

М.Я. Хабибуллин (Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация),
А.Г. Гилаев (ООО «Башнефть-Добыча», г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация), **Э.Р. Васильева**, **Р.И. Сулейманов**, **Л.З. Зайнагилина**,
Л.З. Самигуллина (Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕПРЕССИИ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ ПРИ ПЛАСТИЧЕСКОМ ТЕЧЕНИИ МАТЕРИАЛА ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Marat Ya. Khabibullin (Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation),
Artem G. Gilaev (Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation), **Elmira R. Vasilieva**,
Rustem I. Suleimanov, **Lyaysan Z. Zaynagalina**, **Lilia Z. Samigullina**
(Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

ON THE QUESTION OF PRESSURE DEPRESSION ON THE FORMATION AT ROCK PLASTIC FLOW

Введение

Известно, что все горные породы могут деформироваться во времени при разности напряжений, меньшей предела текучести. Если цементирующий материал в породе течет, теряя свои свойства, то сцементированная порода будет терять свойства по мере развития пластических деформаций. Поэтому за другой критерий прочности, скорее долговечности горной породы за колонной в скважине может быть принята скорость ее пластического течения или предельная величина относительной деформации. При длительном наблюдении за деформацией горной породы, находящейся в «упругом» состоянии в обычном понимании, можно видеть ее деформацию во времени.

Background

It is known that all rocks can deform in time at a stress difference less than the yield point. If the cementitious material flows in the rock, losing its properties, then the cemented rock will lose its properties as plastic deformations develop. Therefore, for another criterion of strength, rather the durability of the rock behind the column in the well, the speed of its plastic flow or the limiting value of the relative deformation can be taken. With long-term observation of the deformation of the rock, which is in the "elastic" state in the usual sense, one can see its deformation over time.

В связи с этим нет смысла решать смешанную задачу о напряженном состоянии горной породы, когда имеет место внешняя ее зона, находящаяся в упругом состоянии, и внутренняя зона, в пределах которой материал в состоянии пластического течения, которое, очевидно, невозможно теоретически из-за наличия упругой зоны. Тем не менее, деформация во времени возможна и в этом случае. Поэтому рассмотрим предельный случай, когда полый шар по всему сечению испытывает состояние пластического течения. Несомненно, в условиях пластического течения материала эффектом сжимаемости, вызванным действием гидростатического давления, можно пренебречь, так как эти напряжения релаксируют, и, кроме того, упругая деформация составляет незначительную долю деформации в последующем.

Для достижения устойчивости прискважинной части пласта к разрушению необходимо соответствие прочностных свойств консолидированной породы (а именно предела текучести) действующей в этой области максимальной разности нормальных напряжений. Однако при этом не исключается, что закрепленная зона пласта вблизи забоя скважины начнет разрушаться через некоторое время после проведения процесса консолидации.

Цели и задачи

Решение задачи достижения устойчивости прискважинной части пласта к разрушению на основе исследования таких факторов снижения прочности породы, как развитие ползучих и пластических деформаций, а также растворяющей способности фильтрующихся углеводородов.

Результаты

Установлено, что длительная устойчивость пласта к разрушению будет определяться как напряжениями, действующими в породе вблизи забоя скважины в условиях притока флюидов, так и прочностными и реологическими свойствами самой породы, зависящими от состава пластовой нефти, песка и технологических условий проведения процесса закрепления. 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.

In this regard, it makes no sense to solve the mixed problem of the stress state of a rock, when its outer zone is in an elastic state, and an inner zone, within which the material is in a state of plastic flow, which is obviously impossible theoretically due to the presence of an elastic zone. However, time deformation is possible in this case as well. Therefore, we will consider the limiting case when a hollow sphere over its entire cross section experiences a state of plastic flow. Undoubtedly, under conditions of plastic flow of material, the effect of compressibility caused by the action of hydrostatic pressure can be neglected, since these stresses relax, and, in addition, elastic deformation makes up an insignificant fraction of deformation in the subsequent.

To achieve the stability of the near-wellbore part of the formation to destruction, it is necessary to match the strength properties of the consolidated rock (namely, the yield point) to the maximum difference of normal stresses acting in this area. However, it is not ruled out that the fixed formation zone near the bottom of the well will begin to collapse some time after the consolidation process.

Aims and Objectives

The solution of the problem of achieving stability of the near-wellbore part of the formation to destruction based on the study of such factors of reducing the strength of the rock as the development of creeping and plastic deformations, as well as the dissolving ability of filterable hydrocarbons.

Results

It has been established that the long-term resistance of the formation to fracture will be determined both by the stresses acting in the rock near the bottom of the well under conditions of fluid inflow, and by the strength and rheological properties of the rock itself, depending on the composition of the formation oil, sand and technological conditions of the consolidation process. When operating wells prone to plugging, it is necessary to limit the reservoir pressure drawdown to the maximum permissible value, when the material of the near-filter zone is in an elastic state throughout the volume.

Ключевые слова: устойчивость; порода; напряжение; деформация; прочность; депрессия; пробкообразование

Key words: stability; rock; stress; deformation; strength; depression; plug formation

Наибольшая разность нормальных напряжений возникает на стенке скважины, поскольку при этом радиальные напряжения равны минимальному, а тангенциальные - максимальному значениям [1-3]. Поэтому в зависимости от депрессии пластового давления и прочностных свойств закрепленной зоны возможны следующие условия эксплуатации скважины:

- закрепленная прискважинная часть пласта по всему объему находится в упругом состоянии, то есть выполняется условие

$$\sigma_{ra} - \sigma_{\theta a} = \sigma_s; \quad (1)$$

- закрепленная прискважинная часть пласта по всему объему находится в пластическом состоянии, то есть выполняется условие

$$\sigma_{rb} - \sigma_{\theta b} = \sigma_s, \quad (2)$$

где σ_s - предел текучести.

Из решения упругой задачи известно, что наибольшая разность нормальных напряжений в теле полого шара при фильтрации жидкости через его стенку к центру имеет место на внутренней поверхности ($r = a$) [4]. Поэтому условия текучести материала шара возникнут, прежде всего, на внутренней поверхности шара, что можно записать:

$$\sigma_{ra} - \sigma_{\theta a} = \sigma_s, \quad (3)$$

где σ_s - предел текучести материала шара при напряжении сжатия;

σ_{ra} и $\sigma_{\theta a}$ - нормальные напряжения, радиальное и тангенциальное соответственно.

Пользуясь этим выражением и решением упругой задачи с учетом сжимаемости породы, можно определить величину перепада давления на пласт, исключая возможность пластического течения пластового материала, то есть допустимый перепад давления P_{ag} [5].

Принимая во внимание, что $\sigma_{ra} = 0$ можно записать так:

$$-\sigma_{\theta a} = \frac{\sigma_s}{z}, \quad (4)$$

где z - запас прочности;

$\sigma_{\theta a}$ - нормальное тангенциальное напряжение, определяемое из (5) при $r = a$.

Учитывая, что в зернистом цементированном материале с «вязким» цементом напряжения, вызванные неравномерным гидравлическим сжатием упругой составляющей материала, могут прелаксировать, то есть принять $\alpha = \omega = 0$ ($\chi = -1$).

Примем также равной нулю неизвестное внешнее контактное напряжение сжатия σ_{rb} .

Тогда нормальное тангенциальное напряжение сжатия на внутренней поверхности шара приближенно будет (приняв $\frac{b}{a} \geq 1$)

$$\sigma_{ba} = -\frac{1+v}{1-v} \cdot (P_a - P_b), \quad (5)$$

или, ограничивая это напряжение допустимой величиной $\frac{\sigma_s}{z}$, запишем:

$$\frac{\sigma_s}{z} = \frac{1+\nu}{1-\nu} \cdot (P_a - P_b). \quad (6)$$

Распределение давления жидкости в стенке полого шара при фильтрации:

$$P = \left[1 - \left(1 - \frac{a}{r} \right) \cdot \left(1 - \frac{a}{b} + \frac{naK_1}{hK_2} \ln \frac{R_k}{r_c + b} \right)^{-1} \right] \cdot P_a, \quad (7)$$

где a - радиус перфорированного отверстия, м;

b - толщина фильтровой зоны, м;

n - число перфорационных отверстий в колонне;

h - мощность вскрытой перфорацией части пласта, м;

K_1 - проницаемость фильтровой зоны, м²;

K_2 - проницаемость пласта, м²;

R_k - радиус контура питания, м;

r_c - радиус скважины, м;

P_a - полный перепад давления на пласт и фильтр, МПа.

Тогда выражение для определения допустимого перепада давления на пласт запишется:

$$P_{ad}^y = \frac{\sigma_s}{z} \cdot \frac{1-\nu}{1+\nu} \cdot \left(1 + \frac{nbK_1}{hK_2} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c+b} \right). \quad (8)$$

Рассмотренный метод расчета величины допустимой депрессии на пласт базируется на результатах кратковременных определений механических свойств материала фильтра, а именно величины предела текучести σ_s , и, очевидно, не отвечает на вопрос о долговечности фильтра [6-9].

Известно, что все горные породы могут деформироваться во времени при разности напряжений $\sigma_r - \sigma_\theta$, меньшей σ_s . И если цементирующий материал в породе течет,

теряя свои свойства, то цементированная порода будет терять свойства по мере развития пластических деформаций. Поэтому за другой критерий прочности, скорее долговечности горной породы за колонной в скважине может быть принята скорость ее пластического течения или предельная величина относительной деформации [10-12].

При длительном наблюдении за деформацией горной породы, находящейся в «упругом» состоянии в обычном понимании, можно наблюдать ее деформацию во времени. В связи с этим нет смысла решать смешанную задачу о напряженном состоянии горной породы, когда имеет место внешняя ее зона, находящаяся в упругом состоянии, и внутренняя зона, в пределах которой материал в состоянии пластического течения, которое, очевидно, невозможно теоретически из-за наличия упругой зоны. Тем не менее, деформация во времени возможна и в этом случае. Поэтому рассмотрим предельный случай, когда полый шар по всему сечению испытывает состояние пластического течения [10-13].

Известно, что в упругом полом шаре при фильтрации жидкости к его центру при снижении давления в его полости напряжения в стенке шара по всему сечению однозначны - отрицательны (напряжения сжатия), причем в соотношении $|\sigma_\theta| \geq |\sigma_r|$.

В связи с этим для зоны пластичности справедливо следующее условие текучести материала:

$$\sigma_r - \sigma_\theta = +\sigma_s. \quad (9)$$

Знак плюс перед σ_s в уравнении (9) взят из решения [14], так как разность $\sigma_r - \sigma_\theta$ при переходе материала из упругого состояния в состояние пластического течения, очевидно, не изменится.

Нужно полагать, что предел текучести для зернистого материала снижается по мере развития пластических деформаций [15]. В первом приближении этот параметр прочности примем линейно-снижающимся по мере развития пластической деформации:

$$\sigma_s = \sigma_{so} \cdot (1 - \eta_\sigma \bar{\varepsilon}), \quad (10)$$

где

$$\bar{\varepsilon} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \sqrt{(\varepsilon_r^n - \varepsilon_\theta^n)^2 + (\varepsilon_r^n - \varepsilon_z^n)^2},$$

$$\varepsilon_r^n = \frac{du^n}{dr}, \quad \varepsilon_\theta^n = \varepsilon_z^n = \frac{u^n}{r}.$$

Несомненно, в условиях пластического течения материала эффектом сжимаемости, вызванным действием гидростатического давления, можно пренебречь, так как эти напряжения релаксируют, и, кроме того, упругая деформация составляет незначительную долю деформации в последующем [16-18].

Примем также, что при пластическом течении зернистый цементированный материал сохраняет постоянный объем, то есть

$$\Delta = \frac{du^n}{dr} + 2 \frac{u^n}{r} = \frac{1}{r^2} \cdot \frac{d}{dr} \cdot (r^2 u^n). \quad (11)$$

Отсюда

$$u^n = \frac{c}{r^2}, \quad \varepsilon_r^n = -2 \frac{c}{r^3}, \quad \varepsilon_\theta^n = \frac{c}{r^3}. \quad (12)$$

Из граничного условия $r = a$, $u^n = u_a^n$ находим $c = a^2 \cdot u_a^n$.

Подставляя ε_r^n и ε_θ^n из (12) в (11), получим выражение интенсивности деформации сдвига при пластическом течении:

$$\varepsilon = \varepsilon_r^n \cdot \frac{a^3}{r^3}, \quad \varepsilon_a^n = 2\sqrt{3} \cdot \frac{u_a^n}{a}. \quad (13)$$

Уравнение равновесия напряженной пористой среды для изотропного полого шара имеет вид:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + 2 \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = \chi \cdot \frac{dP}{dr}. \quad (14)$$

Подставляя в него (9), (10) и (13) при $\chi = -1$, получим

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + 2 \frac{\sigma_{so}}{r} \cdot (1 - \eta_\sigma \varepsilon_a^n \cdot \frac{a^3}{r^3}) + \frac{dP}{dr} = 0. \quad (15)$$

Величина градиента давления определяется:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{q_{жж}}{2\pi K_1} \cdot \frac{1}{K^2}. \quad (16)$$

Подставляя это значение в (15), после интегрирования при граничном условии $r = a$, $P = P_a$, $\sigma_r = 0$ получим:

$$\sigma_r = P_a - P - 2\sigma_{so} \cdot [f(r) - f(a)], \quad (17)$$

$$f(r) = \frac{1}{\sigma_{so}} \cdot \int_0^r \frac{\sigma_s}{r} dr = \ln r + \frac{1}{3} \eta_\sigma \varepsilon_a^n \cdot \frac{a^3}{r^3} + c, \quad (18)$$

где $b \geq r \geq a$, $\sigma_\theta = \sigma_r - \sigma_s$.

Входящую в уравнение (17) разность $P_a - P$ находим как

$$P_a - P = \frac{Q_{жж}}{2\pi n a K_1} \cdot (1 - \frac{a}{r}). \quad (19)$$

Подставляя (19) в (17) и используя граничное условие $r = b$, $P = P_b$, $\sigma_r = \sigma_{rb}$, получим формулу предельного соотношения между критическим дебитом нефти и предельным напряженным состоянием материала горной породы, соответствующим пластическому течению ее по всему сечению полого шара:

$$\frac{Q_{жж}}{2\pi n a K_1} \cdot (1 - \frac{a}{b}) = 2\sigma_{so} \cdot [f(b) - f(a)] - \sigma_{rb}. \quad (20)$$

Полученную зависимость (20) можно рассматривать как критериальное уравнение. Пользуясь этой зависимостью, можно определить допустимый дебит нефти или перепад давления на пласт, обеспечивающие нормальную эксплуатацию скважины и устойчивость материала пласта за колонной [19, 20].

Для определения допустимых значений дебита или перепада давления воспользуемся известным параметром - коэффициентом запаса прочности z . Подставляя допустимое значение предела текучести

$$|\sigma_{so}| = \frac{\sigma_{so}}{z} \quad (21)$$

в формулу (20) и заменяя расход $Q_{ж}$ соответствующим значением перепада давления из (19), получим расчетную формулу для расчета допустимого перепада давления на пласт

$$P_{ad}^n = \left[2 \frac{\sigma_{so}}{z} (f_b - f_a) - \sigma_{rb} \right] \cdot \left(\frac{b}{a} + \frac{nb^2 K_1}{(b-a) \cdot h K_2} \cdot \ln \frac{R_k}{r+b} \right). \quad (22)$$

Для ориентировочных расчетов примем $\sigma_{rb} = 0$, $\eta_\theta \cdot \varepsilon_a^n = 1$ и пренебрежем величиной $\frac{b}{a}$ по сравнению с единицей.

Формула (22) примет вид:

$$P_{ad}^n \approx 2 \frac{\sigma_{so}}{z} \cdot \left(1 + \frac{naK_1}{nK_2} \cdot \ln \frac{R_k}{r+b} \right) \cdot \frac{b}{a} \ln \frac{b}{a}. \quad (23)$$

Условие $\eta_\theta \varepsilon_a^n = 1$ соответствует случаю, когда материал теряет прочность на стенке полого шара ($r = a$) по достижении деформации течения предельных значений.

Дальнейшая деформация горной породы будет сопровождаться ее разрушением, выкрашиванием зернистого материала во времени.

В связи с этим вопрос о долговечности горной породы за колонной будет определяться скоростью «истечения» ее через перфорационное отверстие, что требует специальных длительных исследований текучести материала в условиях, близких к реальным [21].

Сравнивая величину допустимого перепада давления на пласт, полученного из условия $-\sigma_\theta = \frac{\sigma_s}{z}$ при $r = a$, когда материал полого шара по всему сечению находится в упругом состоянии, с величиной допустимого перепада давления, полученной для случая,

когда материал полого шара по всему сечению находится в состоянии пластического течения, можно видеть, что в первом случае величина допустимого перепада давления на пласт P_{od}^y в десятки раз меньше, чем во втором случае P_{od}^n .

Эту минимальную величину P_{od}^y , по видимому, и следует принимать за допустимую при эксплуатации скважин, что должно обеспечить наибольшую долговечность фильтра за колонной, материал которого склонен к пластическим деформациям. При этом запас прочности z может быть принят равным единице [22]. В дальнейшем эта величина может быть уточнена по результатам промысловых исследований и внедрения способов крепления призабойной зоны скважин [23].

Следует иметь в виду, что значение P_{od}^y рассчитывается на основе величины предела текучести породы σ_s , определяемой путем кратковременных исследований механических свойств материала. Поэтому для достижения устойчивости при скважинной части пласта к разрушению необходимо соответствие прочностных свойств консолидированной породы (a именно предела текучести) действующей в этой области максимальной разности нормальных напряжений. Однако при этом не исключается, что закрепленная зона пласта вблизи забоя скважины начнет разрушаться через некоторое время после проведения процесса консолидации [24]. Это может быть обусловлено такими факторами снижения прочности породы, как развитие ползучих и пластических деформаций, а также снижения значения a_s в результате растворяющей способности фильтрующихся углеводородов.

Выводы

Установлено, что длительная устойчивость пласта к разрушению будет определяться как напряжениями, действующими в породе вблизи забоя скважины в условиях притока флюидов, так и прочностными и реологическими свойствами самой породы, зависящими от состава пластовой нефти, песка

и технологических условий проведения процесса закрепления.

При эксплуатации скважин, склонных к пробкообразованию, необходимо ограничи-

вать депрессию пластового давления предельно допустимой величиной, когда материал прифилтровой зоны находится в упругом состоянии по всему объему.

Список литературы

1. Гилаев Г.Г., Хабидуллин 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.
2. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьёв А.Д. Математические методы в теории надёжности. М.: Наука, 1985. 524 с.
3. Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 1. С. 68-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-68-71.
4. Зайнагилина Л.З. Результаты промысловых испытаний наддолотного измельчителя шлама // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 6. С. 76-81.
5. Васильева Э.Р. Комплекс педагогических условий, формирующих поликультурные компетенции студентов технического вуза средствами дисциплины «Иностранный язык» // Педагогический журнал. 2017. Т. 7. № 2А. С. 356-366.
6. Хабидуллин М.Я. Установки бесштанговых скважинных насосов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. 54 с.
7. Зарипов А.К., Габдрахимов М.С., Хабидулина Р.Г., Сулейманов Р.И. Моделирование работы реверсивного вибратора // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 4. С. 35-39.
8. 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.
9. 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.
10. Хабидуллин М.Я. Установки для добычи нефти с погружными двигателями. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. 105 с.
11. Ковалев Н.О., Булгаков Р.Ф., Зайнагилина Л.З. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики // Научное обозрение. 2015. № 11. С. 91-95.
12. Васильева Э.Р. Иностранный язык как глобальный феномен и эффективное средство

References

1. Gilaev G.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].
2. Gnedenko B.V., Belyaev Yu.K., Solovov A.D. *Matematicheskie metody v teorii nadezhnosti* [Mathematical Methods in the Theory of Reliability]. Moscow, Nauka Publ., 1985. 524 p. [in Russian].
3. Gabdrakhimov M.S., Zaripova L.M., Suleimanov R.I., Gabdrakhimov F.S. Burenie seismicheskikh skvazhin vibratsionnym metodom [Drilling of Seismic Wells by the Vibration Method]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii - Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2019, No. 1, pp. 68-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-68-71. [in Russian].
4. Zainagalina L.Z. Rezul'taty promyslovykh ispytaniy naddolotnogo izmel'chitelya shlama [Field Test Results of the Using of Upper Bit Tool]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 6, pp. 76-81. [in Russian].
5. Vasileva E.R. Kompleks pedagogicheskikh uslovii, formiruyushchikh polikul'turnye kompetentsii studentov tekhnicheskogo vuza sredstvami distsipliny «Inostrannyi yazyk» [Complex of Pedagogical Conditions Forming a Multicultural Competence at Students of Higher Technical Education by Means of the Discipline of Foreign Language]. *Pedagogicheskii zhurnal - Pedagogical Journal*, 2017, Vol. 7, No. 2A, pp. 356-366. [in Russian].
6. Khabibullin M.Ya. *Ustanovki besshtangovykh skvazhinnykh nasosov* [Installations of Rodless Borehole Pumps]. Ufa, UGNTU Publ., 2014. 54 p. [in Russian].
7. Zaripov A.K., Gabdrakhimov M.S., Khabibullina R.G., Suleimanov R.I. Modelirovanie raboty reversivnogo vibratora [Modeling Work Reverse Vibrator]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2014, Vol. 12, No. 4, pp. 35-39. [in Russian].
8. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Dzhagalov K.E. Problemy razrabotki zalezhi vysokov'yazkoi nefti Severo-Komsomol'skogo mestorozhdeniya [Development Problems of the High-Viscosity Oil Reservoir of the Severo-Komsomolskoye Field]. *Interval*.

формирования поликультурной компетентности студентов технического вуза // *Kant*. 2018. № 1 (26). С. 31-36.

13. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Samigullina L.Z. Probabilistic Statistical Model for Predicting the Effectiveness of Hydraulic Fracturing // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. Vol. 952. P. 012045. DOI:10.1088/1757-899x/952/1/012045.

14. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Сидоркин Д.И., Зайнагалина Л.З. Исследование напряженного состояния колонны насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2018. № 4. С. 94-99. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99.

15. Габдрахманов М.С., Сулейманов Р.И., Зайнагалина Л.З. Стендовые испытания колебательной системы наддолотного измельчителя шлама // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2011. № 3. С. 13-16.

16. Gabdrkhmanova K. F., Izmailova G. R., Samigullina L. Z. Solution of the Problem of Annular Space Gas Utilization in Wells Operated by Walking-Beam Pumping Unit // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020. Vol. 459. Chapter 3. P. 042080. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042080.

17. Близняков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганыяц 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.

18. 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.

19. Хабибуллин М.Я. Исследование влияния режимных параметров работы центробежного погружного насоса на его надежность // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2018. № 2. С. 57-59. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-2-57-59.

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

21. Васильева Э.Р. Поликультурная образовательная среда как интеграционное взаимодействие в формировании высококвалифицированного специалиста нефтегазовой отрасли // *Проблемы современного педагогического образования*. 2018. № 59-3. С. 173-176.

22. Gabdrakhmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. Methods of Mathematical Statistics Application in Assessing the Density of Actual and Forecasting Distribution Density of Residual Oil Reserves // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. Vol. 860. P. 012008. DOI:

Peredovye neftegazovye tekhnologii - Interval. Advanced Oil and Gas Technologies, 2003, No. 4, pp. 38-41. [in Russian].

9. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mollaev 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].

10. Khabibullin M.Ya. *Ustanovki dlya dobychi nefti s pogruzhnymi dvigatelyami* [Submersible Motor Oil Production Units]. Ufa, UGNTU Publ., 2018. 105 p. [in Russian].

11. Kovalev N.O., Bulgakov R.F., Zainagalina L.Z. Prognozirovaniye nadezhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya metodom vibrodiagnostiki [Forecasting the Reliability of Oilfield Equipment with the Help of Vibrodiagnostics Method]. *Nauchnoe obozrenie - Science Review*, 2015, No. 11, pp. 91-95. [in Russian].

12. Vasileva E.R. Inostrannyi yazyk kak global'nyi fenomen i effektivnoe sredstvo formirovaniya polikul'turnoi kompetentnosti studentov tekhnicheskogo vuza [Foreign Language as a Global Phenomenon and Effective Means for Forming Multicultural Competence of Students of Technical Higher Education]. *Kant*, 2018, No. 1 (26), pp. 31-36. [in Russian].

13. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Samigullina L.Z. Probabilistic Statistical Model for Predicting the Effectiveness of Hydraulic Fracturing. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, Vol. 952, pp. 012045. DOI:10.1088/1757-899x/952/1/012045.

14. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Sidorin D.I., Zainagalina L.Z. Issledovanie napryazhennoy sostoyaniya kolonny nasosno-kompressornykh trub pri rabote impul'snykh ustroystv [Stress State Columns of Tubing String during Operation Pulsed Downhole Device]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz - Oil and Gas Studies*, 2018, No. 4, pp. 94-99. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99. [in Russian].

15. Gabdrakhimov M.S., Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z. Stendovye ispytaniya kolebatel'noi sistemy naddolotnogo izmel'chatelya shlama [Benchmarking of Vibratory System of Over-Bit Slime Grinder]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2011, No. 3, pp. 13-16. [in Russian].

16. Gabdrkhmanova K. F., Izmailova G. R., Samigullina L. Z. Solution of the Problem of Annular Space Gas Utilization in Wells Operated by Walking-Beam Pumping Unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, Vol. 459, Chapter 3, pp. 042080. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042080.

17. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T. Obosnovaniye uslovii rascheta i vybora prochnostnykh kharakteristik ekspluatatsionnykh kolonn sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Base Condition on Estimation Op-

10.1088/1757-899X/860/1/012008.

23. Близняков 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.

24. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 10. С. 128-134.

tions of Strength Characteristics a Production Stings Sladkovskoy-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na suше i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 2, pp. 31-38. [in Russian].

18. Gilaev A.G. *Issledovanie vliyaniya vynosa melkikh chastits produktivnogo plasta na izmenenie nefteotdachi nizkopronitsaemykh kollektorov: dis. kand. tekhn. nauk* [Investigation of the Influence of the Removal of Small Particles of a 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].

19. Khabibullin M.Ya. *Issledovanie vliyaniya rezhimnykh parametrov raboty tsentrobezhnogo pogruzhnogo nasosa na ego nadezhnost'* [Investigation of the Influence of the Mode Parameters of Work of the Centrifugal Submersible Pump on its Reliability]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2018, No. 2, pp. 57-59. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-2-57-59. [in Russian].

20. 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 High Pressure Layers]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na suше i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 6, pp. 50-54. [in Russian].

21. Vasileva E.R. *Polikul'turnaya obrazovatel'naya sreda kak integratsionnoe vzaimodeistvie v formirovaniy vysokokvalifitsirovannogo spetsialista neftegazovoi otrasli* [Multicultural Education Environment as Integration Interaction in the Formation of a Highly Qualified Specialist of the Oil and Gas Industry]. *Problemy sovremennogo pedagogicheskogo obrazovaniya - Problems of Modern Pedagogical Education*, 2018, No. 59-3, pp. 173-176. [in Russian].

22. Gabdrahmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. *Methods of Mathematical Statistics Application in Assessing the Density of Actual and Forecasting Distribution Density of Residual Oil Reserves. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, Vol. 860, pp. 012008. DOI: 10.1088/1757-899X/860/1/012008.

23. Близняков 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 [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 neftyanykh i gazovykh skvazhin na suше i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 1, pp. 17-22. [in Russian].

24. Khabibullin M.Ya. Sovershenstvovanie protsessy solyanokislotoi obrabotki skvazhin primeneniem noveishikh tekhnologii i oborudovaniya [Improvement of Hydroxylic Acid Well Processing Applying the Latest Technologies and Equipment]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, Vol. 331, No. 10. pp. 128-134. [in Russian].

Авторы

• Хабибуллин Марат Яхиевич, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Нефтепромысловые машины
и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: m-hab@mail.ru

• Гилаев Артем Ганиевич
ООО «Башнефть-Добыча»
Управление добычи нефти и газа
Начальник Туймазинского региона добычи нефти
и газа
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Кувькина, 32
e-mail: GilaevAG@Bashneft.ru

• Васильева Эльмира Раисовна
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Старший преподаватель кафедры
«Гуманитарные и социально-экономические
науки»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: elmira-vasilyeva@mail.ru

• Сулейманов Рустэм Исакович, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Заведующий кафедрой «Нефтепромысловые
машины и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: rustamsul@rambler.ru

The Authors

• Khabibullin Marat Ya., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Oilfield Machines
and Equipment Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: m-hab@mail.ru

• Gilaev Artem G.
Bashneft-Dobycha LLC
Oil and Gas Production Department
Head of Tuimazinsky Region of Oil and Gas
Production
32, Kuvykina str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: GilaevAG@Bashneft.ru

• Vasilyeva Elmira R.
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Senior Lecturer of Humanities
and Socio-Economic Sciences Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: elmira-vasilyeva@mail.ru

• Suleimanov Rustem I., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Head of Oilfield Machines and Equipment
Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: rustamsul@rambler.ru

• Зайнаглина Ляйсан Зульффаровна, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: zlz11@mail.ru

• Zaynagalina Lyaysan Z., Candidate of Engineering Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oilfield Machines and Equipment Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: zlz11@mail.ru

• Самигуллина Лилия Закариевна, канд. филол. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Гуманитарные и социально-экономические науки»
Российская Федерация, 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: e-mail: sliliyaz@mail.ru

• Samigullina Lilia Z., Candidate of Philological Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Humanities and Socio-Economic Sciences Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: sliliyaz@mail.ru