Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 165–173. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 165–173. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.322

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-165-173

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УПРУГОГО ПОЛОГО ШАРА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ЧЕРЕЗ ЕГО СТЕНКУ ЖИДКОСТИ

Марат Яхиевич Хабибуллин¹, Гани Гайсинович Гилаев²,
Артем Ганиевич Гилаев³, Арсен Маратович Хабибуллин¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

²Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

³ООО «Башнефть-Добыча», Октябрьский, Россия

Автор, ответственный за переписку

Марат Яхиевич Хабибуллин, m-hab@mail.ru

Аннотация. При определении напряженного состояния упругого полого шара при фильтрации через его стенку жидкости необходимо решить задачу о напряжениях для случая фильтрации жидкости к центру шара при снижении давления в его полости ($\chi = -1$). Этот случай представляет собой элемент общей задачи о напряженном состоянии кольцевого фильтра за обсадной колонной при работе скважины. Сначала решается задача фильтрации жидкости — определяются изменения давления в исследуемом теле при фильтрации жидкости. Затем решается уравнение равновесия относительно радиальной деформации. Находим закон распределения давления в стенке полого шара при фильтрации жидкости, вызванной давлением в его полости ($\chi = -1$). Поток жидкости можно представить схематично в виде двух потоков — радиального потока с расходом по пласту к фильтру за обсадной колонной $Q_{жс}$, который у стенки фильтра разделяется на n самостоятельных сферических (полусферических) потоков — по числу перфорационных отверстий в колонне — с расходом $q = Q_{жс}/n$ и общим давлением жидкости на выходе (в скважине). При оценке состояния прифильтровой зоны пласта используется скин-эффект, представляющий собой относительную величину снижения коэффициента продуктивности скважины при загрязнении прифильтровой зоны.

Изменение знака потенциала фильтрации приводит к изменению тангенциальных напряжений на стенке скважины до величины, равной утроенной депрессии пластового давления (при этом радиальные напряжения равны нулю). Этим объясняется отрицательное действие остановок скважин, а тем более изменение направления фильтрационного потока в прискважинной части пласта на устойчивость стенок скважин, эксплуатация которых осложнена пескопроявлением пласта. Таким образом, максимальная разность главных нормальных напряжений наблюдается на стенке скважины, поэтому для предотвращения разрушения пласта вблизи забоя необходимым условием является соответствие прочностных свойств горных пород напряжениям, действующим в этой зоне.

При эксплуатации скважин, склонных к пробкообразованию, необходимо ограничивать депрессию пластового давления предельно допустимой величиной, когда материал прифильтровой зоны находится в упругом состоянии по всему объему.

Для цитирования

Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин А.М. Напряженное состояние упругого полого шара при фильтрации через его стенку жидкости // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 165–173. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-165-173>.

© Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин А.М., 2021

Ключевые слова

полый шар, фильтрация, напряжения, кольцевой фильтр, формула Дюпюи, перепад давления

Original article

STRESS STATE OF AN ELASTIC HOLLOW SPHERE WHILE LIQUID FILTRATION THROUGH ITS WALL

Marat Ya. Khabibullin¹, Gani G. Gilaev², Artem G. Gilaev³, Arsen M. Khabibullin¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Ufa, Russia

²Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

³Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrskiy, Russia

Corresponding author

Marat Ya. Khabibullin, m-hab@mail.ru

Abstract. When determining the stress state of an elastic hollow sphere while liquid filtration through its wall, it is necessary to solve the problem of stresses for the case of fluid filtration to the center of the sphere with a decrease in pressure in its cavity ($\chi = -1$). This case is an element of the general problem of the stress state of the annular screen behind the casing during well operation. First, the problem of fluid filtration is solved — the pressure changes in the investigated body are determined while fluid filtration. Then the equilibrium equation for radial deformation is solved. We find the law of pressure distribution in the wall of a hollow sphere while liquid filtration caused by pressure in its cavity ($\chi = -1$). The fluid flow can be schematically represented in the form of two flows — a radial flow with a flow rate through the formation to the screen behind the casing $Q_{\text{жс}}$, which is divided at the screen wall into n independent spherical (hemispherical) flows — according to the number of perforations in the string — with a flow rate $q = Q_{\text{жс}}/n$ and the total fluid pressure at the outlet (in the well). When assessing the state of the near-screen zone of the formation, the skin effect is used, which is the relative value of the decrease in the productivity factor of the well when the near-screen zone is contaminated.

