

УДК 622.245.42.(075)

Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин

В. Г. Кузнецов*, Н. Е. Щербич, Д. С. Герасимов, Е. Г. Гречин, Д. А. Речапов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: kuznetsovg@tyuiu.ru*

Аннотация. Рассмотрены проблемы цементирования скважин в интервале залегания мерзлых горных пород и факторы, влияющие на качество цементирования. Обоснованы основные требования к технологическим свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин.

Ключевые слова: цементирование скважин; тампонажный раствор; тампонажный камень; мерзлые горные породы

Fundamental requirements for properties of cement slurry and stone for low-temperature wells

**Vladimir G. Kuznetsov*, Nikolai E. Shcherbich, Dmitry S. Gerasimov,
Evgeny G. Grechin, Danir A. Rechapov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: kuznetsovg@tyuiu.ru*

Abstract. The article is devoted to the issue of well cementing in the interval of frozen rocks and factors affecting the quality of cementing. Attention is drawn to fundamental requirements for the technological properties of cement slurry and stone for low-temperature wells.

Key words: well cementing; cement slurry; grouting stone; frozen rocks

Введение

Месторождения нефти и газа Крайнего Севера имеют в геологическом разрезе мерзлые горные породы, глубина залегания которых может изменяться от нескольких метров до 800 метров, а температура может достигать минус 8 °С, что обуславливает возникновение специфических осложнений и аварий при строительстве скважин. Накопленный опыт сооружения арктических скважин показывает, что при цементировании обсадных колонн отмечаются недоподъем тампонажного раствора до проектной отметки, плохое сцепление тампонажного камня с обсадными трубами и горными породами, смятие обсадных труб и др. [1–3]. Особенно это относится к цементированию кондуктора, являющегося опорной обсадной колонной любой конструкции скважины. Учитывая, что кондуктор удерживает в подвешенном состоянии последующие обсадные колонны и на нем устанавливается тяжелое устьевое противовыбросовое оборудование, нормативными документами для обеспечения его продоль-

ной устойчивости регламентируется проводить цементирование до устья. Цементный раствор, закачанный в заколонное пространство, контактируя со стенкой скважины, быстро начинает охлаждаться. В результате гидратация цемента резко замедляется, активируются процессы седиментации, происходит изменение водосодержания тампонажного раствора, что ухудшает технологические характеристики формирующегося тампонажного камня.

Не менее проблематичным является получение качественного цементирования последующих обсадных колонн в интервале мерзлых горных пород. При твердении тампонажного раствора в межколонном пространстве в отличие от твердения его в открытом стволе эффект контракции усиливается. Возникают значительные усадочные деформации, что не обеспечивает герметичный контакт тампонажного камня с обсадными трубами.

Необходимо учитывать опасность разрушения тампонажного камня под воздействием знакопеременных температур в интервале сезонных теплооборотов, ограниченного снизу «нейтральным слоем», глубина залегания которого может достигать нескольких десятков метров. Морозостойкость тампонажного камня не нормируется регламентирующими документами¹. Однако в связи с актуальностью проблемы в 1982 году в институте ВНИИГАЗ была специально разработана методика по испытанию тампонажного камня на морозостойкость².

Особенно важное значение для арктических скважин имеют механические и теплофизические характеристики тампонажного камня. Сформировавшаяся в условиях низких положительных и отрицательных температур цементная оболочка за обсадными колоннами должна обеспечивать герметичность и прочность крепи скважины, при этом ограничивать тепловое воздействие на мерзлые горные породы во избежание их осыпей и обвалов. При проектировании скважин в районах распространения мерзлых горных пород проводят расчеты радиуса растепления околоскважинного пространства скважины.

Смятие обсадных колонн в криолитозоне является тяжелым по последствиям видом аварий. Одним из способов предупреждения смятия обсадных колонн является создание оптимально прочной крепи скважины. В работах [2, 4] проведены исследования прочности крепи скважин при воздействии на нее давления обратного промерзания. Цементная оболочка, расположенная между обсадными колоннами, препятствует свободной деформации труб, выполняя роль упругого подпора. Напряженно-деформированное состояние цементной оболочки зависит от ее упругих характеристик (модуля Юнга и коэффициента Пуассона), варьируя которыми, можно найти оптимальную конструкцию крепей, работающих в области упругих деформаций при наибольших значениях наружного давления. Показано, что для трех- и четырехколонной конструкций скважин, применяемых на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, цементный камень должен иметь модуль упругости не менее $1,010^3$ МПа.

Объект и методы исследования

Качество цементирования обсадных колонн в интервале мерзлых горных пород в основном зависит от учета термобарических и геокриологических условий, квалифицированного выполнения технологических проектных мероприятий (центрирование обсадных колонн, соблюдение расчетного режима

¹ РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – Введ. 2000-08-01. – М.: ОАО «Газпром»; ОАО НПО «Бурение», 2000. – 100 с.

² Методические указания по испытанию тампонажных материалов в условиях многолетнемерзлых грунтов. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – 81 с.

процесса цементирования, выдерживание сроков ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и т. д.). При этом большое значение имеет соблюдение требований к свойствам тампонажного раствора и камня.

Процесс твердения тампонажного раствора в скважине при низких положительных или отрицательных температурах имеет свои особенности. Тампонажный раствор долгое время не затвердевает, так как гидратация цемента резко замедляется при таких температурах [5]. Нередко по результатам геофизических исследований скважин фиксируются переменная плотность камня и дефекты его структуры (каналы, трещины), что отрицательно сказывается на технологических свойствах формирующегося тампонажного камня.

В действующем ГОСТ 1581–96 приведены требования к основным свойствам тампонажных портландцементов, предназначенных для цементирования нефтяных и газовых скважин в условиях только положительных температур (от 15 до 150 °С).

В разное время в научных работах [2, 4, 6, 7], учитывая производственную необходимость качественного крепления обсадных колонн в криолитозоне, были изложены представления о назначении и основных свойствах тампонажного раствора-камня для низкотемпературных скважин. В основном рассматривались, исходя из технологических возможностей, требования к срокам твердения раствора, водоотделению и прочностным показателям тампонажного камня. В настоящее время имеются более совершенные технологии, тампонажные материалы и добавки к ним, применение которых повышает качество крепления скважин. Так, современные тампонажные составы, применяемые для условий МГП, имеют водоотделение близкое к нулевому значению, а камень имеет повышенные теплофизические характеристики.

Таким образом, на основании вышеизложенного необходимо уточнить требования к свойствам тампонажного раствора и камня, предназначенного для цементирования низкотемпературных скважин.

Методика исследований

Измерение технологических показателей тампонажного раствора и камня осуществляется с применением стандартных и специальных методов исследования. Стандартными исследованиями определяют водоотделение, растекаемость и плотность тампонажного раствора, сроки его схватывания, прочность тампонажного камня на изгиб и сжатие. Исследования проводятся в соответствии с ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-9, РД 9510-72-86 и стандартом АНИ [6].

Перед испытанием тампонажный материал, химреагенты и приборы выдерживают в холодильной камере до достижения температуры испытания (20 ± 2 и $0 \pm 0,5$; $-2,0 \pm 0,5$; $-5,0 \pm 0,5$ °С). Измерения при температуре 20 °С проводят в помещении лаборатории, а при температурах 0; $-2,0$; $-5,0$ °С — в холодильной камере. Твердение образцов тампонажного камня при положительных температурах происходит в воде, а при отрицательных — в воздушной среде. Плотность тампонажного раствора определяют с помощью ареометра АБР-1М. Растекаемость при заданной температуре определяют с помощью формы-конуса АзНИИ. Сроки схватывания при заданной температуре и атмосферном давлении определяют с помощью прибора ВИКА в соответствии с ГОСТ 310.3. При использовании ультразвуковых анализаторов типа 5265 SGSA/UCA, 4265UCA и др. автоклав анализатора перед испытанием должен быть охлажден до температуры 5 ± 2 °С. Предел прочности тампонажного камня на изгиб и сжатие определяют с помощью специального пресса. При испытании на изгиб исследуемый тампонажный раствор заливают в фор-

мы ФБС-1 размерами $40 \times 40 \times 160$ или $20 \times 20 \times 100$ мм для изготовления образцов-балочек. Образцы, предназначенные для определения прочности на изгиб при температурах 20 и 0°C , хранятся первые сутки в воде, а при температурах минус 2 и минус 5°C — в воздушной среде холодильной камеры в течение установленного времени ОЗЦ. За 60 минут до окончания времени затвердевания формы с образцами извлекают из холодильной камеры, маркируют и выдерживают на воздухе при температуре $22 \pm 2^\circ\text{C}$. Предел прочности тампонажного камня на сжатие определяют, используя в качестве образцов половинки балочек, полученных после испытания на изгиб, или специально изготавливают в форме образцов-кубиков размером $50 \times 50 \times 50$ мм. Коэффициент водоотделения рассчитывают как отношение объема отделившейся жидкости в процессе седиментации к объему залитого в цилиндр тампонажного раствора (250 см^3) после двух часов покоя при соответствующей температуре [6, 8].

