БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.245.4

© Толкачев Г.М., Асанов В.А., Фохт А.А., 2013

ОЦЕНКА УПРУГОПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Г.М. Толкачев, В.А. Асанов*, А.А. Фохт

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

*Горный Институт Уральского отделения Российской академии наук,
Пермь, Россия

Работа цементного камня тампонажного материала, входящего в состав крепи скважин и предназначенного для цементирования обсадных колонн, осложнена боковым давлением со стороны горных пород, вмещающих скважину. Боковое давление в значительной степени проявляется в интервалах многолетнемерзлых и хемогенно-терригенных пород. В результате растепления многолетнемерзлых пород (ММП) несущая способность массива снижается, что приводит к сужению ствола скважины. Высокая пластичность хемогенно-терригенных отложений приводит к смятию обсадных труб. Известные способы защиты обсадной колонны от смятия и разрушения неэффективны. Одним из радикальных решений этой проблемы является создание оптимально прочной крепи скважины, цементный камень которой должен воспринимать внешнюю нагрузку без разрушений, сохраняя ее монолитность. Поэтому к упругим свойствам цементного камня необходимо предъявить высокие требования. Эти свойства характеризуются модулем упругости. В настоящее время не существует методики оценки модуля упругости, учитывающей характер работы цементного камня в составе крепи скважины. В НИЛ ТЖБКС была предложена методика, основанная на известных методах определения деформационных характеристик при одноосном сжатии горных пород и правилах контроля и оценки прочности бетонов.

По этой методике определяли модуль упругости цементного камня шести составов тампонажных материалов, предназначенного для цементирования скважин в интервалах ММП.

Ключевые слова: скважина, обсадная колонна, цементирование, многолетнемерзлые породы, хемогенно-терригенные породы, крепление, цементный камень, тампонажный материал, размеры образцов, скорость нагружения, пресс, напряжения, деформация, модуль упругости.

ESTIMATING THE ELASTIC AND STRENGTH PROPERTIES OF CEMENT STONE PLUGGING MATERIAL PRESCRIBED FOR WELL CEMENTING

G.M. Tolkachev, V.A. Asanov*, A.A. Fokht

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences,
Perm, Russian Federation

The work of cement stone plugging material, a component of the lining wells and intended for cementing casing, is complicated by the lateral pressure from the rocks enclosing the well. Lateral pressure is largely manifested in the intervals of permafrost and chemogenic-clastic rocks. As a result of splitting of permafrost interval carrying capacity of the array is reduced, which leads to a narrowing of the wellbore. High plasticity of chemogenic-clastic deposits leads to collapse casing. Known ways to protect the casing from collapse and destruction are ineffective. One of the radical solutions to this problem is to create optimal firmly lined well cement stone which must perceive the external load without damage, while maintaining its solidity. Therefore, the elastic properties of cement stone are required for high standards. These properties are characterized by an elastic modulus. At the moment there is no methodology for assessing the elastic modulus, which takes into account the nature of the cement stone composed lining wells. In NIL TZHBKS a methodology based on the known methods for determining deformation characteristics under uniaxial compression of rocks and rules for monitoring and evaluation of concrete strength was proposed.

By this method elastic modulus of cement stone of six plugging materials compositions intended for cementing in the intervals of permafrost interval was determined.

Keywords: well, casing, cementing, permafrost, chemogenic-clastic rocks, fixing, cement stone, plugging material, sample sizes, the rate of loading, press, stress, deformation, elastic modulus.

Долговечность эксплуатации нефтяных и газовых скважин во многом зависит от качества цементного камня тампонажного материала (ТМ), входящего в состав крепи. Использование тампонажного материала с низкими значениями физико-механических свойств цементного камня приводит к серьезным осложнениям. Негерметичность обсадных колонн составляет около 20 %, а межпластовые перетоки – более 18 % от общего числа осложнений. Заколонные газы и нефтепроявления наносят огромный ущерб месторождениям и экологии района работ на нефть и газ. При эксплуатации скважин около 45 % ремонтных работ связано с исправлением технического состояния крепи, и их объемы растут из-за увеличения и старения фонда действующих скважин [1].

Поскольку запасы легко извлекаемой нефти сокращаются, вектор освоения нефтегазовых месторождений смещается в сложные геологические районы севера Западной и Восточной Сибири. Наличие в разрезе скважин многолетнемерзлых и хемогенно-терригенных пород обуславливает возникновение специфических аварий, таких как: интенсивное кавернообразование и смятие обсадных колонн [2–4]. Потери календарного времени, связанные с ликвидацией аварий, приводят к уменьшению прироста добычи нефти и газа, тем самым снижают потенциальные возможности как буровых, так и добывающих предприятий, а также ставят под угрозу план поставки нефти в страны Тихоокеанского региона по нефтепроводу «Восточная Сибирь – Тихий Океан».

Для предупреждения смятия крепи скважин в интервале залегания мерзлых горных пород предложены различные технические решения, но вследствие их

значительной трудоемкости и низкой надежности они практически не применяются [2]. Одним из эффективных решений этой проблемы является создание в интервале многолетнемерзлых пород (ММП) оптимально прочной крепи скважин [5]. Пристальное внимание следует уделить, по мнению ряда авторов, и упругим свойствам цементного камня ТМ [6]. Такие свойства контролируются модулем упругости, характеризующим способность цементного камня тампонажного материала в составе крепи противостоять внешним нагрузкам без разрушения, сохранять монолитность.

Для цементирования обсадных колонн в скважинах на нефтяных месторождениях, строительство которых ведется в районах ММП, были предложены составы ТМ, разработанные несколькими сервисными компаниями. От научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» (НИЛ ТЖБКС) требовалось определить модуль упругости цементного камня и другие параметры шести составов ТМ. Однако в настоящее время ввиду отсутствия регламента по определению модуля упругости цементного камня в составе крепи глубоких скважин такая методика, основанная на методах определения деформационных характеристик при одноосном сжатии горных пород и правилах контроля и оценки прочности бетонов, была предложена в НИЛ ТЖБКС* [7–11].

Поскольку цементный камень, как элемент конструкции крепи скважины, работает в условиях сложного нагружения сжимающими усилиями, то его модуль упругости должен рассчитываться преимущественно по пределу прочности при одноосном сжатии [6]. При этом необходимо обеспечить равномерное рас-

* ОСТ 39-051–77 «Раствор тампонажный. Методы испытаний»; ГОСТ 18105–2010 «Бетоны. Правила контроля и оценки прочности»; ГОСТ 28985–91 «Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии».

пределение нагрузки по сечениям образца и равномерный характер деформирования [12]. В разных стандартах приводятся различные требования к размерам образцов, поэтому необходимо установить зависимость значений упругопрочностных характеристик от размера и формы образца.

При выборе размеров образца следует обратить пристальное внимание на взаимодействие торцов образца и плит пресса. Между плитами пресса и образцом действуют силы трения, в результате чего сечения образца цементного камня в приторцевой части имеют такие же деформации, что и плиты пресса. Причем эти деформации значительно меньше деформаций в других сечениях. Иными словами, действие плит пресса, уменьшая деформации слоев цементного камня, прилегающих к ним, оказывает на них поддерживающее влияние и предохраняет от разрушения. Об этом убедительно свидетельствует характерная форма разрушения образцов кубической формы, когда наибольшие деформации и разрушения наблюдаются в среднем сечении образца: поле испытания представляет собой две сложенные вершинами усеченные пирамиды. Это явление называется эффектом обоймы [12, 13]. Причем напряженное состояние в приторцевых сечениях соответствует напряженному состоянию трехосного сжатия, сопротивляемость которому выше, чем при одноосном сжатии. В невысоких образцах зоны влияния торцевых условий перекрываются в теле образца, поэтому значения прочности и модуля упругости оказываются завышенными. Для устранения влияния торцевого трения исследователями в данной области предлагается использовать смазку или прокладки из того же материала, что и образец. Однако это приводит к разбросу или к заниженным значениям прочности либо сильно усложняет эксперимент и ставит под вопрос целесообразность его проведения [13].

