

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА КРЕПЬ СКВАЖИНЫ

Д.В. Хлопцов¹, В.А. Винников¹

¹ НИТУ «МИСиС», Москва, Россия, e-mail: evgeny.vinnikov@gmail.com

Аннотация: Важнейшим фактором в обеспечении устойчивости и эксплуатационной надежности скважин, как и других подземных сооружений, является горное давление. В настоящей работе рассматривается формирование нагрузок на крепь скважины со стороны вмещающего породного массива в условиях их взаимовлияющих деформаций. При этом учитывается фактор последовательности нагружения и деформирования породного массива до крепления скважины, как до спуска и цементирования обсадной колонны, так и после ввода крепи в работу. Выполнена оценка влияния забоя скважины на развитие начальных смещений стенок скважины до ввода крепи в работу. Подробно рассмотрено влияние на формирование нагрузок на крепь скважины качества цементирования заколонного пространства, характеризующегося степенью замещения цементным раствором буферной жидкости или бурового раствора. В результате исследований получено уравнение, позволяющее определить давление горных пород на крепь скважины с учетом времени работы крепи. Сопоставление расчетов по полученному уравнению с результатами испытаний скважины подземного хранилища газов на герметичность показывает удовлетворительную сходимостью расчетных и фактических величин испытательных давлений, что доказывает адекватность используемого подхода к оценке горного давления на крепь скважин и справедливость полученного уравнения.

Ключевые слова: крепь скважины, цементный раствор, ползучесть пород, давление пород на крепь скважины.

Для цитирования: Хлопцов Д. В., Винников В. А. Определение давления горных пород на крепь скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 8. – С. 74–82. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-08-0-74-82.

Determination of rock pressure on lining of wells

D.V. Khloptsov¹, V.A. Vinnikov¹

¹ National University of Science and Technology «MI SiS», Moscow, Russia,
e-mail: evgeny.vinnikov@gmail.com

Abstract: The major factor of stability and functional reliability of wells and other underground structures is rock pressure. This article discusses loads exerted on lining of wells by surrounding rock mass under conditions of their deformational interdependence. The study takes into account the factor of sequence of rock mass loading and deformation prior to reinforcement of wells, both before lowering and cementing of casing and after the implementation. The influence of well bottom on development of initial well boundary displacement before putting the lining into operation is estimated. The effect exerted by cementing quality in the casing string–borehole annulus on generation of loads on the lining is comprehensively analyzed. The cementing quality is characterized by the degree of flush fluid or drill mud substitution by cement grouting. As a result, the studies produce an equation to find rock pressure on lining with regard to its operating time. The comparison

of the calculations from the obtained equation and the test data of well sealing in underground storage facility shows satisfactory agreement of the computed and actual values of rock pressure, which proves relevance of this approach to estimation of rock pressure on lining of wells and the validity of the obtained equation.

Key words: well lining, cement grouting, rock creep, rock pressure on well lining.

For citation: Khloptsov D. V., Vinnikov V. A. Determination of rock pressure on lining of wells. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2019;(8):74-82. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-08-0-74-82.

Введение

Крепль скважины представляет собой систему из обсадной колонны и сформированного вокруг нее цементного кольца из затвердевшего тампонажного раствора.

Создание крепи преследует следующие цели:

- формирование герметичного, обладающего пространственной устойчивостью, способного сохранять геометрические размеры канала от земной поверхности до эксплуатационного пласта (подземной выработки-емкости в случае подземного хранилища в каменной соли);
- изоляцию вскрытых в процессе бурения скважины пластов.

Таким образом, крепль должна обладать определенными свойствами, которые необходимо сохранять в течение заданного срока эксплуатации скважины как подземного сооружения.

Из сказанного следует, что критическое состояние крепи скважины можно охарактеризовать как потерю ею способности сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров в заданных режимах и условиях эксплуатации.

Крепль — это многоэлементная система, каждый элемент которой выполняет определенную функцию. Отказ одного из элементов в большинстве случаев вызывает потерю работоспособности всей системы.

Критериями выхода из строя крепи скважины являются:

- потеря ею герметичности, прежде всего зацементированного кольцевого пространства и обсадной колонны;
- потеря геометрической формы вследствие смятия или пространственного искривления обсадной колонны.

Наступление критического состояния крепи скважины, вызывающее необходимость выполнения ремонтных или ликвидационных работ, приводит к большим финансовым потерям, оцениваемым в более, чем 100 млн долл. ежегодно по всему миру [1].

Рассмотрим возможные критические состояния и причины их возникновения для отдельных элементов крепи скважины.

Условия нагружения крепи скважины и сочетания нагрузок достаточно сложны, при этом не все нагрузки на колонну могут быть определены точно. Основными нагрузками считаются [2—4]:

- растягивающие усилия от собственного веса труб;
- избыточное наружное давление;
- избыточное внутреннее давление.

Растягивающие усилия в основном создаются силами собственного веса труб при спуске колонны в скважину и в настоящей работе не рассматриваются.

Наибольшую опасность представляет давление на обсадную колонну, создаваемое вмещающими горными породами и передаваемое на колонну либо через цементный камень, либо непосредственно при отсутствии цемента в интервале залегания неустойчивых пород [5]. Наиболее распространенными

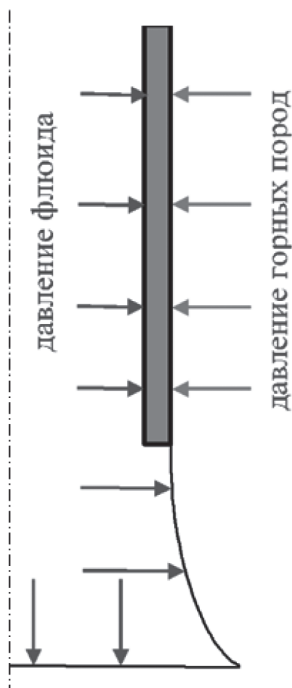


Рис. 1. Силовые факторы, действующие на конструкцию скважины при опрессовке или в условиях АВПД (штрих-пунктирной линией показана ось скважины)

Fig. 1. Factor of forces on the well structure during pressure tests and under abnormally high formation pressure (dot-dash line shows the well axis)

повреждениями от избыточного наружного давления являются их смятие и потеря герметичности труб в местах их соединений [6]. Смятие обсадных колонн является одним из самых сложных и дорогостоящих видов аварий, которые могут привести к ликвидации скважин по техническим причинам [7, 8].

Избыточное внешнее давление также может являться причиной потери герметичности цементного кольца в случае смятия обсадной колонны и изменения геометрии ее сечения, которые влекут за собой нарушение сцепления по контакту цемент/колонна и возникновение микротрещин в интервале смятия.

Избыточное внутреннее давление на обсадную колонну возникает, как правило, при ее опрессовке [9, 10], а также

при эксплуатации скважины в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД), когда внутреннее давление превышает наружное давление на колонну. Наиболее вероятной аварийной ситуацией при избыточном внутреннем давлении является потеря герметичности труб в местах их соединений.

Избыточное внутреннее давление является также основной причиной критического состояния цементного кольца в затрубном пространстве обсадной колонны [11–14], которое характеризуется возникновением вертикальных микротрещин от «башмака» обсадной колонны до устья скважины вследствие нарушения сцепления, прежде всего по контакту цемент/порода, как это показано на рис. 1.

Из анализа критических состояний крепи скважин следует вывод о том, что важнейшим фактором в возникновении условий их формирования является давление горных пород. С одной стороны, давление горных пород является причиной возникновения избыточного наружного давления на крепь, с другой стороны, давление горных пород создает реактивный отпор при избыточном внутреннем давлении в скважине.

Определение давления горных пород на крепь скважины

Для определения давления горных пород на крепь скважины воспользуемся подходом, предложенным в работе [15], где впервые раскрыт фактор последовательности приложения отдельных видов нагрузки к породному массиву.

Суть данного подхода заключается в следующем. В породном массиве проходится цилиндрическая выработка, в которой на некотором расстоянии от забоя устанавливается крепь. К моменту ввода крепи в работу (к моменту образования твердого цементного кольца) в сечениях, где она установлена, успевают

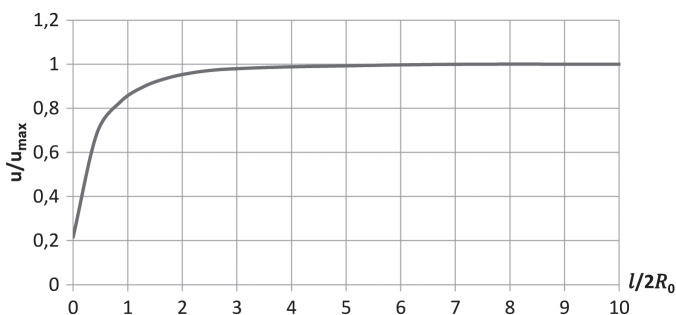


Рис. 2. Относительное смещение стенок скважины по мере удаления от ее забоя
 Fig. 2. Relative displacement of well boundary at a distance from the bottom

развиться смещения стенок выработки, которые назовем начальными и обозначим u_0 . После того, как крепь введена в работу, она начинает препятствовать смещению стенок. В общем случае эти смещения продолжают нарастать, так как крепь имеет определенную податливость. Рост смещений обусловлен двумя причинами — уходом забоя от места расположения крепи и ползучестью пород. В свою очередь, крепь деформируется передаваемым на нее давлением массива p на величину $u(p)$. По истечении некоторого времени t на контуре выработки устанавливается смещение $u_{\infty}(p)$, которое связано с деформациями крепи соотношением:

$$u_{\infty}(p) - u_0 = u(p). \quad (1)$$

Это уравнение, описывающее условие совместности смещений породного массива и крепи, является основным для определения давления на крепь горной выработки, в том числе скважины.

Примем, что крепь является абсолютно жесткой по отношению к вмещающим породам, то есть $u(p) = 0$, что идет в запас прочности, так как приводит к некоторому увеличению давления горных пород. Из этого условия получим формулу для определения давления пород на крепь скважины:

$$u_{\infty}(p) = u_0. \quad (2)$$

Начальное смещение породного контура u_0 в первом приближении определяется по формуле:

$$u_0 = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda\gamma h - \gamma_{ц} h}{E_0} \cdot R_0 \cdot f\left(\frac{l}{2R_0}\right), \quad (3)$$

где λ — коэффициент бокового распора горной породы, γ — удельный вес горной породы, h — расчетная глубина и $\gamma_{ц}$ — удельный вес цементного раствора; E_0 — мгновенный (начальный) модуль деформации горных пород; R_0 — радиус

скважины; $f\left(\frac{l}{2R_0}\right)$ — функция влияния

забоя; l — длина незакрепленного участка скважины или расстояние от «башмака» обсадной колонны до ее забоя.

Решение методом конечных элементов пространственной упругой задачи показывает (рис. 2), что уже непосредственно на забое скважины реализуется 20% от величины смещений стенок скважины, а на удалении от забоя на пять диаметров скважины — 99% от величины смещений в условиях плоской деформации, что подтверждает исследование [16]. Поэтому в дальнейшем можно принимать

$$f\left(\frac{l}{2R_0}\right) = 1.$$

Формула (3) верна при условии поднятия цементного раствора до устья скважины и полного замещения буферной жидкости, которая прокачивается предварительно перед цементированием колонны для вытеснения бурового

раствора [17]. Полнота замещения буферной жидкости цементным раствором характеризуется коэффициентом замещения k_3 , равным отношению объема вытесненной буферной жидкости к ее исходному объему в заколонном пространстве. При полном замещении $k_3 = 1$.

Однако, коэффициент замещения всегда меньше 1 из-за несовершенства заколонного пространства, обусловленного наличием каверн, застойных зон, коркообразования на стенках скважины. Кроме того, коэффициент замещения зависит от режима (скорости течения цементного раствора в заколонном пространстве).

В работе [11] на основе экспериментальных данных приводятся следующие средние величины коэффициентов замещения для различных режимов движения цементного раствора: для турбулентного режима (скорость потока выше 2,4 м/с) $k_3 \approx 0,9$; для ламинарного режима (скорость потока 0,3 м/с до 1,6 м/с) $k_3 = 0,85$; для структурного режима (скорость потока менее 0,3 м/с) $k_3 = 0,7$. Таким образом, на стенки скважины будет воздействовать столб жидкости с давлением $k_3 \gamma_p h + (1 - k_3) \gamma_6 h$, где $\gamma_6 = \rho_6 g$, ρ_6 — плотность буферной жидкости.