В группу специальных методов исследований входят исследования объемных изменений твердеющего тампонажного раствора и камня, определение коэффициента морозостойкости тампонажного камня и его упругих характеристик, измерение теплопроводности тампонажного камня [6].

Измерения линейной деформации тампонажного камня рекомендуется определять с использованием специального прибора расширения и усадки. Измерение изменения объема образца формирующегося тампонажного камня осуществляется с помощью диафрагмы и поршня перемещения. Перемещение поршня измеряется в миллиметрах или процентах.

Для исследования модуля упругости цементного камня рекомендуется неразрушающий ультразвуковой способ измерения прибором «Бетон-22» [9]. Зависимость модуля упругости цементного камня ($E_{\text{ц}}$) от скорости УЗК (C) описывается уравнением (1)

$$E_{\text{ц}} = 0,833C^2_{\text{ц}}, \text{ МПа} . \quad (1)$$

Для испытания берут три балочки тампонажного камня $40 \times 40 \times 160$ мм. Каждую грань образца протирают насухо, а затем покрывают тонким слоем технического вазелина. После чего прибором «Бетон-22» измеряют поочередно время пробега УЗК в трех различных плоскостях и определяют среднее арифметическое значение [8].

Коэффициент морозостойкости ($K_{\text{м}}$) тампонажного камня рекомендуется определять по методике ВНИИГАЗ³. Морозостойкость оценивают по отношению предела прочности при изгибе или сжатии образцов тампонажного камня, испытанных после создания трех циклов воздействия знакопеременных температур (табл. 1), к пределу прочности при изгибе или сжатии контрольных образцов тампонажного камня, испытанных через 30 суток твердения при температуре $(5 \pm 2)^\circ\text{C}$. Исследуемый тампонажный раствор заливают в формы ФБС-1 для получения двенадцати образцов-балочек размером $40 \times 40 \times 160$ мм или образцов-кубиков $50 \times 50 \times 50$ мм, которые сразу же помещают в воздушную среду холодильной камеры, где они хранятся при температуре $5 \pm 2^\circ\text{C}$. Через 24 часа образцы расформируют и помещают на 24 часа в водную среду. После 48 часов твердения образцы разделяют на группы: три контрольных образца продолжают хранить в воде при температуре $5 \pm 2^\circ\text{C}$ до достижения ими возраста 30 суток. Оставшиеся девять образцов хранят в соответствии с режимами, приведенными в таблице 1.

³ Методические указания... — С. 64.

После окончания каждого цикла воздействия знакопеременных температур испытывают по три образца на прочность. Одновременно проводят испытания контрольных образцов. Тампонажный камень считают морозостойким, если он сохранил свои прочностные свойства после трех циклов воздействия.

Теплопроводность (λ) тампонажного камня рекомендуется определять с помощью прибора ИТС-1. По величине теплового потока (q), создаваемого прибором, температуре противоположных граней образца (ΔT) и его толщине (d) теплопроводность образца вычисляется по формуле

$$\lambda = d q / \Delta T . \quad (2)$$

Результаты исследований

Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для крепления обсадных колонн в криолитозоне представлены в таблице 2.

Таблица 1

План проведения исследования тампонажного камня на морозостойкость

Продолжительность испытания, ч	Температура, °С	Продолжительность испытания, ч	Температура, °С	Продолжительность выдержки, ч	Температура, °С
Первый цикл		Второй цикл		Третий цикл	
48	5	48	–5	48	–5
48	–5	24	5	24	5
24	5	48	20	48	20
48	20	24	5	24	5
24	5	48	–5	48	–5
48	–5	24	5	24	5
48	5	–	–	–	–

Таблица 2

Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня, предназначенного для цементирования скважин в криолитозоне

Показатель	Единица измерения	Нормируемый показатель цемента	
		нормальной плотности	облегченный
Водоотделение при температуре 5 °С	мл	0,10	0,10
Растекаемость при температуре 5 °С, не менее	м	0,20	–
Время загустевания до консистенции 30 Вс, мин, не менее	мин	90	90
Предел прочности при изгибе за 48 ч твердения при температуре 5 °С, не менее	МПа	2,70	0,70
Предел прочности при сжатии за 48 ч твердения при температуре 5 °С, не менее	МПа	3,50	1,50
Теплопроводность тампонажного камня, не более	Вт/м°С	–	0,50
Модуль упругости тампонажного камня при температуре 5 °С, не менее	10 ³ МПа	1,0	1,0
Усадка тампонажного камня, не более	%	0,10	0,10
Морозостойкость тампонажного камня		Сохранение прочности	
Водостойкость тампонажного камня		Сохранение прочности	

Выводы

Предложены научно обоснованные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин, соблюдение которых будет способствовать повышению качества цементирования обсадных колонн.

Библиографический список

1. Тампонажные смеси для цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород / И. И. Белей [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 30–34.
2. Медведский Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечноммерзлых породах. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
3. Стригоцкий С. В. Основы управления качеством строительства скважин в многолетнемерзлых породах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 179 с.
4. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне / В. Г. Кузнецов [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 154 с.
5. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 409 с.
6. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П. В. Овчинников [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115 с.
7. Горский А. Т. Требования к свойствам тампонажного раствора-камня для крепления разведочных скважин на нефть и газ в условиях многолетнемерзлых пород Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибБурНИПИ, 1981. – 16 с.
8. Кузнецов В. Г. Повышение устойчивости крепи скважин в сложных геокриологических условиях: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 1992. – 198 с.
9. Ключев А. А., Лепнев Э. Н., Каргапольцева Л. М. Взаимосвязь прочностных и акустических характеристик цементного камня // Газовая промышленность. – 1987. – № 3. – С. 50–51.

References

1. Beley, I., Korostev, A., Karmatskikh, S., Roder, S., Kashnikova, L., Shcherbich, N.,... Krivoshey, A. (2014). Cement mixtures for casing cementing in permafrost sections. *Burenie i nef't*, (11), pp. 30-34. (In Russian).
2. Medvedskiy, R. I. (1987). *Stroitel'stvo i ekspluatatsiya skvazhin na nef't' i gaz v vechnomerzlykh porodakh*. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
3. Strigotskiy, S. V. (1991). *Osnovy upravleniya kachestvom stroitel'stva skvazhin v mnogoletnemerzlykh porodakh*. – Moscow, VNIIOENG Publ., 179 p. (In Russian).
4. Kuznetsov, V. G., Ovchinnikov, V. P., Frolov, A. A., Kucheryuk, V. I., Sorokin, V. F., & Ivanov, S. I. (2003). *Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie krep'i skvazhin v kriolitozone*. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 154 p. (In Russian).
5. Bulatov, A. I. (1990). *Formirovanie i rabota tsementnogo kamnya v skvazhine*. Moscow, Nedra Publ., 409 p. (In Russian).
6. Ovchinnikov, P. V., Kuznetsov, V. G., Frolov, A. A., Ovchinnikov, V. P., Urmancheev, V. I., & Shatov, A. A. (2002). *Spetsial'nye tamponazhnye materialy dlya nizkotemperaturnykh skvazhin*. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 115 p. (In Russian).
7. Gorskiy, A. T. (1981). *Trebovaniya k svoystvam tamponazhnogo rastvora-kamnya dlya krep'leniya razvedochnykh skvazhin na nef't' i gaz v usloviyakh mnogoletnemerzlykh porod Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, ZapSibBurNIPI Publ., 16 p. (In Russian).
8. Kuznetsov, V. G. (1992). *Povyshenie ustoychivosti krep'i skvazhin v slozhnykh geokriologicheskikh usloviyakh*. Diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 198 p. (In Russian).
9. Klyusov, A. A., Lepnev, E. N., & Kargapol'tseva, L. M. (1987). *Vzaimosvyaz' prochnostnykh i akusticheskikh kharakteristik tsementnogo kamnya*. GAS Industry of Russia, (3), pp. 50-51. (In Russian).

Сведения об авторах

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru

Щербич Николай Ефимович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гречин Евгений Глебович, д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Речапов Данир Ахатович, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir G. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru

Nikolai E. Shcherbich, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Dmitry S. Gerasimov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Evgeny G. Grechin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen

Danir A. Rechapov, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen