РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН ТАМПОНАЖНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ РАЗЛИЧНОЙ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ

PENETRATION OF HEAT INTO PERMAFROST DURING SEALING WELLS
WITH DIFFERENT THERMAL CONDUCTIVITY CEMENTING MATERIALS

Многолетнемерзлые породы (ММП) имеют широкое распространение на земном шаре. При строительстве скважин в этих регионах возникают проблемы на всех этапах строительства скважин. В процессе углубления скважины возможно кавернообразование и увеличение диаметра скважины. На этапе цементирования скважин проблемы возникают из-за резкого замедления процессов гидратации вяжущих при понижении температуры. Пониженные температуры значительно увеличивают время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), необходимое для набора цементным раствором требуемой прочности, при которой возможно дальнейшее осуществление работ.

Поэтому для уменьшения интенсивности теплового взаимодействия в системе «скважина-грунт» важно оценить вероятность растепления околоскважинной зоны в процессе ее работы.

При аналитическом решении рассматривалась вертикальная скважина, проходящая сквозь толщу ММП, в которой породы однородны и изотропны, плотность мерзлой породы равна плотности талой, тепло передается только за счет теплопроводности, а при движении фронта фазовых переходов в ММП не происходит массопереноса жидких флюидов. Температура по толщине каждой обсадной колонны принималась неизменной, так как коэффициент теплопроводности стали обсадных труб в несколько десятков раз больше коэффициента теплопроводности цементного камня. В задаче рассмотрена математическая модель вертикальной скважины, имеющей четырехслойную крепь, состоящей из обсадных колонн и цементных оболочек с различной теплопроводностью. При этом получены численные оценки изменения температуры в многослойной крепи при использовании различных тампонажных материалов. Результаты расчетов показали, что даже при применении тампонажных материалов с низкой теплопроводностью все равно происходит оттаивание околоскважинной зоны ММП, и вопрос заключается только в сроках протаивания грунта вокруг скважины и времени потери им устойчивости.

Permafrost rocks are widespread on the globe. Problems arise at all stages of well construction, when we are drilling wells in these regions. In the process of drilling the well, it is possible to formation of cavities and increase the diameter of the well. At the stage of cementing wells, problems arise due to a sharp slowing down of the hydration of binders when the temperature is lowered. Lower temperatures significantly increase the waiting time for the solidification of cement, which is necessary for the cement slurry to obtain the required strength, at which further work is possible.

Therefore, in order to reduce the intensity of the thermal interaction in the «well-ground» system, it is important to estimate the probability of thawing the near-wellbore zone thawing during its operation.

In the process of the analytical solution a vertical well passing through the thickness of the permafrost was considered. In the examined well the rocks are homogeneous and isotropic, the density of the frozen rock is equal to the thawing density, heat is transferred only due to thermal conductivity, and when the front of phase transitions in the permafrost is moving, mass transfer of liquid fluids does not take place. The temperature across the thickness of each casing was assumed unchanged, because the coefficient of thermal conductivity of casing steel is several tens of times higher than the thermal conductivity of cement stone.

In the problem, a mathematical model of a vertical well having a four-layer support consisting of casing columns and cement casings with different thermal conductivity is considered. In this case, numerical estimates of the temperature change in the multilayer support were obtained by using different sealing materials. The results of the calculations showed that even using of cementing materials with low thermal conductivity leads to thawing of the near-wellbore zone of the permafrost, and the question is only the timing of the thawing of the rocks around the well and the time of their loss of stability.

**Логина М. Е., Агзамов Ф. А.,
Султанов Д. Р.**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

**M. E. Loginova, F. A. Agzamov,
D. R. Sultanov**

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Ключевые слова:

многолетнемерзлые породы,
четырехслойная крепь, вертикальная
скважина, цементный камень,
теплопроводность, растепление,
математическая модель.

Key words:

permafrost rocks, four-layer well
support, vertical well, cement stone,
thermal conductivity, melting,
mathematical model.