The change in the sign of the filtration potential leads to a change in the tangential stresses on the borehole wall to a value equal to three times the depression of the reservoir pressure (in this case, the radial stresses are equal to zero). This explains the negative effect of well shutdowns, and even more so, the change in the direction of the filtration flow in the near-wellbore part of the formation on the stability of the walls of wells, the operation of which is complicated by sand formation.

Thus, the maximum difference between the main normal stresses is observed on the borehole wall, therefore, in order to prevent the destruction of the formation near the bottom hole, a necessary condition is the compliance of the strength properties of rocks with the stresses acting in this zone.

When operating plugging-prone wells, it is necessary to limit the reservoir pressure drawdown to the maximum permissible value, when the material of the near-screen zone is in elastic state throughout the volume.

Keywords

hollow sphere, filtration, stresses, annular screen, Dupuis formula, differential pressure

For citation

Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G., Gilaev A.G., Khabibullin A.M. Napryazhennoe sostoyanie uprugogo pologo shara pri fil'tratsii cherez ego stenkuyu zhidkosti [Stress State of an Elastic Hollow Sphere while Liquid Filtration through Its Wall]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 165–173. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-165-173>.

При определении напряженного состояния упругого полого шара при фильтрации через его стенку жидкости необходимо решить задачу о напряжениях для случая фильтрации жидкости к центру шара при снижении давления в его полости ($\chi = -1$). Этот случай представляет собой элемент общей задачи о напряженном состоянии кольцевого фильтра

за обсадной колонной при работе скважины. Задача решается в следующей последовательности.

Сначала решается задача фильтрации жидкости — определяются изменения давления в исследуемом теле при фильтрации жидкости. Затем решается уравнение равновесия относительно радиальной деформации [1]:

$$(\lambda + 2\mu) \frac{d}{dr} \left(\frac{du}{dr} + 2 \frac{u}{r} \right) = \chi(1 - \alpha\beta) \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где $\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}$;

$$\lambda = \frac{\nu \cdot E}{(1+\nu) \cdot (1-2\nu)};$$

$$\beta = \frac{E}{1-2\nu};$$

α — коэффициент линейного изменения материала среды;

P — давление фильтрующейся жидкости, МПа;

r — наружный радиус эксплуатационной колонны, м;

ν — коэффициент Пуассона;

E — модуль Юнга, МПа.

После этого, подставляя значения этой функции и ее производных в уравнение [2] и используя граничные условия $r = a$, $\sigma_r = 0$, $P = P_a$; $r = b$, $\sigma_r = \sigma_{rs}$, $P = P_B$ (где σ_r — нормальное радиальное напряжение, МПа), находим постоянные интегрирования уравнения (1), входящие в основные зависимости, чем, по существу, и заканчивается решение поставленной задачи.

Найдем закон распределения давления в стенке полого шара при фильтрации жидкости, вызванной давлением в его полости ($\chi = -1$). Поток жидкости можно представить схематично в виде двух потоков — радиального потока с расходом по пласту к фильтру за обсадной колонной $Q_{ж}$, который у стенки фильтра разделяется на n самостоятельных сферических (полусферических) потоков — по числу перфорационных отверстий в колонне — с расходом и общим давлением жидкости на выходе (в скважине). Принимая эти допущения и решая уравнение нестационарного притока жидкости через стенку половины поверхности полого шара [3]:

$$2\pi r^2 \cdot \frac{K_1}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dP}{dr} = const, \quad (2)$$

при граничных условиях $r = a$ (начальный радиус полого шара, м) $P = P_a$; $r = b$ (конечный радиус полого шара, м); $P = P_B$, получим закон распределения давления жидкости при фильтрации:

$$\begin{aligned} P &= P_B + \frac{a}{b-a} \cdot \left(\frac{b}{r} - 1 \right) \cdot (P_a - P_b) = \\ &= P_a + \frac{b}{b-a} \cdot \left(\frac{a}{r} - 1 \right) \cdot (P_a - P_b), \end{aligned} \quad (3)$$

$$q = \frac{Q_{ж}}{n} = \frac{2\pi abK_1}{\mu_{ж}(b-a)} \cdot (P_a - P_b), \quad (4)$$

где K_1 — проницаемость (эффективная) нефти перед коксованием породы, м².

Подставляя значение перепада давления в пласте P_e , приходящегося на толщину депрессионной воронки (за вычетом толщины фильтра за колонной), из формулы Дюпюи [4]:

$$P_b = \frac{Q_{ж}\mu_{ж}}{2\pi hK_2} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c + b}, \quad (5)$$

где h — эффективная толщина коллектора, м;

R_K — радиус контура питания (воронки депрессии), то есть расстояние от скважины до зоны пласта, где давление полагается постоянным и равным текущему пластовому давлению (примерно половина расстояния между скважинами), м;

K_2 — проницаемость (эффективная) нефти перед коксованием породы, м²;

r_c — радиус скважины, м.

Получим окончательно:

$$P_b = \frac{Q_{ж}\mu_{ж}}{2\pi hK_1} \cdot \left(\frac{b}{r} - 1 + \frac{nbK_1}{hK_2} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c + b} \right). \quad (6)$$

Из формулы (5) при $r = a$ находим величину полного перепада давления ΔP на пласт и фильтр:

$$\Delta P = P_a = \frac{Q_{ж}\mu_{ж}}{2\pi hK_1} \cdot \left(\frac{b}{a} - 1 + \frac{nbK_1}{hK_2} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c + b} \right). \quad (7)$$

С учетом (7) формулу (6) можно представить в виде:

$$P = \left[1 - \left(1 - \frac{a}{r} \right) \cdot A \right] \cdot P_a, \quad (8)$$

где $A = \left(1 - \frac{a}{b} + \frac{naK_1}{hK_2} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c + b} \right)^{-1}$.

Функция среднего давления жидкости в стенке полого шара в пределах радиуса может быть представлена [5–7]:

$$\varphi = \frac{1}{r^3} \cdot \int_0^r r^2 P dr. \quad (9)$$

Подставляя давление P из (3), получим:

$$\varphi = \frac{1}{3} P_b + \frac{1}{2} \cdot \frac{b}{b-a} \cdot \left(\frac{a}{r} - \frac{2}{3} \cdot \frac{a}{b} \right) \cdot (P_a - P_b). \quad (10)$$

При оценке состояния прифильтровой зоны пласта используется параметр «скин-эффект», представляющий собой относительную величину снижения коэффициента продуктивности скважины при загрязнении прифильтровой зоны [8–10]:

$$S = \left(\frac{\eta_2}{\eta_1} - 1 \right) \cdot \ln \frac{R_K}{r_c + b}, \quad (11)$$

где η_2 — коэффициент продуктивности скважины перед коксованием;

η_1 — коэффициент продуктивности скважины после коксования.

Подставляя значения $\eta_2 = \frac{Q_{ж}}{P_b}$ из уравнения (5) и $\eta_1 = \frac{Q_{ж}}{P_a}$ из уравнения (7), получим формулу для определения «скин-эффекта», обусловленного наличием фильтра за колонной:

$$S = \frac{hK_2}{nbK_1} \cdot \frac{b-a}{a}. \quad (12)$$

При $\frac{b}{a} \gg 1$ выражение (12) упрощается до вида

$$S = \frac{hK_2}{naK_1}. \quad (13)$$

Решим теперь задачу о напряжениях в стенке полого шара. Интеграл уравнения равновесия упругого тела (1) имеет вид [11, 12]:

$$E' \cdot u = \frac{1}{3} \cdot cr + \frac{D}{r^2} + \frac{1}{r^2} \cdot \int_0^r r^2 P dr, \quad (14)$$

$$\text{где } E' = \frac{\lambda + 2\mu}{\chi(1-\alpha\beta)}, \quad c = a + b. \quad (15)$$

Из уравнения (14) найдем значения $\frac{du}{dr}, \frac{u}{r}, \Delta$:

$$E' \frac{du}{dr} = \frac{c}{3} - 2 \frac{D}{r^3} - 2\varphi + P;$$

$$E' \frac{u}{r} = \frac{c}{3} + \frac{D}{r^3} + \varphi; \quad (16)$$

$$E' \Delta = c + P,$$

где D — диаметр отверстия в эксплуатационной колонне, м.

Подставляя найденное значение деформаций в уравнение (16), получим выражение компонент главных нормальных напряжений в стенке полого шара:

$$E' \sigma_r = \frac{\beta c}{3} + (\lambda + 2\mu + \omega E') \cdot P - 4\mu \frac{D}{r^3}, \quad (17)$$

$$E' \sigma_\theta = \frac{\beta c}{3} + (\lambda + \omega E') \cdot P + 2\mu\varphi + 2\mu \frac{D}{r^3}$$

$$\text{или} \quad E' \sigma_\theta = E' \sigma_r - 2\mu(P - 3\varphi) + 6\mu \frac{D}{r^3}, \quad \omega = \chi\alpha\beta, \quad (18)$$

где σ_θ — нормальное тангенциальное напряжение, МПа.

Используя граничные условия $r = a, P = P_a, \sigma_r = 0; r = b, P = P_b, \sigma_r = \sigma_{rb}$, найдем входящие в (14) постоянные интегрирования C и D :

$$4\mu D = \frac{a^3 b^3}{b^3 - a^3} \cdot [E' \sigma_{rb} + (\lambda + \omega E') \cdot (P_a - P_b)],$$

$$\frac{\beta c}{3} = 4\mu \frac{D}{a^3} - \frac{\beta P_a}{3} + \frac{2}{3} \cdot \frac{\mu_b}{b-a} \cdot (P_a - P_b). \quad (19)$$

Подставляя найденные выражения постоянных в формулы (14) и (16), получим окончательно:

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \frac{b^3}{b^3 - a^3} \left(1 - \frac{a^3}{r^3} \right) \sigma_{rb} + \\ & + \frac{\lambda + \omega E'}{E'} \left[\frac{b^3}{b^3 - a^3} \cdot \left(1 - \frac{a^3}{r^3} \right) - \right. \\ & \left. - \frac{b}{b-a} \left(1 - \frac{a}{r} \right) \right] \cdot (P_a - P_b); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta = & \frac{b^3}{b^3 - a^3} \left(1 + \frac{a^3}{2r^3} \right) \sigma_{rb} + \\ & + \left\{ \frac{\lambda + \omega E'}{E'} \left[\frac{b^3}{b^3 - a^3} \cdot \left(1 - \frac{a^3}{2r^3} \right) - \right. \right. \\ & \left. \left. - \frac{b}{b-a} \left[\omega + \frac{\lambda}{E'} - \left(\frac{\lambda + \mu}{E'} + \varpi \right) \frac{a}{r} \right] \right] \cdot (P_a - P_b) \right\}; \\ u = & \frac{\sigma_{rb}}{4\mu} \cdot \frac{b^3}{b^3 - a^3} \left(\frac{4\mu}{\beta} + \frac{a^3}{r^3} \right) \cdot r + \frac{\omega E'}{\beta} P_a r + \\ & + \left[\frac{\lambda + \omega E'}{4\mu E'} \cdot \frac{b^3}{b^3 - a^3} \left(\frac{4\mu}{\beta} + \frac{a^3}{r^3} \right) \cdot r + \right. \\ & \left. + \frac{ab}{2(b-a)E'} \left(1 - 2 \frac{\lambda}{\beta} \cdot \frac{a}{r} \right) \right] \cdot (P_a - P_b); \\ \frac{\lambda + \omega E'}{E'} = & \frac{\chi[v + (1-2v)\alpha\beta]}{1-v}, \quad \frac{\lambda + \mu}{E'} = \chi \frac{1-\alpha\beta}{2(1-v)}, \\ \frac{\omega E'}{\beta} = & \frac{\alpha\beta}{1-\alpha\beta} \cdot \frac{1-v}{1+v}, \\ \frac{\lambda + \omega E'}{4\mu E'} = & \chi \frac{1+v}{2 \cdot (1-v)E} \cdot [v + (1-2v)\alpha\beta], \\ \frac{4\mu}{\beta} = & 2 \frac{1-2v}{1+v} \cdot \frac{\lambda}{\beta} = \frac{v}{1+v}. \end{aligned} \quad (20)$$

Анализируя зависимости (20), можно заметить, что знак приращения главных нормальных напряжений, вызванных действием фильтрационного давления в пористой среде, зависит от знака изменения статического давления жидкости, насыщающей пористую среду [13–16]. Причем по абсолютной величине напряжения, вызванные снижением статического давления жидкости, равны напряжениям, вызванным увеличением давления жидкости на ту же величину, то есть (рисунок 1):

$$\sigma_r |_{\chi=+1} = -\sigma_r |_{\chi=-1}, \quad \sigma_\theta |_{\chi=+1} = -\sigma_\theta |_{\chi=-1}. \quad (21)$$

Рисунок 1. Изменение главных нормальных напряжений σ_r и σ_θ по толщине стенки полого шара, свободного от внешней нагрузки ($\sigma_{rb} = 0$)

Figure 1. Change of biaxiality σ_r and σ_θ along the wall thickness of a hollow sphere free from external load ($\sigma_{rb} = 0$)

На рисунке 2 приведены зависимости изменения главных нормальных напряжений σ_r и σ_θ по толщине стенки полого шара, свободного от внешней нагрузки ($\sigma_{rb} = 0$) при создании избыточного давления в полости шара ($\chi = +1$) и при депрессии ($\chi = -1$, $\Delta P = -P_a$, $P_b = 0$).

Кривые σ_r и σ_θ постоянные для $\alpha\beta = 0$, $\alpha\beta = 0,5$ и $\alpha\beta = 1$. Заметим, что впервые задача о напряжениях в упругой пористой среде при фильтрации жидкости через стенку цилиндрического отверстия (скважины) в нефтяном пласте была решена Ю.П. Желтовым и С.А. Христиановичем, разработавшими теорию гидравлического разрыва пласта при значении параметра $\alpha\beta = 0$ в правой части уравнения (1) [17–20]. Вскоре та же задача теории упругости была решена в работе [21] (при $\alpha\beta = 1$), где учтено влияние эффекта сжимаемости порообразующих минералов на напряженное состояние пористой среды при фильтрации жидкости.

Данные таблицы 1, представленные в [22], показывают, что приведенные в работах [23, 24] решения задачи (при $\alpha\beta = 0$ и $\alpha\beta = 1$, $\chi = +1$) являются предельными решениями, так как истинное значение параметра $\alpha\beta$ находится для реальных горных пород при умеренных нагрузках в пределах 0,3–0,6.

Анализ полученных зависимостей (20) показывает, что изменение знака потенциала фильтрации ($\Delta P = \pm P_a$) приводит к изменению напряжения в пределах от $-1,5 P_a$ до $+1,5 P_a$, то есть $\Delta\sigma_\theta = 3 \cdot P_a$. Именно этим можно объ-

яснить отрицательное действие остановок скважины, а тем более изменение направления фильтрационного потока в прифильтровой зоне пласта, на устойчивость стенок скважины, эксплуатация которых осложнена пескопроявлениями.

При быстром приложении нагрузки на пласт (при пуске скважины в эксплуатацию) напряженное состояние прифильтровой зоны будет зависеть от параметра $\alpha\beta$, его величины. В дальнейшем, по мере развития пластических деформаций в условиях сохранения объема, эффект сжимаемости будет играть подчиненное значение и стремиться к нулю ($\alpha\beta \rightarrow 0$). При этом коэффициент Пуассона ν будет стремиться к 0,5, а модуль Юнга — изменяться во времени и определять связь между напряжениями и скоростью деформации [25].

Обратим внимание на весьма любопытный факт. Согласно зависимости (20), при прочих равных условиях, напряжения в пористой среде с параметрами α и ν произвольном равны напряжениям в пористой среде с параметрами $\alpha\beta = 0$ и $\nu = 0,5$. Отсюда следует важный вывод, что напряженное состояние упругой пористой среды при мгновенном приложении нагрузки сохраняется при переходе среды из упругого состояния в пластическое течение с сохранением объема, когда коэффициент Пуассона равен 0,5. Характер модуля Юнга можно оценить путем прямых измерений деформации стенок полого шара или скважины (рисунок 3).

Рисунок 2. Распределение тангенциальных напряжений σ_θ^r в закрепленной зоне в зависимости от ее радиуса

Figure 2. Distribution of tangential stresses σ_θ^r in the fixed zone depending on its radius

Рисунок 3. Изменение фильтрационных тангенциальных напряжений на стенке скважины (при $r = a$) в зависимости от коэффициента Пуассона при $\frac{b}{a} = 10$

Figure 3. Change in seepage tangential stresses on the borehole wall (at $r = a$) depending on Poisson's ratio at $\frac{b}{a} = 10$

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Джалалов К.Э. Проблемы разработки залежи высоковязкой нефти северо-комсомольского месторождения // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2003. № 4. С. 38-41.
2. Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Исламов Р.Ф., Моллаев З.Х. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 15-21.
3. Suleimanov R.I., Gabdrakhimov M.S., Khabibulin M.Y., Zaripova L.M., Vasilyeva E.R. The Study of Hydraulic Hammer Device in Drilling Tool Assembly in Hydraulic Rotary Drilling // International Journal of Engineering and Technology. 2018. Vol. 7. No. 2. P. 28-30. DOI: 10.14419/ijet.v7i2.23.11877.
4. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях. Краснодар: Советская Кубань, 2003. 297 с.
5. Dubinsky G.S. On the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks under Wave Impact // The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee and Associates. New York, USA. 2015. P. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

Изменение знака потенциала фильтрации приводит к изменению тангенциальных напряжений на стенке скважины до величины, равной утроенной депрессии пластового давления (при этом радиальные напряжения равны нулю). Этим объясняется отрицательное действие остановок скважин, а тем более изменение направления фильтрационного потока в прискважинной части пласта на устойчивость стенок скважин, эксплуатация которых осложнена пескопроявлением пласта.

Выводы

Таким образом, максимальная разность главных нормальных напряжений наблюдается на стенке скважины, поэтому для предотвращения разрушения пласта вблизи забоя необходимым условием является соответствие прочностных свойств горных пород напряжениям, действующим в этой зоне.

При эксплуатации скважин, склонных к пробкообразованию, необходимо ограничивать депрессию пластового давления предельно допустимой величиной, когда материал прифильтровой зоны находится в упругом состоянии по всему объему.

6. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 5. С. 93-98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
7. Юрков Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 365 с.
8. Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И., Хабибуллин М.Я. Механизация технологического процесса спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 15-24. DOI: 10.5510/OGP20180200346.
9. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 64-67.
10. Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганыянц Р.Т. Обоснование условий расчета и выбора прочностных характеристик эксплуатационных колонн сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 2. С. 31-38.
11. Хабибуллин М.Я. Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 80-86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86.
12. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Толковый словарь по термическим мето-

дам воздействия на нефтяные пласты. Краснодар: Советская Кубань, 2002. 590 с.

13. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Моллаев З.Х., Исламов Р.Ф., Еганьянц Р.Т. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление // Инженер-нефтяник. 2010. № 3. С. 5-9.

14. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Справочник. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 400 с.

15. Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 2. С. 64-71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.

16. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т., Моллаев З.Х. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн: оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 1. С. 17-22.

17. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. техн. наук. М.: Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, 2012. 242 с.

18. Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Kovalev N.O. Studying Heat-Affected Zone Deformations of Electric Arc Welding // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 327. Issue 3. P. 032053. DOI: 10.1088/1757-899X/327/3/032053.

19. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложно-построенных месторождениях: дис. ... д-ра. техн. наук. Тюмень: Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т., 2004. 64 с.

20. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 560. P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

21. Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Федорченко Г.Д., Колесников В.А., Кологреев И.А. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 38-40.

22. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. № 3. С. 46-51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.

23. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. 2009. № 4. С. 38-39.

24. Гилаев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57.

25. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с анамально высокими пластовыми давлениями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 6. С. 50-54.

REFERENCES

1. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Dzhahalov K.E. Problemy razrabotki zalezhi vysokovyazkoi nefi severo-komsomol'skogo mestorozhdeniya [Development Problems of High-Viscosity Oil Deposits of the Severo-Komsomolskoye Field]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii — Interval. Advanced Oil and Gas Technologies*, 2003, No. 4, pp. 38-41. [in Russian].

2. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mol-laev Z.Kh. Metody preduprezhdeniya i likvidatsii peskoproyavleniya v dobyvayushchikh skvazhinakh [Methods of Prevention and Liquidation of Appearance Sand in Production Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 9, pp. 15-21. [in Russian].

3. Suleimanov R.I., Gabdrakhimov M.S., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Vasilyeva E.R. The Study of Hydraulic Hammer Device in Drilling Tool Assembly in Hydraulic Rotary Drilling. *International Journal of Engineering and Technology*, 2018, Vol. 7, No. 2, pp. 28-30. DOI: 10.14419/ijet.v7i2.23.11877.

4. Gilaev G.G. Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov na slozhnopostroennykh neftegazovykh mestorozhdeniyakh [Improving the Efficiency of Developing Hard-to-Recover Reserves in Complex Oil and Gas Fields]. *Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ.*, 2003. 297 p. [in Russian].

5. Dubinsky G.S. On the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks Under Wave Impact. *The Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee and Associates*. New York, USA, 2015, pp. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

6. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Povyshenie nadezhnosti svarykh soedinenii truboprovodov v sisteme podderzhaniya plastovogo davleniya [Increasing the Reliability of Welded Pipeline Connections in Reservoir Pressure Maintenance System]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 5, pp. 93-98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98. [in Russian].

7. Yurkiv N.I. *Fiziko-khimicheskie osnovy nefteizvlecheniya* [Physicochemical Basics of Oil Recovery]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 365 p. [in Russian].

8. Konnov Yu.D., Sidorkin D.I., Khabibullin M.Ya. Mekhanizatsiya tekhnologicheskogo protsessa spuskopod'emnykh operatsii pri tekushchem i kapital'nom remonte skvazhin [Mechanization of Technological Process of Round-Trip Operations in Well Servicing and Workover]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNGAR — SOCAR Proceedings*, 2018, No. 2, pp. 15-24. DOI: 10.5510/OGP20180200346. [in Russian].

9. Gilaev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termostoikikh zhidkostei glusheniya na osnove neftyanykh emul'sii [Application of Heat-Resistant Killing Fluids on the Basis

of Oil Emulsions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 8, pp. 64-67. [in Russian].

10. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T. Obosnovanie uslovii rascheta i vybora prochnostnykh kharakteristik ekspluatatsionnykh kolonn sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Base Condition on Estimation Options of Strength Characteristics a Production Strings Sladkovskoy-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 2, pp. 31-38. [in Russian].

11. Khabibullin M.Ya. Sistematizirovannyi podkhod k metodam zakachki vody v nagnetatel'nye skvazhiny [Systematization of Methods of Water Injection in Wells]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 3, pp. 80-86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86. [in Russian].

12. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G. *Tolkovyi slovar' po termicheskim metodam vozdeistviya na neftnyane plasty* [Explanatory Dictionary of Thermal Methods of Impact on Oil Reservoirs]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2002. 590 p. [in Russian].

13. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Mollaev Z.Kh., Islamov R.F., Egan'yants R.T. Vliyanie fiziko-mekhanicheskikh svoystv plastu i padeniya plastovogo davleniya na peskoproyavlenie [Influence of Physical and Mechanical Properties of the Reservoir and the Drop in Reservoir Pressure on Sand Production]. *Inzhener-neftyanik — Petroleum Engineer*, 2010, No. 3, pp. 5-9. [in Russian].

14. Bragin Yu.I., Vagin S.B., Cholovskii I.P. *Neftgazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya zalezhei uglevodorodov: spravochnik* [Oil and Gas Field Geology and Hydrogeology of Hydrocarbon Deposits. Directory]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2004. 400 p. [in Russian].

15. Khabibullin M.Ya. Uvelichenie effektivnosti razdeleniya zhidkikh sistem pri sbore plastovoi zhidkosti [Increasing Efficiency of Liquid Systems Separation for Formation Fluid Gathering]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 2, pp. 64-71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71. [in Russian].

16. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T., Mollaev Z.Kh. Peskoproyavlenie v dobyvayushchikh skvazhinakh i narushenie obsadnykh kolonn. otsenka zakonornosti raspredeleniya plastovykh, porovykh davlenii po razrezu skvazhin sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Potential to Produce Sand in Production Wells and Destruction of Conductor. Estimate Pattern on Distribution of Formation and Pore Pressure in the Wells Sladkovsko-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 1, pp. 17-22. [in Russian].

17. Gilaev A.G. *Issledovanie vliyaniya vynosy melkikh chastits produktivnogo plastu na izmenenie nefteodachi nizkopronitsaemykh kollektorov: dis. kand. tekhn. nauk* [Investigation of the Effect of the Removal of Small Particles of the Productive Formation on the Change in Oil Recovery of Low-Permeability Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.].

Moscow, Institut mashinovedeniya im. A.A. Blagonravova RAN Publ., 2012. 242 p. [in Russian].

18. Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Kovalev N.O. Studying Heat-Affected Zone Deformations of Electric Arc Welding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, Vol. 327, Issue 3, pp. 032053. DOI: 10.1088/1757-899X/327/3/032053.

19. Gilaev G.G. *Razvitie teorii i praktiki dobychi trudnoizvlekaemykh zasobov uglevodorodov na slozhnopostroyennykh mestorozhdeniyakh: dis. d-ra. tekhn. nauk* [Development of the Theory and Practice of Production of Hard-To-Recover Hydrocarbon Reserves in Complex Fields: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, Tyumen. gos. neftegaz. un-t. Publ., 2004. 64 p. [in Russian].

20. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 560, pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

21. Gilaev G.G., Manasyan A.E., Fedorchenko G.D., Kolesnikov V.A., Kologreov I.A. Neftnyane zalezhi v karbonatnykh otlozheniyakh famenskogo yarusa Samarskoi oblasti: istoriya otkrytiya i perspektivy poiska [Oil-Bearing Reservoirs in Carbonate Reefs of Famennian Stage on the Territory of Samara Region: Discovery History and Exploration Prospects]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 38-40. [in Russian].

22. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. Ispol'zovanie printsipov sistemnogo geologo-tekhnologicheskogo prognozirovaniya pri obosnovanii metodov vozdeistviya na plast [The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods]. *Nauchnye trudy NPI Neftegaz GNKA — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 46-51. DOI: 10.5510/OGP20160300288. [in Russian].

23. Galkin S.V., Poplakhina T.B., Raspopov A.V., Khizhnyak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniya nefti dlya mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of Oil Recovery Ratios for Permian Region Fields on the Basis of Statistical Models]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 4, pp. 38-39. [in Russian].

24. Gilaev Gen.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G. Perspektivy primeneniya kislotnogo gelya dlya zakachki proppanta v protsesse provedeniya gidrorazryva karbonatnykh plastov na territorii Samarskoi oblasti [Prospects for the Use of Acid Gel for Proppant Fracturing of Carbonate Reservoirs in the Samara Region]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 8, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57. [in Russian].

25. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G. Analiz narushenii ekspluatatsionnykh kolonn pri razrabotke peskoproyavlyayushchikh produktivnykh plastov s anamal'no vysokimi plastovymi davleniyami [Analysis of Defect of Production Strings During Development in Sand in an Abnormal]. *Stroitel'stvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 6, pp. 50-54. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хабибуллин Марат Яхиевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machines and Equipment Department, Branch, USPTU, Otkyabrsky, Russia

m-hab@mail.ru

Гилаев Гани Гайсинович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела, Институт нефти, газа и энергетики, КубГТУ, Краснодар, Россия

Gani G. Gilaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Business Department, Institute of Oil, Gas and Energy, KubGTU, Krasnodar, Russia

gggilaev@gmail.com

Гилаев Артем Ганиевич, начальник Туймазинского региона добычи нефти и газа, управление добычи нефти и газа, ООО «Башнефть-Добыча», Октябрьский, Россия

Artem G. Gilaev, Head of the Tuimazinsky Oil and Gas Production Region, Oil and Gas Production Department, Bashneft-Dobycha LLC, Otkyabrsky, Russia

GilaevAG@Bashneft.ru

Хабибуллин Арсен Маратович, студент кафедры «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Arsen M. Khabibullin, Student of Oil Production Facilities Operation and Maintenance Department, Branch, USPTU, Otkyabrsky, Russia

Статья поступила в редакцию 22.11.2020; одобрена после рецензирования 29.01.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 22.11.2020; approved after reviewing 29.01.2021; accepted for publication 01.11.2021.