 0,000551 | | | | | | |
| | воды в пл. усл, Па·с | 0,000816 | | | | | | |
| | газа в пл. усл, Па·с | 0,0000211 | | | | | | |
| Пористость | д.ед. | 0,195 | | | | | | |
| | нефти, кг/м ³ | 698 | | | | | | |
| Плотность в пласт усл. | воды, кг/м ³ | 1120 | | | | | | |
| | газа, кг/м ³ | 0,981 | | | | | | |
| | нефть | 1,364 | | | | | | |
| Объемный коэффициент | вода | 1,0014 | | | | | | |
| | нефть | 19,2 | | | | | | |
| Сжимаемость, 10^{-4} , 1/МПа | вода | 4,35 | | | | | | |
| | нефть | 147,7 | | | | | | |
| Газосодержание нефти | м ³ /т | 0,72 | | | | | | |
| Анизотропия | | 500 | | | | | | |
| H | м | 80 | | | | | | |
| | абс | 6,983 | | | | | | |
| Проницаемость k , мД (10^{-3} мкм ²) | фазовая нефть | 0,551 | | | | | | |
| | фазовая газ | 12,29 | | | | | | |
| | фазовая вода | | | | | | | |
| | при следующей концентрации | Доли флюидов в потоке: 25 % нефти, 25 % воды, 50 % газа | | | | | | |

Таблица 2

Результаты расчета дебита горизонтальных скважин по классическим формулам

| Номер формулы | Скважина № | | | | | | |
|----------------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 7 | 8 | 111 | 112 | 113 | 114 | 117 |
| Факт | 67,0 | 70,0 | 75,0 | 70,0 | 78,0 | 71,0 | 75,0 |
| 1 | 479,4 | 426,3 | 424,1 | 490,0 | 357,9 | 392,3 | 389,6 |
| 2 | 486,2 | 432,5 | 432,1 | 494,5 | 389,7 | 399,2 | 398,6 |
| 3 | 479,4 | 426,3 | 424,0 | 489,9 | 356,9 | 392,3 | 389,5 |
| 6 | 479,4 | 426,3 | 424,0 | 489,9 | 356,9 | 392,3 | 389,5 |
| 7 | 480,8 | 426,8 | 424,6 | 490,6 | 357,0 | 392,6 | 389,7 |
| 8 | 293,5 | 148,5 | 165,2 | 127,8 | 88,0 | 128,8 | 100,8 |
| 9 | 105,6 | 111,8 | 117,5 | 109,7 | 120,2 | 108,2 | 113,5 |
| 10 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| 11 | 14,2 | 13,9 | 13,8 | 14,7 | 17,8 | 11,5 | 10,3 |
| 12 | 64,0 | 91,4 | 103,3 | 66,3 | 192,7 | 102,9 | 117,4 |
| 13 | 5,5 | -5,6 | 4,0 | -2,3 | 4,0 | 6,3 | 20,7 |
| 14 | 54,1 | 52,5 | 52,6 | 53,6 | 49,7 | 51,4 | 51,1 |
| 15 | 54,1 | 52,5 | 52,6 | 53,6 | 49,7 | 51,4 | 51,1 |
| 16 | 140,4 | 127,3 | 127,6 | 140,7 | 113,6 | 119,3 | 119,3 |
| 17 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | 0,0 | 0,0 |
| 18 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 20 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Погрешность 1 | -615,5 | -509,1 | -465,5 | -599,9 | -358,9 | -452,6 | -419,5 |
| Погрешность 2 | -625,7 | -517,9 | -476,1 | -606,4 | -399,6 | -462,3 | -431,5 |
| Погрешность 3 | -615,5 | -509,0 | -465,4 | -599,9 | -357,5 | -452,5 | -419,3 |
| Погрешность 6 | -615,5 | -509,0 | -465,4 | -599,9 | -357,5 | -452,5 | -419,3 |
| Погрешность 7 | -617,7 | -509,7 | -466,1 | -600,8 | -357,7 | -453,0 | -419,6 |
| Погрешность 8 | -338,0 | -112,2 | -120,2 | -82,6 | -12,8 | -81,3 | -34,5 |
| Погрешность 9 | -57,6 | -59,7 | -56,7 | -56,7 | -54,1 | -52,5 | -51,3 |
| Погрешность 1 | 99,5 | 99,6 | 99,7 | 99,5 | 99,8 | 99,7 | 99,7 |
| Погрешность 11 | 78,8 | 80,1 | 81,6 | 79,0 | 77,2 | 83,8 | 86,3 |
| Погрешность 12 | 4,5 | -30,6 | -37,8 | 5,3 | -147,1 | -44,9 | -56,5 |
| Погрешность 13 | 91,8 | 108,1 | 94,6 | 103,3 | 94,8 | 91,1 | 72,4 |
| Погрешность 14 | 19,3 | 25,0 | 29,9 | 23,4 | 36,3 | 27,7 | 31,9 |
| Погрешность 15 | 19,3 | 25,0 | 29,9 | 23,4 | 36,3 | 27,7 | 31,9 |
| Погрешность 16 | -109,5 | -81,9 | -70,1 | -101,0 | -45,6 | -68,0 | -59,1 |
| Погрешность 17 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Погрешность 18 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Погрешность 19 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Погрешность 20 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