Эффект обоймы проявляется только в узком слое бетона, прилегающем к плитам, где напряженное состояние соответствует трехосному сжатию, поэтому чем сильнее раздвинуты плиты пресса, т.е. увеличена высота образца, тем меньше проявляется эффект обоймы. Если изменять размеры, варьируя величину h/a образца призмной формы с квадратным основанием, то прочность может изменяться в несколько раз – у низких образцов она будет в 2–3 раза больше, чем прочность высоких призм. Прочность призм из тяжелого бетона на 20–30 % меньше, чем прочность, получаемая при испытании кубов. Опыты показывают, что при $h/a > 3$ уже не наблюдается изменения прочности бетона при дальнейшем увеличении значений h/a , т.е. влияние эффекта обоймы и ряда других методических факторов практически не проявляется. Поэтому при проектировании железобетонных конструкций используют призмную прочность бетона как величину, в наибольшей степени характеризующую действительную прочность бетона в конструкции.

В случае с влиянием формы образца на результаты механических испытаний горных пород наблюдается такая же зависимость. При отношении $h/d \geq 2$ цилиндрического образца в средней части уже образуется область одноосного сжатия и сопротивляемость образцов при дальнейшем увеличении h/d уже не зависит от трения на торцах, а дальнейшее некоторое снижение прочности горных пород уже объясняется уменьшением их продольной устойчивости [7, 14, 15].

На основании изложенного предлагается использовать половинки балочек (образцы призмной формы с квадратным сечением). Цементный раствор приготавливали размерами $20 \times 20 \times 100$ мм ($h/a = 2,5$) согласно ГОСТ 39-051-77 «Раствор тампонажный. Методы испытаний» [8]. Образцы хранились 60 сут при температуре окружающей среды 20°C в водной среде.

Испытания проводились на прессе Zwick Z250/SN5A (Германия) со скоростью нагружения 1 мм/мин, имитирующей условия квазистабильного состояния цементного камня в составе крепи скважины. Пресс оснащен техническим и программным обеспечением, позволяющим вести высокоточную компьютерную регистрацию продольных, поперечных деформаций и напряжений.

Образцы следует устанавливать между плитами пресса строго по центру. Основания образцов шлифуются для создания плоскопараллельности. Образец перед испытанием следует плотно прижать к плитам пресса; для этого образец нагружают до 5 % от предела прочности на сжатие, что способствует устранению возможных шероховатостей и неровностей. Возникшие при этом деформации принимаются за нулевой (отсчетный) уровень деформаций*. Один образец из серии испытывается для установления предела прочности. Остальные образцы нагружаются до значения напряжений, равного 50–60 % от предела прочности на сжатие, после чего следует разгрузка с той же скоростью до нулевого уровня деформаций.

Модуль упругости определяется по линейной части разгрузочной ветви диаграммы «напряжения – деформации» (рисунок):

$$E = \frac{\sigma_n - \sigma_k}{\varepsilon_n - \varepsilon_k},$$

где σ_k, σ_n – напряжения, соответствующие начальной и конечной точкам линейного участка; $\varepsilon_k, \varepsilon_n$ – относительные продольные деформации, соответствующие напряжениям σ_k, σ_n [14].

По предложенной методике были определены значения модуля упругости цементного камня (таблица). Надежность результатов составила более 80 %.