Площадь распространения многолетнемерзлых пород в России составляет более 50 %, поэтому строительство и эксплуатация нефтяных скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) имеет ряд особенностей. Средняя толщина мерзлых пород меняется в пределах от 10 до 800 м [1]. Слагающие ММП породы имеют различные физико-химические свойства и являются анизотропными. Кроме того, до глубин 3–5 м важную роль играют сезонные изменения физического состояния верхнего слоя ММП.

На всех этапах жизни скважины возможны осложнения и возникновение аварийных ситуаций, предупреждение которых может осуществляться различными способами.

В процессе углубления скважины возможно большое кавернообразование, увеличение диаметра скважины и др. [3, 4]. При этом одним из наиболее эффективных приемов борьбы с подобными осложнениями является максимально быстрое прохождение интервала ММП и закрепление его обсадной колонной [5, 6].

На этапе цементирования скважин проблемы возникают из-за резкого замедления процессов гидратации вяжущих при понижении температуры [7]. Пониженные температуры значительно увеличивают время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), необходимое для набора цементным раствором требуемой прочности, при которой возможно дальнейшее осуществление работ. Для решения указанной проблемы были разработаны и применялись специальные тампонажные материалы, например, Permafrost, ЦТН, ЦНУБ и др. [8–11]. Однако при разработке тампонажных материалов необходимо учитывать часто противоречивые и взаимоисключающие требования. В частности, для обеспечения быстрого твердения цементного раствора в условиях температур близких к нулевым или даже отрицательным, фазовый состав тампонажного материала должен включать быстротвердеющие минералы. К таковым относятся алюминаты кальция, которые являются основой глиноземистых и близких к ним цементов [12]. Высокая скорость гидратации цемента предопределяет повышенное тепловыделение, негативно сказывающееся на состоянии контакта цементного камня с массивом многолетнемерзлых пород.

Повышение температуры в скважине в интервале применения глиноземистых цементов, в процессе добычи нефти, может привести к межфазовой перекристаллизации продуктов твердения (термической коррозии) высокоалюминатных цементов, сопровождающейся сбросами прочности цементного камня [12, 13].

Пониженным тепловыделением и достаточно высокой скоростью твердения обладают цементы, содержащие высокопрочный гипс. Однако его низкая водостойкость ведет к тому, что гипсовые вяжущие необходимо комбинировать с водостой-

ким портландцементом и добавлять кремнезем для снижения вероятности сульфатной коррозии. Именно эти принципы использованы при получении некоторых низкотемпературных цементов [8–11]. К сожалению, эти цементы не нашли должного широкого применения при креплении скважин в зонах ММП, и поэтому излюбленной технологией крепления остается применение портландцемента с добавками антифризов, понижающими температуру замерзания жидкости затворения, и добавками ускорителей твердения, например, хлорида кальция [7].

Этап добычи оказывает существенное влияние на ММП, т. к. добываемый флюид, нагревающий трубу в скважине, приводит к растеплению мерзлого грунта вокруг скважины. Во избежание этого, внешнюю поверхность труб изолируют материалами с различными геометрическими и теплопроводными характеристиками. Проблема уменьшения интенсивности теплового взаимодействия в системе «скважина — ММП» имеет особое значение при строительстве и эксплуатации скважин, находящихся в северных регионах нашей страны.

Учитывая, что температура нефти даже на глубине 2000–2500 м составляет 45–50 °С, можно полагать, что скважина будет работать как постоянно действующий источник тепла для интервалов ММП. Поэтому на этапе эксплуатации скважины риск возникновения аварий на эксплуатационных скважинах в ММП чрезвычайно высок из-за особых свойств мерзлого грунта, теряющих устойчивость при растеплении и протаивании [14–15]. Это может привести к таким авариям, как:

- приустьевые провалы и воронки;
- проседание направления и кондуктора;
- нарушение центрирования приустьевого оборудования;
- промерзание жидкости затворения при отрицательных температурах;
- смятие и слом обсадных колонн;
- потеря прочности цементного камня;
- повышенное гидратообразование.

При строительстве и эксплуатации нефтяных скважин происходит взаимодействие компонентов системы «скважина-грунт» друг на друга. А. В. Марамзин [16] описал особенности тепло-массопереноса и влияние этих процессов на возникновение осложнений при строительстве и эксплуатации скважин в зонах ММП. Предложения по снижению осложнений были изложены в работах [6, 14].

Для уменьшения интенсивности теплового потока от скважины в окружающий массив разработаны технологии теплоизоляции межколонного пространства за обсадными трубами. Одними из наиболее эффективных технологий являются: применение теплоизолированных насосно-компрессорных труб типа «Термокейс» [18–20], а на

территории России — термоизолированного направления [21]. Конструкция изготавливается из стальных труб диаметром 530 мм и 820 мм по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом — пенополиуретаном.

Следует учесть, что в настоящее время имеется достаточно много скважин, в которых интервал многолетнемерзлых пород крепится обычными трубами, цементируемыми традиционными тампонажными портландцементами. Поэтому для этих условий важно оценить вероятность растепления околоскважинной зоны в процессе работы скважины. Это позволит решить проблему уменьшения интенсивности теплового взаимодействия в системе «скважина-грунт» и обосновать требования к тампонажным материалам для крепления скважин в этих условиях.

При аналитическом решении указанной задачи была принята следующая постановка задачи.

Имеется вертикальная скважина, проходящая сквозь толщу ММП. В результате теплообмена между флюидом, движущимся в скважине, и мерзлым грунтом происходит его протаивание.

Примем следующие допущения: породы однородны и изотропны; плотность мерзлой породы равна плотности талой; тепло передается только за счет теплопроводности; при движении фронта фазовых переходов в ММП не происходит массопереноса жидких флюидов [4, 21–23].

Тогда уравнения теплопроводности (1) в цилиндрической стенке (трубе) с внутренним и наружным радиусами r_1 и r_2 , а также граничные условия (2), могут быть записаны в виде:

$$\frac{d^2T}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} = 0 \quad (1)$$

$$T_{r=r_1} = T_r, T_{r=r_2} = T_{гр}, \quad (2)$$

где T_r и $T_{гр}$ — соответственно, температуры на внутренней и внешней поверхности трубы.

Решение задачи (1) при условиях (2) будет следующим:

$$T(r) = T_r + (T_{гр} - T_r) \frac{\ln \frac{r}{r_1}}{\ln \frac{r_2}{r_1}}. \quad (3)$$

Опираясь на зависимость (3), исследуем температурное поле четырехслойной крепи скважины в радиальном направлении (рисунок 1).

Рисунок 1.

Четырехслойная крепь в разрезе.

Скважина на рисунке ограничивается линией начала координат; ЦК — цементные кольца; T1, T2, T3, T4 — температуры в соответствующих кольцах. T_x, T_y, T_z — температуры обсадных труб; TММП — температура ММП

Для уменьшения числа уравнений будем считать температуру по толщине обсадных колонн неизменной, т. к. коэффициент теплопроводности стали обсадных труб в несколько десятков раз больше коэффициента теплопроводности цементного камня: $\lambda_{ст} = 21 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$; $\lambda_{ц.к} = 0,37 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$.

При таких условиях поля температур в цементных кольцах запишутся в виде

$$\left\{ \begin{array}{l} T_1 = T_r + (T_x - T_r) \frac{\ln \frac{r}{r_2}}{\ln \frac{r_3}{r_2}}, r_2 \leq r \leq r_3 \\ T_2 = T_x + (T_y - T_x) \frac{\ln \frac{r}{r_4}}{\ln \frac{r_5}{r_4}}, r_4 \leq r \leq r_5 \\ T_3 = T_y + (T_z - T_y) \frac{\ln \frac{r}{r_6}}{\ln \frac{r_7}{r_6}}, r_6 \leq r \leq r_7 \\ T_4 = T_z + (T_{гр} - T_z) \frac{\ln \frac{r}{r_8}}{\ln \frac{r_{скв}}{r_8}}, r_8 \leq r \leq r_{скв}. \end{array} \right. \quad (4)$$

Система (4) имеет восемь неизвестных. Температуру на границе цементных колец можно найти из условия равенства тепловых потоков в них и приствольной зоне горных пород при переходе из внутреннего в последующее. Тепловой поток, по определению, $q = -\lambda \frac{dT}{dr}$, где λ — коэффициент теплопроводности.