Зависимость производительности горизонтальной скважины от асимметричного ее расположения относительно контуров питания пласта

Данная проблема была очень хорошо освещена в работах З.С. Алиева, Б.Е. Сомова, В.В. Бондаренко, Б.А. Никитина, К.С. Басниева и др. [26, 27, 32].

Для соответствующих условий описывалось асимметричное расположение скважины по отношению к контурам пласта (рис. 4). Результаты численного решения уравнения трехмерной нестационарной фильтрации показали, что асимметричное расположение скважины по толщине однородного пласта значительно снижает производительность горизонтальной скважины. С увеличением толщины коллектора возрастают и потери дебита скважины в зависимости от коэффициента асимметрии. Максимальная производительность скважины достигается в условиях симметричного расположения ствола – как относительно контуров питания, так и относительно кровли и подошвы пласта.

Попробуем применить данные формулы (1)–(20) для Авилковского месторождения (рис. 5).

Промышленная нефтегазоносность Авилковского месторождения приурочена к песчанникам бобриковского горизонта (пласт C1bb) визейского яруса нижнекаменноугольной системы. Выявлена одна газонефтяная залежь.

В отложениях выявлена одна массивная, неполнопластовая, подстилаемая водой газонефтяная залежь. Пласт сложен песчанниками. Тип коллектора – поровый. Физико-химические свойства нефти и растворенного газа изучены по семи глубинным пробам нефти из семи скважин и 16 поверхностным пробам из семи скважин. Нефть особо легкая по плотности, незначительной вязкости, парафинистая, малосернистая, малосмолистая. Физико-химические свойства газа газовой шапки и конденсата изучены по трем пробам из двух скважин. Газ газовой шапки метановый, полужирный, плотность газа по воздуху – 0,800, содержание сероводорода – 1,540 % моль.

Библиографический список

1. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressure in numerical reservoir simulation // SPE Journal. – 1978. – Vol. 18, № 3. – P. 183–194. DOI: 10.2118/6893-PA
2. Peaceman D.W. Representation of a horizontal well in numerical reservoir simulation // SPE Paper 21217. – 1991. – № 2. DOI: 10.2118/21217-PA
3. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of horizontal wells // SPE. – 1834. – 1988.
4. The relation between wellblock and wellbore pressures in numerical simulation of horizontal wells – general formulas for arbitrary well locations in grids / D.K. Babu, A.S. Odeh, A.J. Al-Khalifa, R.C. McCann // SPE Paper 20161. – 1989. – June. DOI: 10.2118/20161-PA
5. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. – 200 с.
6. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозбойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
7. Пилатовский В.П. К вопросу о разработке овалных нефтяных месторождений. Определение дебитов и забойных давлений эллиптических батарей. – М.: Гостехиздат, 1956. – Вып. 8. – С. 114–141.
8. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальные пласты // Подземная гидромеханика и разработка нефтяных месторождений. – М.: Гостехиздат, 1960. – Вып. 32. – С. 29–57.
9. Полубарнинова-Кочина П.Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины // ПММ. – 1956. – Т. XX, вып. 1. – С. 95–108.
10. Табаков В.П. Определение дебита и эффективности многозбойной скважины в слоистом пласте // Научно-технический сборник по добыче нефти. – М.: Гостехиздат, 1960. – № 10.
11. Табаков В.П. Приток жидкости к батарее наклонных скважин в слоистом пласте // Научно-технический сборник по добыче нефти. – М.: Гостехиздат, 1960. – № 10.
12. Табаков В.П. Определение дебитов кустов скважин оканчивающихся горизонтальными участками стволов в плоском пласте // Научно-технический сборник по добыче нефти. – М.: Гостехиздат, 1961. – № 13.
13. Табаков В.П. О притоке нефти к многозбойным скважинам в плоском пласте // Научно-технический сборник по добыче нефти. – М.: Гостехиздат, 1961. – № 13.
14. Басниев С.К., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
15. Stockman L.P. Horizontal drilling restores well which had been abandoned 17 years // Oil and Gas Journal. – 1945. – Vol. 44, № 22.
16. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs // SPE 13710. – 1985. DOI: 10.2118/13710-MS
17. Giger F.M., Reiss L.H., Jourdan A.P. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling // SPE 13024. – 1984.
18. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 40, № 6. – P. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
19. Joshi S.D. Horizontal Well Technology. – Tulsa, OK: Pennwell Publishing Company, 1991. – 535 p.
20. Renard G.L., Dupuy J.M. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells // SPE Paper 19414. – 1990. – February.
21. Renard G.L., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43, № 7. – P. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA
22. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М.: Недра, 1995. – 143 с.
23. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. – М. – Л.: Гостехиздат, 1948. – 196 с.
24. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1982. – 210 с.
25. Алиев З.С., Бондаренко В.В., Сомов Б.Е. Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов. – М.: Нефть и газ, 2001. – 167 с.
26. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Исследование горизонтальных скважин. – М.: Нефть и газ, 2004. – 300 с.
27. Меркулов В.П. Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности // Известия вузов. Нефть и газ. – 1958. – № 1. – С. 15–17.
28. Меркулов В.П. Экспериментальное исследование фильтрации к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности // Известия вузов. Нефть и газ. – 1958. – № 3. – С. 24–29.
29. Меркулов В.П. О дебите наклонных и горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1958. – № 6. – С. 51–56.
30. Лысенко В.Д. Проблемы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7. – С. 19–24.

31. Разработка методов определения производительности горизонтальных скважин и параметров неоднородных многослойных пластов по результатам их исследования / Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев [и др.] // Сб. докл. РАО «Газпром». – СПб., 1997.
32. Абдулвагабов А.И. О режимах движения жидкостей и газов в пористой среде // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1961. – № 2. – С. 8–13.
33. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 407 с.
34. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
35. Басниев С.К., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
36. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. – 536 с.
37. Батурин Ю.Е., Майер В.П. Гидродинамическая модель трехмерной трехфазовой фильтрации «Техсхема» // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 38–42.
38. Проектирование разработки и создание постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтегазовых месторождений с использованием комплекса программ «Техсхема» / Ю.Е. Батурин, В.П. Майер, Е.А. Дегтянников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 61–64.
39. Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, возможности, технологии / Д.Н. Болотник, Е.С. Макарова, А.В. Рыбников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 3. – С. 7–10.
40. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / ред. У. Лайонз, Г. Плизг – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
41. Хамидуллин М.Р. Численное моделирование притока однофазной жидкости к горизонтальной скважине с трещинами многостадийного гидроразрыва пласта // Ученые записки Казанского университета. Серия: Физико-математические науки. – 2016. – Т. 158. – Кн. 2. – С. 287–301.
42. Хакимзянов И.Н. Совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на основе математического моделирования: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Бугульма, 2002. – 24 с.
43. Wang Xiaodong, Li Guanghe, Wang Fei. Productivity analysis of horizontal wells intercepted by multiple finite-conductivity fractures // Petroleum Science. – 2010. – Vol. 7, № 3. – P. 367–371. DOI: 10.1007/s12182-010-0079-8
44. Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs / Shun Liu, Feng-Rui Han, Kai Zhang, Ze-Wei Tang // SPE 132271. – 2010. DOI: 10.2118/132271-MS
45. Жучков С.Ю., Каневская Р.Д. Опыт моделирования и оценки эффективности горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва на Верхне-Шапшинском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 92–96.

References

1. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressure in numerical reservoir simulation. *SPE Journal*, 1978, vol. 18, no. 3, pp. 183-194. DOI: 10.2118/6893-PA
2. Peaceman D.W. Representation of a horizontal well in numerical reservoir simulation. *SPE Paper 21217*, 1991, no. 2. DOI: 10.2118/21217-PA
3. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of horizontal wells. *SPE*, 1834, 1988.
4. Babu D.K., Odeh A.S., Al-Khalifa A.J., McCann R.C. The relation between wellblock and wellbore pressures in numerical simulation of horizontal wells - general formulas for arbitrary well locations in grids. *SPE Paper 20161*, 1989, June. DOI: 10.2118/20161-PA
5. Grigorian A.M. Vskrytie plavtom mnogozaboinymi i gorizontalnymi skvazhinami [Opening of reservoirs with multilateral and horizontal wells]. Moscow: Nedra, 1969, 200 p.
6. Borisov Iu.P., Pilatovskii V.P., Tabakov V.P. Razrabotka nef'tianyykh mestorozhdenii gorizontalnymi i mnogozaboinymi skvazhinami [Development of oil fields by horizontal and multilateral wells]. Moscow: Nedra, 1964, 154 p.
7. Pilatovskii V.P. K voprosu o razrabotke oval'nykh nef'tianyykh mestorozhdenii. Opredelenie debitov i zaboinyykh davlenii ellipticheskikh batarei [On the development of oval oil fields. Determination of flow rates and bottomhole pressures of elliptical batteries]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1956, iss. 8, pp. 114-141.
8. Pilatovskii V.P. Issledovanie nekotorykh zadach fil'tratsii k gorizontaln'ym skvazhinam, plastovym treshchinam, dreniruiushchim gorizontaln'nye plasty [Investigation of some filtration problems for horizontal wells, reservoir fractures, draining horizontal strata]. *Podzemnaia gidromekhanika i razrabotka nef'tianyykh mestorozhdenii*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960, iss. 32, pp. 29-57.
9. Polubarinova-Kochina I.A. O naklonnykh i gorizontalnykh skvazhinakh konechnoi dliny [About deviated and horizontal wells of finite length]. *PMM*, 1956, vol. XX, iss. 1, pp. 95-108.
10. Tabakov V.P. Opredelenie debita i effektivnosti mnogozaboinoi skvazhiny v sloistom plaste [Determination of the flow rate and efficiency of a multilateral well in a layered formation]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik po dobyche nef'ti*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960, no. 10.
11. Tabakov V.P. Pritok zhidkosti k bataree naklonnykh skvazhin v sloistom plaste [Fluid inflow to a bank of deviated wells in a layered formation]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik po dobyche nef'ti*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960, no. 10.
12. Tabakov V.P. Opredelenie debitov kustov skvazhin, okanchivaiushchikhsia gorizontalnymi uchastkami stvolov v ploskom plaste [Determination of flow rates of well clusters ending in horizontal sections of boreholes in a flat reservoir]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik po dobyche nef'ti*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961, no. 13.
13. Tabakov V.P. O prитоке nef'ti k mnogozaboinym skvazhinam v ploskom plaste [On oil flow to multilateral wells in a flat reservoir]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik po dobyche nef'ti*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961, no. 13.
14. Basniev S.K., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D. Neftegazovaiia gidromekhanika [Oil and gas hydromechanics]. Moscow. Izhevsk: Institut kompiuternyykh issledovani, 2005, 544 p.
15. Stockman L.P. Horizontal drilling restores well which had been abandoned 17 years. *Oil and Gas Journal*, 1945, vol. 44, no. 22.
16. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs. *SPE 13710*, 1985. DOI: 10.2118/13710-MS
17. Giger F.M., Reiss L.H., Jourdan A.P. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling. *SPE 13024*, 1984. DOI: 10.2118/13024-MS
18. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1988, vol. 40, no. 6, pp. 729-739. DOI: 10.2118/15375-PA
19. Joshi S.D. Horizontal Well Technology. Tulsa, OK: Pennwell Publishing Company, 1991, 535 p.
20. Renard G.L., Dupuy J.M. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells. *SPE Paper 19414*, 1990, February.
21. Renard G.L., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, vol. 43, no. 7, pp. 876-869. DOI: 10.2118/19414-PA
22. Aliev Z.S., Sheremet V.V. Opredelenie proizvoditel'nosti gorizontalnykh skvazhin, vskryvshikh gazovye i gazoneftiane plasty [Determination of the productivity of horizontal wells that penetrated gas and gas-oil reservoirs]. Moscow: Nedra, 1995, 143 p.
23. Charnvi I.A. *Podzemnaia gidromekhanika i Underoround hydromechanics*. Moscow Moscow Leningrad: Gostekhizdat 1948 196 p.
24. Pirverdian A.M. Fizika i gidravlika nef'tianogo plasta [Physics and Hydraulics of the Oil Reservoir]. Moscow: Nedra, 1982, 210 p.
25. Aliev Z.S., Bondarenko V.V., Somov B.E. Metody opredeleniia proizvoditel'nosti gorizontalnykh nef'tianyykh skvazhin i parametrov vskrytykh imi plavtom [Methods for determining the productivity of horizontal oil wells and the parameters of the reservoirs they penetrated]. Moscow: Neft' i gaz, 2001, 167 p.
26. Aliev Z.S., Bondarenko V.V. Issledovanie gorizontalnykh skvazhin [Horizontal wells survey]. Moscow: Neft' i gaz, 2004, 300 p.
27. Merkulov V.P. Fil'tratsii k gorizontal'noi skvazhine konechnoi dliny v plaste konechnoi moshchnosti [Filtration to a horizontal well of finite length in a formation of finite thickness]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 1958, no. 1, pp. 15-17.
28. Merkulov V.P. Eksperimental'noe issledovanie fil'tratsii k gorizontal'noi skvazhine konechnoi dliny v plaste konechnoi moshchnosti [Experimental study of filtration to a horizontal well of finite length in a reservoir of finite thickness]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 1958, no. 3, pp. 24-29.
29. Merkulov V.P. O debite naklonnykh i gorizontalnykh skvazhin [About the flow rate of directional and horizontal wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1958, no. 6, pp. 51-56.
30. Lysenko V.D. Problemy razrabotki nef'tianyykh mestorozhdenii gorizontalnymi skvazhinami [Problems of oil field development with horizontal wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1997, no. 7, pp. 19-24.
31. Nikitin B.A., Basniev K.S., Aliev Z.S. et al. Razrabotka metodov opredeleniia proizvoditel'nosti gorizontalnykh skvazhin i parametrov neodnorodnykh mnogoslounykh plavtom po rezul'tatam ikh issledovaniia [Development of methods for determining the productivity of horizontal wells and parameters of heterogeneous multilayer formations based on the results of their study]. *Sbornik dokladov RAO "Gazprom"*. Saint Petersburg, 1997.
32. Abdulvagabov A.I. O rezhimakh dvizheniia zhidkosti i gazov v poristoi srede [Modes of motion of liquids and gases in a porous medium]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 1961, no. 2, pp. 8-13.
33. Aziz Kh., Settari E. Matematicheskoe modelirovanie plavtovykh sistem [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow. Izhevsk: Institut kompiuternyykh issledovani, 2004, 407 p.
34. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Podzemnaia gidromekhanika [Underground hydromechanics]. Moscow: Nedra, 1993, 416 p.
35. Basniev S.K., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D. Neftegazovaiia gidromekhanika [Oil and gas hydromechanics]. Moscow. Izhevsk: Institut kompiuternyykh issledovani, 2005, 544 p.
36. Batler R.M. Gorizontaln'nye skvazhiny dlia dobychi nef'ti, gaza i bitumov [Horizontal wells for oil, gas and bitumen production]. Moscow. Izhevsk: Institut kompiuternyykh issledovani, 2010, 536 p.
37. Baturin Iu.E., Maier V.P. Gidrodinamicheskaia model' trekhmernoi trekhfazovoi fil'tratsii "Tekhskhema" [Hydrodynamic model of three-dimensional three-phase filtration "Techshema"]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2002, no. 3, pp. 38-42.
38. Baturin Iu.E., Maier V.P., Degtiannikov E.A. et al. Proektirovanie razrabotki i sozdanie postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei nef'tegazovykh mestorozhdenii s ispol'zovaniem kompleksa program "Tekhskhema" [Development design and creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields using the "Techshema" software package]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 4, pp. 61-64.
39. Bolotnik D.N., Makarova E.S., Rybnikov A.V. et al. Postoianno deistvuiushchie geologo-matematicheskie modeli mestorozhdenii. Zadachi, vozmozhnosti, tekhnologii [Permanent geological and mathematical models of deposits. Challenges, opportunities, technologies]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 3, pp. 7-10.
40. Bol'shoi spravochnik inzhenera nef'tegazodobychi. Razrabotka mestorozhdenii. Oborudovanie i tekhnologii dobychi [A great reference book of an oil and gas production engineer. Mining. Equipment and mining technologies]. Eds. U. Laignz, G. Plizg. Saint Petersburg: Professiia, 2009, 952 p.
41. Khamidullin M.R. Chislennoe modelirovanie pritoka odnofaznoi zhidkosti k gorizontal'noi skvazhine s treshchinami mnogostadiinogo gidrozavrva plasta [Numerical simulation of one-phase flow to multi-stage hydraulically fractured horizontal well]. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Fiziko-matematicheskie nauki*, 2016, vol. 158, book 2, pp. 287-301.
42. Khakimzianov I.N. Sovershenstvovanie razrabotki nef'tianyykh mestorozhdenii s primeneniem gorizontalnykh skvazhin na osnove matematicheskogo modelirovaniia [Improving the development of oil fields using horizontal wells based on mathematical modeling]. Abstract Ph. D. thesis. Bugul'ma, 2002, 24 p.
43. Wang Xiaodong, Li Guanghe, Wang Fei. Productivity analysis of horizontal wells intercepted by multiple finite-conductivity fractures. *Petroleum Science*, 2010, vol. 7, no. 3, pp. 367-371. DOI: 10.1007/s12182-010-0079-8
44. Liu Shun, Han Feng-Rui, Zhang Kai, Tang Ze-Wei. Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs. *SPE 132271*, 2010. DOI: 10.2118/132271-MS
45. Zhuchkov S.Iu., Kanevskaia R.D. Opyt modelirovaniia i otsenki effektivnosti gorizontalnykh skvazhin s treshchinami gidrozavrva na Verkhne-Shapshinskoi mestorozhdenii [Experience of simulation and efficiency estimation of multi-fractured horizontal wells on Verkhne-Shapshinskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 7, pp. 92-96.