Рис. Диаграмма «напряжения – деформации»

Результаты оценки упругопрочностных свойств по предложенной методике

Номер состава	E , ГПа	Среднеквадратическое отклонение	Коэффициент вариации
1	2,36	0,65	0,26
2	3,11	0,27	0,08
3	3,16	0,09	0,03
4	3,32	0,26	0,07
5	3,39	0,16	0,04
6	1,46	0,22	0,15

В настоящее время не существует более объективного метода оценки упругости (деформации без разрушения) цементного камня тампонажного материала, входящего в состав крепи скважин. Поэтому следует продолжить изучение этого вопроса, доработать предложенную методику, учитывая особенности работы цементного камня в затрубном и межколонном пространстве в интервалах ММП и ХТО. С этой целью предполагается определить значения модуля упругости в ходе испытаний цементного камня на растяжение при трехточечном и четырехточечном изгибе и установить характер проявления пластичности цементного камня в условиях объемного сжатия, а также наличие связи между величиной модуля упругости и интенсивностью образования трещин расслоения и деформаций в результате действия знакопеременной температуры в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин в зонах ММП.

* ГОСТ 18105–2010 «Бетоны. Правила контроля и оценки прочности»; ГОСТ 28985–91 «Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии».

Список литературы

1. Белей И.И. Методы лабораторных испытаний тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в газовых и газоконденсатных скважинах // *Бурение и нефть*. – 2008. – № 7–8. – С. 19–22.
2. Бакшутлов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. – М.: Недра, 1986. – 272 с.
3. Goodman M.A. Here is what to consider when cementing permafrost // *World Oil*. – 1977. – № 12. – P. 81.
4. Исследование напряжений, возникающих в цементном растворе при его замораживании в замкнутом объеме / А.А. Ключев, Э.Н. Лепнев, В.Н. Никитин [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. – 1978. – № 5. – С. 35–37.
5. Morris E., Stude D., Cameron R. Evaluation of cement systems for permafrost // *Journal of Canadian petroleum technology*. – 1971. – № 1. – P. 19–22.
6. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 409 с.
7. Дудушкина К.И., Бобров Г.Ф. Комплексный метод определения физико-механических свойств горных пород // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. – 1971. – № 2. – С. 13–16.
8. Ломтадзе В.Д. Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1990. – 328 с.
9. Булатов А.И., Видовский А.Л. Обжатице цементным камнем заполнителей в бетоне // *Бетон и железобетон*. – 1985. – № 3. – С. 24–26.
10. Lushe M. Einfluss der Hohe von Betonzylinder auf das Ergebnis einer Druck E-Modul Messung // *Beton*. – 1971. – Vol. 21. – № 9. – P. 119–137.
11. К вопросу об определении прочности каменной соли на одноосное сжатие / Ю.М. Карташов, А.А. Грохольский, Н.С. Хачатурян, Е.С. Оксенкруг // *Сб. материалов V науч.-техн. конференции. Ч. 3. Горное дело / ВООГЕМ*. – Белгород, 1971. – С. 208–215.
12. Прочность и деформируемость горных пород / Ю.М. Карташов, Б.В. Матвеев, Г.В. Михеев, А.Б. Фадеев. – М.: Недра, 1979. – 269 с.
13. Баженов Ю.М. Технология бетона: учеб. пособие для технол. спец. строит. вузов. – 2-е изд., перераб. – М.: Высшая школа, 1987. – 415 с.
14. Об оценке надежности крепи скважин / А.Г. Аветисов, А.А. Арутюнов, А.Н. Бурыкин [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. – 1984. – № 4. – С. 28–31.
15. О комплексной оценке качества крепи нефтяных и газовых скважин / А.Г. Аветисов, А.А. Арутюнов, А.И. Булатов [и др.] // *Стандарты и качество*. – 1986. – № 3. – С. 55–57.

References

1. Belei I.I. Metody laboratornykh ispytaniy tamponazhnykh rastvorov dlia tsementirovaniia obsadnykh kolonn v gazovykh i gazokondensatnykh skvazhinakh [Methods for laboratory testing of cement slurries for cementing casing in gas and gas condensate wells]. *Burenie i nefi'*, 2008, no. 7–8, pp. 19–22.
2. Bakshutov V.S. Mineralizovannye tamponazhnye rastvory dlia tsementirovaniia skvazhin v slozhnykh usloviyakh [Mineralized cement slurry for cementing wells in difficult conditions]. Moscow: Nedra, 1986. 272 p.
3. Goodman M.A. Here is what to consider when cementing permafrost. *World Oil*, 1977, no. 12, pp. 81–87.
4. Kliusov A.A., Lepnev E.N., Nikitin V.N. [et al.] Issledovanie napriazhenii, vznikaiushchikh v tsementnom rastvore pri ego zamorazhivaniy v zamknutom ob"eme [The study stresses that occur in the cement when it is freezing in a confined space]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1978, no. 5, pp. 35–37.
5. Morris E., Stude D., Cameron R. Evaluation of cement systems for permafrost. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1971, no. 1, pp. 19–22.
6. Bulatov A.I. Formirovanie i rabota tsementnogo kamnia v skvazhine [The formation and operation of the cement stone in the well]. Moscow: Nedra, 1990. 409 p.
7. Dudushkina K.I., Bobrov G.F. Kompleksnyi metod opredeleniia fiziko-mekhanicheskikh svoystv gornykh porod [Comprehensive method for determining the physical and mechanical properties of rocks]. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*, 1971, no. 2, pp. 13–16.
8. Lomtadze V.D. Fiziko-mekhanicheskie svoystva gornykh porod. Metody laboratornykh issledovaniy [Physico-mechanical properties of rocks. Methods laboratory studies]. Leningrad: Nedra, 1990. 328 p.

9. Bulatov A.I., Vidovskii A.L. Obzhatie tsementnym kamnem zapolnitelei v betone [Compression cement stone placeholder in concrete]. *Beton i zhelezobeton*, 1985, no. 3, pp. 24–26.

10. Lushe M. Einfluss der Hohe von Betonzylinder auf das Ergebnis einer Druck E-Modul Messung. *Beton*, 1971, vol. 21, no. 9, pp. 119–137.

11. Kartashov Iu.M., Grokhol'skii A.A., Khachaturian N.S., Oksenkrug E.S. K voprosu ob opredelenii prochnosti kamennoi soli na odnoosnoe szhatie [On the question of determining the strength of rock salt on the uniaxial compression]. *Sbornik materialov 5th nauchno-tehnicheskoi konferentsii. Part 3 "Gornoe delo"*. Belgorod, 1971, pp. 208–215.

12. Kartashov Iu.M., Matveev B.V., Mikheev G.V., Fadeev A.B. Prochnost' i deformiruemost' gornykh porod [Durability and deformability of rock]. Moscow: Nedra, 1979. 269 p.

13. Bazhenov Iu.M. Tekhnologiya betona [concrete technology]. Moscow: Vysshaya shkola, 1987. 415 p.

14. Avetisov A.G., Arutiunov A.A., Burykin A.N. [et al.] Ob otsenke nadezhnosti krepri skvazhin [On the estimation of reliability support of wells]. *Neftianoe khoziaistvo*. 1984, no. 4, pp. 28–31.

15. Avetisov A.G., Arutiunov A.A., Bulatov A.I. [et al.] O kompleksnoi otsenke kachestva krepri neftianyykh i gazovykh skvazhin [The complex evaluation of the quality lining oil and gas wells]. *Standarty i kachestvo* 1986, no. 3, pp. 55–57.

Об авторах

Толкачев Георгий Михайлович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, научный руководитель научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Асанов Владимир Андреевич (Пермь, Россия) – доктор технических наук, профессор, заведующий лабораторией «Физические процессы освоения георесурсов» Горного института Уральского отделения Российской академии наук (614007, г. Пермь, ул. Сибирская, 78а; e-mail: ava@mi-perm.ru).

Фохт Антон Алексеевич (Пермь, Россия) – Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: anton9227.ru@mail.ru).

About the authors

Georgii M. Tolkachev (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University, Scientific Director of Scientific and Research Laboratory "Technological fluids for drilling and casing" (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Vladimir A. Asanov (Perm, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Laboratory of Physical Processes of Development of Georesources, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (614007, Perm, Sibirskaya st., 78A; e-mail: ava@mi-perm.ru).

Anton A. Fokht (Perm, Russian Federation) – Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: anton9227.ru@mail.ru).

Получено 28.08.2013