Равенство тепловых потоков внутреннего и следующего за ним цементного кольца может быть представлено в виде

$$q_{внут.ц.к} = q_{сред.ц.к}$$

$$\lambda_{ц} \frac{(T_x - T_r) 1}{\ln \frac{r_3}{r_2} r_3} = \lambda_{ц} \frac{(T_y - T_x) 1}{\ln \frac{r_5}{r_4} r_4}.$$

Используя аналогичные преобразования для равенства потоков из следующих колец в соседние кольца большего диаметра, а затем из наружного цементного кольца в приствольную зону горных пород, в итоге, имеем систему уравнений (5) относительно,

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{(T_x - T_r) 1}{\ln \frac{r_3}{r_2} r_3} = \frac{(T_y - T_x) 1}{\ln \frac{r_5}{r_4} r_4}, \\ \frac{(T_y - T_x) 1}{\ln \frac{r_5}{r_4} r_4} = \frac{(T_z - T_y) 1}{\ln \frac{r_7}{r_6} r_5}, \\ \frac{(T_z - T_y) 1}{\ln \frac{r_7}{r_6} r_5} = \frac{(T_{гр} - T_z) 1}{\ln \frac{r_{скв}}{r_8} r_6}, \\ \lambda_{ц} \frac{(T_{гр} - T_z) 1}{\ln \frac{r_{скв}}{r_8} r_6} = \lambda_{мп} \frac{(T_{мп} - T_{гр}) 1}{\ln \frac{r_t}{r_{скв}} r_{скв}}, \end{array} \right. \quad (5)$$

где $r_t = 2\sqrt{at}$ — радиус теплового влияния; a — температуропроводность пород.

Проведем численные расчеты по определению температуры четырехслойной крепи, представленной тампонажными материалами с различной теплопроводностью. Исходные данные соответствовали традиционной конструкции скважин: $T_r = 50^\circ\text{C}$; $T_{мп} = -5^\circ\text{C}$; $d_1 = 148 \text{ мм}$; $d_2 = 168 \text{ мм}$; $d_3 = 225 \text{ мм}$; $d_4 = 245 \text{ мм}$; $d_5 = 304 \text{ мм}$; $d_6 = 324 \text{ мм}$; $d_7 = 406 \text{ мм}$; $d_8 = 426 \text{ мм}$; $d_{скв} = 490 \text{ мм}$. Результаты расчетов показаны в таблице 1, а их графические интерпретации распределения температур по крепи скважины при различной теплопроводности цементного камня приведены на рисунках 2–9.

Таблица 1.

Расчетная кинетика изменения температуры на границах цементных колец

Коэффициент теплопроводности, Вт/(м °C)	Диаметр цементного кольца, мм	Температура на границе колец °C через			
		1 мес.	6 мес.	12 мес.	10 лет
0,7 (сухой цементный камень)	0,225	43,74	44,85	45,2	46,02
	0,304	38,7	40,7	41,28	42,82
	0,406	32,18	35,33	36,24	38,66
	0,490	27,72	31,65	32,79	35,82
1,11 (влажный цементный камень)	0,225	45,36	46,3	46,55	47,22
	0,304	41,63	43,3	43,78	44,99
	0,406	36,78	39,45	40,19	42,09
	0,490	27,72	36,8	37,73	40,114
0,37	0,225	41,3	42,48	42,85	43,87
	0,304	34,31	36,44	37,11	38,95
	0,406	25,23	28,61	29,65	32,55
	0,490	19,03	23,24	24,55	28,18

Рисунок 2.

Распределение температуры во всей крепи в течение месяца при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 0,7$

Рисунок 3.

Распределение температуры во всей крепи в течение 6 месяцев при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 0,7$

Рисунок 4.

Распределение температуры во всей крепи в течение 1 года при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 0,7$

Рисунок 5.

Распределение температуры во всей крепи в течение 10 лет при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 0,7$

Рисунок 6.

Распределение температуры во всей крепи в течение месяца при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 1,11$

Рисунок 7.

Распределение температуры во всей крепи в течение 6 месяцев при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 1,11$

Рисунок 8.

Распределение температуры во всей крепи в течение 12 месяцев при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 1,11$

Рисунок 9.

Распределение температуры во всей крепи в течение 10 лет при коэффициенте теплопроводности цементного камня $\lambda = 1,11$

Выводы

Из таблицы и рисунков можно видеть, что даже применение тампонажных материалов с низкой теплопроводностью все равно влечет оттаивание околоскважинной зоны ММП. Вопрос заключается только в сроках протаивания грунта вокруг скважины и времени потери им устойчивости. Поэтому разработка тампонажных материалов с

пониженной теплопроводностью или применение других теплоизоляционных материалов и технологий продолжают оставаться актуальными.

Таким образом, в результате разработки математической модели получены численные оценки изменения температуры [23] в многослойной крепи при использовании различных тампонажных материалов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Седов В. Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород. Л.: Недра, 1990. 126 с.
- 2 Селуянов, А. А., Шутов Н. В. Экологические аспекты разлива нефти на воде // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 2 (145). С. 75-78.
- 3 Медведский Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. М.: Недра, 1987. 230 с.
- 4 Особенности строительства и эксплуатации скважин в условиях многолетней мерзлоты // Группа ЭРТА: электрон. журн. 2004. URL: <http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/885/> (дата обращения 15.09.2017).
- 5 Харитонов А. Н. Влияние двухфазного термосифона на термодинамический режим грунтов приустевой зоны газовой скважины. // Повышение эффективности освоения газовых скважин месторождений Крайнего Севера: сб. науч. тр. М.: Наука, 1997. С. 394–404
- 6 Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в мерзлых породах. М.: Недра, 1983. 289 с.
- 7 Агзамов Ф. А., Измукхамбетов Б. С., Токунова Э. Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. СПб.: ООО «Недра», 2011. 268 с.
- 8 Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П. В. Овчинников, В. Г. Кузнецов и др. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 115 с.
- 9 Тампонажный цемент для низкотемпературных скважин «Арцемент»/ А. Н. Гноевых, А. А. Рябконов и др.: пат. 2144977, Рос. Федерация. № 97103897/03; заявл. 13.03.1997; опубл. 27.01.2000. Бюл. № 3. 3 с.
- 10 Тампонажный материал / Т. В. Кузнецова, Ю. П. Лукошкин и др.: пат. 2148703, Рос. Федерация. № 9911435/03; заявл. 17.08.1999; опубл. 10.05.2000. Бюл. № 13. 5 с.
- 11 Method for cementing wells in low temperature formations / Stanleu H. Shryock, Charles R. George: патент США № 3937282 опубл. 10.02.1976. МПК E21B33/13, патентообладатель Halliburton Company.
- 12 Кузнецова Т. В. Аллюминатные и сульфалюминатные цементы. М., 1986. 212 с.
- 13 Тюлькин О. П., Кузнецов М. А., Коваленко Ю. С. Исследование тампонажных материалов для крепления многолетнемёрзлых пород // Нефть и газ-2017: сб. тез. 71-й Междунар. молодеж. науч. конф. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. 2017. Т. 1. С. 377.
- 14 Грязнов Т. С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты. М.: Недра, 1969. 167 с.
- 15 Губайдуллин М. Г., Коробов С. В., Конюхов А. В. Исследование процессов смятия законсервированных скважин при обратном промерзании многолетнемёрзлых пород // Вестник Архангельского государственного технического университета. 2007. Вып. 69. Сер. «Строительство». С. 40–44.
- 16 Марамзин А. В. Бурение скважин в многолетней мерзлоте. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 287 с.

- 17 Марамзин А. В., Рязанов А. А. Бурение разведочных скважин в районах с распространением многолетнемёрзлых пород. М.: Недра, 1971. С. 145–163.

- 18 Marques C., Castanier L. M., Kovscek A. R. Super insulated wells to protect permafrost during thermal oil recovery. Int. J. of Oil, Gas and Coal Technology. 2011, no. 4, pp. 4–33.

- 19 Макаренко, О. А., Кравцов В. В., Шутов Н. В. Улучшение триботехнических свойств полимерных материалов в узлах трения нефтегазового оборудования // Башкирский химический журнал. 2006. Т.13, № 3. С. 125–127.

- 20 Исследование и повышение ресурса работы уплотнительных устройств машин и агрегатов / А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков, Н. В. Шутов, В. В. Кравцов: материалы междунар. науч.-техн. конф., посвященной 50-летию ИжГТУ в пяти частях. 2002. С. 83–89.

- 21 Термоизолирующее направление / Г. А. Размазин, В. П. Перфилов и др.: пат. на полезную модель 74415 Рос. Федерация. № 2008106595/22; заявл. 20.02.2008; опубл. 27.06.08. Бюл. № 18. 4 с.

- 22 Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л., Романюк С. Н. Методы одномерной задачи теплопередачи в окружающие скважину мерзлые породы // Вестник Тюменского государственного университета. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2014. № 7. С. 19–26.

- 23 Логинова М. Е., Агзамов Ф. А. Изменение температуры в многолетнемёрзлых породах тампонажными материалами различной теплопроводности // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тез. II науч.-практ. конф. с междунар. участием. Самар. гос. техн. ун-т, 2017. С. 59.

REFERENCES

- 1 Sedov V. T. *Teploobmen pri burenii merzlykh porod*. [Heat exchange in frozen rock drilling]. Leningrad, Nedra Publ., Leningrad Division, 1990. 126 p. [in Russian].
- 2 Seluyanov A. A., Shutov N. V. The ecology of oil spills in the water. *Neft'. Gaz. Novacii — Oil. Gas. Innovations*, 2011, no. 2 (145), pp. 75–78. [in Russian]
- 3 Medvedskii R. I. *Stroitel'stvo i ekspluatatsiya skvazhin na nefi' i gaz v vechnomerzlykh porodakh*. [Construction and operation of oil and gas wells in permafrost]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 230 p. [in Russian].
- 4 Features of construction and operation of wells in permafrost. *Gruppa ERTA Available at: http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/885/*. (accessed 15.09.2017) [in Russian].
- 5 Kharitonov A. N. *Vliyanie dvuhfaznogo termosifona na termodinamicheskii rezhim gruntov priust'evoi zony gazovoi skvazhiny. Povyshenie effektivnosti osvoeniya gazovykh skvazhin mestorozhdenii Krainego Severa*. [The influence of two-phase thermosyphon on thermodynamic soil condition of the wellhead zone of the gas well. Improvement of the efficiency of the development of the gas wells in the Extreme North]. Moscow, Nauka Publ., 1997. pp. 394–404. [in Russian].
- 6 Kudryashov B. B., Yakovlev A. M. *Burenii skvazhin v merzlykh porodakh*. [Well-drilling in frozen rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 289 p. [in Russian].
- 7 Agzamov F. A., Iz mukhambetov B. S., Tokunova E. F. *Himiya tamponazhnykh i promyvochnykh rastvorov*.

[Grout and washing solution chemistry]. St. Petersburg, Nedra LLC Publ., 2011. 268 p. [in Russian].

8 Ovchinnikov P. V., Kuznetsov V. G. *Special'nye tamponazhnye materialy dlya nizkotemperaturnykh skvazhin* [Special grouting materials for low temperature wells]. Moscow, LLC Nedra-Business center Publ., 2002. 115 p. [in Russian].

9 Gnoevykh A. N., Riabokon A. A. et al. Well cement for low temperature wells «Arkcement»: pat. 2144977, Rus. Federation, No. 97103897/03; application: 13.03.1997; publ. on 27.01.2000. Newsletter, no. 3, 3 p. [in Russian].

10 Kuznetsova T. V., Lukoshkin Iu. P. et al. Plugging material. pat. 2148703, Rus. Federation, No. 9911435/03; application 17.08.1999; publ. on 10.05.2000. Newsletter. no. 13. 5 p. [in Russian].

11 Stanleu H. Shryock, Charles R. George Method for cementing wells in low temperature formations: U.S. Patent no. 3937282 publ. on 10.02.1976. IPC E21b33/13, patent holder: Halliburton Company.

12 Kuznetsova T. V. *Alyuminatnye i sul'foalyuminatnye cementy*. [Aluminate and sulfoaluminate cement]. Moscow, 1986. 212 p. [in Russian].