На основании изложенного, формула для начальных смещений стенок скважины переписывается следующим образом:

$$u_0 = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda \gamma h - (k_3 \gamma_u + (1 - k_3) \gamma_6) h}{E_0} \cdot R_0 \quad (4)$$

Смещение породного контура скважины после ввода крепи в работу $u_\infty(p)$ с достаточной точностью может быть определено по формуле:

$$u_\infty(p) = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda \gamma h - p_{кр}}{E_\infty} \cdot R_0, \quad (5)$$

где $p_{кр}$ — реакция крепи, равная давлению горных пород на крепь; E_∞ — длитель-

ный модуль деформации горных пород, связанный с мгновенным (начальным) модулем деформации E_0 зависимостью [20]:

$$E_\infty = \frac{E_0}{1 + \varphi(t)}, \quad (6)$$

где $\varphi(t)$ — функция ползучести, равная:

$$\varphi(t) = \frac{\delta}{1 - \alpha} \cdot t^{1 - \alpha}, \quad (7)$$

где δ и α — параметры аппроксимации кривых ползучести.

Подставляя (4) и (5) с учетом (6) и (7) в уравнение (2), получим уравнение для определения давления горных пород на крепь скважины:

$$\frac{p_{\text{с.э}}}{\lambda \gamma h} = 1 - \frac{1 - k_7 \frac{\gamma_F}{\gamma} - (1 - k_7) \frac{\gamma_1}{\gamma}}{1 + \frac{\delta}{1 - \alpha} t^{1 - \alpha}}. \quad (8)$$

Обсуждение результатов исследования

Оценим справедливость полученной формулы (8), выполнив соответствующие вычисления и сопоставив их с результатами реальных замеров давления в одной из скважин подземного хранилища газа (ПХГ) в каменной соли.

Скважина была пробурена на глубину 1030 м, «башмак» эксплуатационной колонны диаметром 324 мм установлен в пласте каменной соли на глубине 878 м.

После окончания бурения скважины на проектную глубину была проведена опрессовка скважины воздухом с испытательным давлением на устье, равным 14 МПа или 142,6 атм, результаты которой приведены на рис. 3. Среднее падение давления за 148 ч испытания составило 0,22 атм/ч, что более чем в 3 раза превысило нормативное значение (0,07 атм/ч). По результатам опрессовки скважина признана негерметичной.

Через 2 мес. после окончания бурения скважины на проектную глубину

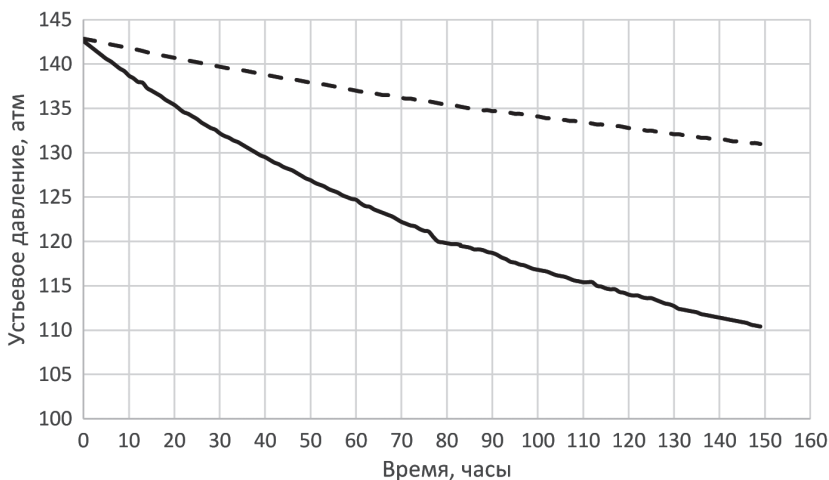


Рис. 3. Результаты опрессовки межтрубного пространства обсадных колонн скважины ПХГ (сплошной линией показаны результаты опрессовки через 1,5 мес. после крепления скважины, штрихпунктирной линией — через 3,5 мес. после крепления скважины)

Fig. 3. Pressure test results in casing string–borehole annulus in underground gas storage (1.5 month (solid line) and 3.5 month (dot-dash line) after casing installation)

была проведена повторная опрессовка скважины воздухом с испытательным давлением на устье 142,9 атм, результаты которой приведены на рис. 3. За 148 ч испытания среднее падение давления составило 0,07 атм/ч и не превысило нормативное. По результатам испытаний скважина признана герметичной.

Выполним оценку давлений горных пород на крепь скважины:

- при выполнении опрессовки скважины после окончания бурения скважины на проектную глубину, положив $t \approx 1100$ ч (1,5 мес.);
- при выполнении опрессовки скважины через 2 мес. после окончания бурения скважины, положив $t \approx 2500$ ч (3,5 мес.).

При средней плотности перекрывающих пород 2200 кг/м^3 и при условии гидростатического начального напряженного состояния ($\lambda \approx 1$) горизонтальная составляющая начального напряженного состояния на глубине установки «башмака» эксплуатационной колонны составит:

$$\lambda \gamma h = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 9,81 \cdot 2200 \cdot 878 = 19,0 \text{ МПа.}$$

Величину коэффициента замещения для структурного режима закачки цементного раствора примем равной $k_3 = 0,7$. При плотности цементного раствора 1650 кг/м^3 и плотности буферной жидкости 1300 кг/м^3 из формулы (8) получаем следующую величину давления на крепь скважины после окончания цементирования и ожидания затвердевания цемента при $t \approx 0$:

$$p_{кр} = 0,7 \cdot 19,0 = 13,3 \text{ МПа.}$$

Для определения величин давлений при опрессовках скважины, соответствующих различным интервалам времени работы крепи, необходимо предварительно определить коэффициенты аппроксимации в функции ползучести.

Коэффициенты аппроксимации примем по результатам обработки кривых ползучести каменной соли в рамках модели линейной наследственной ползучести [18], используя уравнение ползучести вида:

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_0 \cdot \left(1 + \frac{\delta}{1-\alpha} \cdot t^{1-\alpha} \right). \quad (9)$$

Параметры аппроксимации, входящие в функцию ползучести (7), и уравнение ползучести (9) определяются из анализа экспериментальных данных, полученных при испытаниях образцов каменной соли на ползучесть, параметры исследований подбираются с учетом изучаемой глубины и геомеханического состояния породного массива. В данном случае параметры аппроксимации равны $\alpha = 0,65$ и $\delta = 0,011$ $1/ч^{(1-\alpha)}$, а функция ползучести будет иметь вид

$$\varphi(t) = 0,031 \cdot t^{0,35}.$$

Для кривых ползучести усредненные параметры аппроксимации будут равны $\alpha = 0,65$ и $\delta = 0,011$ $1/ч^{(1-\alpha)}$, а функция ползучести будет иметь вид $\varphi(t) = 0,031 \cdot t^{0,35}$.

При проведении опрессовки скважины после окончания ее бурения на проектную глубину (по истечении 1,5 мес. после вступления крепи в работу) давление горных пород на крепь в интервале установки «башмака» эксплуатационной колонны в соответствии с формулой (8) составило:

$$\begin{aligned} p_{кр} &= 19,0 \cdot \\ &\cdot \left(1 - \frac{1 - 0,7 \cdot 0,75 - 0,3 \cdot 0,59}{1 + 0,031 \cdot 1100^{0,35}} \right) = \\ &= 14,8 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

При испытательном давлении на устье 14 МПа давление в интервале «башмака» эксплуатационной колонны с учетом веса столба воздуха составляет около 15,3 МПа и превышает давление горных пород на крепь. При этом скважина будет негерметична, что и показали результаты опрессовки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ma T., Tang T., Chen P., Yang C. Uncertainty evaluation of safe mud weight window utilizing the reliability assessment method // *Energies*, 2019, vol. 12(5), no 942.
2. Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Бурмистров А.Г. Прочность крепления стенок нефтяных скважин. — М.: Недра, 1977. — 144 с.
3. Даниленко О.Д., Джафаров К.И., Колесников В.Г., Кузнецов В.Ф. и др. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. — М.: ВНИИТнефть, 1997. — 195 с.

При проведении опрессовки скважины по истечении 3,5 мес. после вступления крепи в работу давление горных пород на крепь в интервале установки «башмака» эксплуатационной колонны составило:

$$\begin{aligned} p_{кр} &= 19,0 \cdot \\ &\cdot \left(1 - \frac{1 - 0,7 \cdot 0,75 - 0,3 \cdot 0,59}{1 + 0,031 \cdot 2500^{0,35}} \right) = \\ &= 15,2 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

При испытательном давлении 14 МПа, давление горных пород на крепь скважины практически равно испытательному давлению в интервале установки «башмака» эксплуатационной колонны. В этих условиях скважина должна быть герметична, что и подтверждается результатами опрессовки.

Заключение

Выполненные расчеты и их сопоставление с результатами испытаний скважины на герметичность показывают удовлетворительную сходимость расчетных и фактических величин давлений горных пород на крепь скважины, что позволяет с достаточной степенью уверенности говорить об адекватности предложенного метода их оценки и справедливости полученных расчетных выражений.

Несмотря на принятые допущения и приближенный характер полученного уравнения для определения горного давления, оно может быть использовано для практических расчетов и количественных оценок избыточных наружных и внутренних давлений на крепь скважины и прогноза возникновения критических состояний элементов крепи.

4. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. — М.: Недра, 1979. — 303 с.
5. Akl S. A. Y., Whittle A. J. Validation of soil models for wellbore stability in ductile formations using laboratory TWC tests // *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*. 2016. Vol. 143. no 2.
6. Булатов А. И., Измайлов Л. Б., Лебедев О. А. Проектирование конструкций скважин. — М.: Недра, 1979. — 280 с.
7. Губайдуллин А. Г., Могучее А. И. Прогнозирование давления на обсадную колонну и цементный камень в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах в условиях ползучести горных пород // *Территория Нефтегаз*. — 2015. — № 12. — С. 64–69.
8. Иванников В. И. О механизме нарушения устойчивости эксплуатационных колонн в нефтяных и газовых скважинах // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. — 2012. — № 6. — С. 13–17.
9. Герасимов Д. С., Овчинников В. П., Кузнецов В. Г., Овчинников П. В., Клещенко И. И., Спасибов В. М. Исследования напряжений по крепи скважин при воздействии давления горных пород // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. — 2018. — № 5. — С. 89–96.
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 8. Вып. 19. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. — 288 с.
11. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине. — М.: Недра, 1990. — 409 с.
12. Райкевич С. О. Разработка способов и технологий повышения продуктивности скважин газовых и нефтяных месторождений: автореф. дис. кан. техн. наук. — М.: 2004. — 26 с.
13. Бакиров Д. Л., Белоусов А. О., Бурдыга В. А., Святухова С. С. Обоснование требований к прочности цементного камня для крепления нефтяных и газовых скважин // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. — 2017. — № 11. — С. 43–46.
14. Гнибидин В. Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок // Булатовские чтения. — 2017. — Т. 3. — С. 54–59.
15. Родин И. В. К вопросу о решении задач гравитационного давления горных массивов на крепи подземных выработок // *ДАН СССР*. — 1951. — т. 28. — № 3. — С. 121–132.
16. Zhong R., Miska S., Yu M. Modeling of near-wellbore fracturing for wellbore strengthening // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017. Vol. 38. Pp. 475–484.
17. Bizhani M. et al. Quantitative evaluation of critical conditions required for effective hole cleaning in coiled-tubing drilling of horizontal wells // *SPE Drilling & Completion*. 2016. Vol. 31. no 03. Pp. 188–199.
18. Ержанов Ж. С. Теория ползучести горных пород и ее приложения. — Алма-Ата: Наука, 1964. — 176 с. **ГАЗ**

REFERENCES

1. Ma T., Tang T., Chen P., Yang C. Uncertainty evaluation of safe mud weight window utilizing the reliability assessment method. *Energies*, 2019, vol. 12(5), no 942.
2. Sarkisov G. M., Saroyan A. E., Burmistrov A. G. *Prochnost' krepleniya stenok neftyanyh skvazhin* [Strength of casing in oil wells], Moscow, Nedra, 1977, 144 p.
3. Danilenko O. D., Dzharafarov K. I., Kolesnikov V. G., Kuznecov V. F. *Instrukciya po raschetu ob-sadnyh kolonn dlya neftyanyh i gazovyh skvazhin* [Casing design guidelines for oil and gas wells], Moscow, VNIIteft', 1997, 195 p.
4. Solov'ev E. M. *Zakanchivanie skvazhin* [Well completion], Moscow, Nedra, 1979, 303 p.
5. Akl S. A. Y., Whittle A. J. Validation of soil models for wellbore stability in ductile formations using laboratory TWC tests. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*. 2016. Vol. 143. no 2.
6. Bulatov A. I., Izmaylov L. B., Lebedev O. A. *Proektirovanie konstruksiy skvazhin* [Structural design of wells], Moscow, Nedra, 1979, 280 p.
7. Gubaydullin A. G., Moguchee A. I. Prediction of pressure on casing string and cement sheath in horizontal and inclined boreholes under rock creep. *Territoriya Neftegaz*. 2015, no 12, pp. 64–69. [In Russ].

8. Ivannikov V.I. Mechanism of production string instability in oil and gas wells. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2012, no 6, pp. 13–17. [In Russ].
9. Gerasimov D.S., Ovchinnikov V.P., Kuznetsov V.G., Ovchinnikov P.V., Kleshchenko I.I., Spasibov V.M. Stress analysis in lining of wells under influence of rock pressure. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*. 2018, no 5, pp. 89–96. [In Russ].
10. *Federal'nye normy i pravila v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti» Seriya 8. Vyp. 19* [Federal Norms and Regulations on Production Safety: Safety Regulations for Oil and Gas Industry, series 8. Issue 19], Moscow, ZAO NTTS PB, 2013, 288 p.
11. Bulatov A.I. *Formirovanie i rabota tsementnogo kamnya v skvazhine* [Formation and operation of cement sheath in wells], Moscow, Nedra, 1990, 409 p.
12. Raykevich S.O. *Razrabotka sposobov i tekhnologiy povysheniya produktivnosti skvazhin gazovykh i neftyanykh mestorozhdeniy* [Methods and technologies to enhance well deliverability in oil and gas reservoirs], Candidate's thesis, Moscow, 2004, 26 p.
13. Bakirov D.L., Belousov A.O., Burdyga V.A., Svyatukhova S.S. Validation of requirement for cement sheath strength in lining of oil and gas wells. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2017, no 11, pp. 43–46. [In Russ].
14. Gnibidin V.N. Results of investigations into prevention of loss of annulus tightness as a result of action of static and dynamic loads. *Bulatovskie chteniya*. 2017. vol. 3, pp. 54–59. [In Russ].
15. Rodin I.V. Solution of problems on gravity pressure of surrounding rock mass on underground mine support. *Doklady Akademii nauk SSSR*. 1951. vol. 28, no 3, pp. 121–132. [In Russ].
16. Zhong R., Miska S., Yu M. Modeling of near-wellbore fracturing for wellbore strengthening. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017. Vol. 38. Pp. 475–484.
17. Bizhani M. et al. Quantitative evaluation of critical conditions required for effective hole cleaning in coiled-tubing drilling of horizontal wells. *SPE Drilling & Completion*. 2016. Vol. 31. no 03. Pp. 188–199.
18. Erzhanov Zh.S. *Teoriya polzuchesti gornykh porod i ee prilozheniya* [Theory of rock creep and applications], Alma-Ata, Nauka, 1964, 176 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Хлопцов Дмитрий Геннадьевич¹ – аспирант,

e-mail: dkhloptsov@gmail.com,

Винников Владимир Александрович¹ – д-р физ.-мат. наук,

зав. кафедрой, e-mail: evgeny.vinnikov@gmail.com,

¹ НИТУ «МИСиС».

Для контактов: Винников В.А., e-mail: evgeny.vinnikov@gmail.com.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

D.V. Khloptsov¹, Graduate Student,

e-mail: dkhloptsov@gmail.com,

V.A. Vinnikov¹, Dr. Sci. (Phys. Mathem.), Head of Chair,

e-mail: evgeny.vinnikov@gmail.com,

¹ National University of Science and Technology «MISIS»,

119049, Moscow, Russia.

Corresponding author: V.A. Vinnikov, e-mail: evgeny.vinnikov@gmail.com.