13 Tiulkin O. P., Kuznetsov M. A., Kovalenko Iu. S. *Issledovanie tamponazhnykh materialov dlya krepleniya mnogoletnemerzlykh porod. Neft' i gaz-2017: sb. tez. 71-i Mezhdunar. molodezh. nauch. konf.* [Examination of plugging materials for binding permafrost rocks: Oil and gas-2017: Collection of abstracts of the 71st International Youth Scientific Conf.]. Moscow, Gubkin Russian State Oil and Gas University Publ., vol. 1. p. 377. [in Russian].

14 Griaznov T. S. *Osobennosti glubokogo bureniya skvazhin v raionah vechnoi merzloty*. [Features of the deep drilling in the permafrost areas]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 167 p. [in Russian].

15 Gubaidullin M. G., Korobov S. V., Koniukhov A. V. *Issledovanie processov smyatiya zakonservirovannykh skvazhin pri obratnom promerzanii mnogoletnemerzlykh porod* [Study of the suspended well collapse in refreezing of permafrost rocks]. Journal of the Arkhangelsk State Technical University. Edition «Construction», 2007. Publ. 69, pp. 40–44. [in Russian].

16 Maramzin A. V. *Burenie skvazhin v mnogoletnei merzlotte* [Permafrost well drilling]. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1963. 287 p. [in Russian].

17 Maramzin A. V., Riazanov A. A. *Burenie razvedochnykh skvazhin v raionah s rasprostraneniem mnogoletnemerzlykh porod*. [Exploratory well drilling in areas with expansion of permafrost rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1971. pp. 145–163. [in Russian].

18 Marques C., Castanier L. M., Kovscek A. R. Super insulated wells to protect permafrost during thermal oil recovery: Int. J. of Oil, Gas and Coal Technology, 2011, no. 4, pp. 4–33.

19 Makarenko O. A., Kravtsov V. V., Shutov N. V. The improvement of polymers tribotechnical properties in the

friction units of oil and gas equipment. *Bashkir chemical magazine*. 2006. V. 13, no. 3, pp. 125–127. [in Russian].

20 Khafizov A. R., Shaydakov V. V., Shutov N. V., Kravtsov V. V. *Issledovanie i povyshenie resursa raboty uplotnitel'nykh ustroystv mashin i agregatov*. [The analysis and build-up of sealing devices operational life in the mechanisms and plant units Proceedings of international scientific and technical conference dedicated to the 50th anniversary of IzhSTU]. Proceedings of conference in 5 parts. 2002. pp. 83–89. [in Russian].

21 Razmazin G. A., Perfilov V. P., et al. Heat insulating course: utility model patent 74415 Rus. Federation. No. 2008106595/22; application 20.02.2008; publ. on 27.06.08 Newsletter, no. 18, 4 p. [in Russian].

22 Musakaev N. G., Borodin S. L., Romaniuk S. N. Methods of the one-dimensional problem of heat transfer to the frozen rocks which surround the well. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika — Newsletter of Tyumen State University: Physico-mathematical modeling. Oil, gas, energy*. 2014, no. 7, pp. 19–26. [in Russian].

23 Loginova M. E., Agzamov F. A. *Izmenenie temperatury v mnogoletnemerzlykh porodakh tamponazhnymi materialami razlichnoi teploprovodnosti: Neftegazovyi kompleks: problemy i innovatsii: Tez. II nauch.-prakt. konf. s mezhdunar. uchastiem. Samar. gos. tehn. un-t*. [Change of temperature in permafrost rocks by means of plugging material of different thermal conductivity. Oil and gas complex: problems and innovation. Theses of the II Scientific and practical conference with international participation]. Samara State Technical University Publ., 2017. p. 59. [in Russian].

Логинова М. Е., канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
M. E. Loginova, Candidate of Physical-mathematical Sciences, Associate Professor of the Chair «Drilling oil and gas wells» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

Агзамов Ф. А., д-р техн. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
F. A. Agzamov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair «Drilling oil and gas wells» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation
e-mail: faritag@yandex.ru

Султанов Д. Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
D. R. Sultanov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «Drilling oil and gas wells» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation