ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОКОЛОСВАЗИННОЙ ЗОНЫ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТА В ПРОЦЕССЕ ЕГО ТВЕРДЕНИЯ И ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ КИСЛОТНОГО РЕАГЕНТА

С.Н.Попов

Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук, Москва, Россия

Determination of the Safety Factor of Cement Stone Based on Numerical Modeling of the Stress-strain State of the Near-wellbore Zone, Taking into Account the Change in the Elastic-strength Properties of Cement During Its Hardening and under the Influence of an Acid Reagent

S. N. Popov

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract

The results of laboratory studies of the elastic-strength properties of cement stone samples depending on the hardening time and the effect of an acid reagent, and approximated dependences of the change in the elastic modulus, Poisson's ratio and strength properties, depending on the time characteristics for two types of plugging materials are presented. A finite element scheme of the near-wellbore zone has been developed, taking into account the cement stone and the production casing. The results of numerical modeling of the stress-strain state of columns with a diameter of 146 and 178 mm, cement stone and reservoir rocks near the well based on an elastic model are presented. The analysis of the stress field for the occurrence of zones of destruction in the cement stone using the Coulomb-Mohr criterion is carried out. It is shown that, depending on the time of hardening and the effect of an acidic reagent, cement does not collapse and retains a sufficient safety factor.

Keywords:

Cement stone;
Plugging material,
Elastic-strength properties,
Near-wellbore zone,
Numerical model,
Finite element method,
Stress-strain state, safety factor.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

При строительстве нефтяных и газовых скважин применяют тампонажные материалы с различными физико-механическими характеристиками, которые подбираются для различных горно-геологических условий залеганий пластов [1-4]. По мере твердения цементного камня его упругие и прочностные свойства могут весьма существенно варьироваться [1,4-6]. Помимо этого, на физико-механические свойства тампонажных материалов и пород-коллекторов в околоскважинной зоне негативное влияние оказывают физико-химические активные флюиды (кислоты, щелочи, низкоминерализованные воды, углекислый газ, сероводород и др.) [5-11]. В условиях ухудшающихся свойств цементного камня актуальным становится прогноз его сохранности и устойчивости конструктивных элементов скважин [12-14].

В более ранних работах авторов данной публикации рассмотрены результаты лабораторных исследований упругих (модуль упругости, коэффициент Пуассона) и прочностных свойств (предел прочности при растяжении, предел прочности при сжатии) образцов цементного камня для двух типов тампонажных материалов: ЦТРС-У и ПЦТ-I-G-СС-1. Данные типы цементов исследовались в связи с тем, что они часто применяются при строительстве скважин на многих нефтегазовых месторождениях, в том числе и при разработке месторождений углеводородов Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). В случае проведенных экспериментов создавались условия, соответствующие Ачимовским продуктивным пластам нефтяных месторождений данного региона. На рисунках 1, 2 представлены основные результаты данных исследований.

Как видно из рисунков 1-2 эксперименты проводились в течение периода времени твердения

*E-mail: popov@ipng.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200544>

Рис.1. Изменение предела прочности при растяжении (а) и предела прочности при сжатии (б) образцов цементного камня для двух типов цемента в зависимости от времени твердения и воздействия глиноукислотного реагента (кружки – экспериментальные данные, линии – подобранные зависимости, КО – кислотная обработка)

Рис.2. Изменение модуля упругости (а) и коэффициента Пуассона (б) образцов цементного камня для двух типов цемента в зависимости от времени твердения и воздействия глиноукислотного реагента (кружки – экспериментальные данные, линии – подобранные зависимости, КО – кислотная обработка)

цемента до 240 часов. При этом спустя один и трие суток часть образцов подвергалась воздействию глинокислотного реагента (12% соляной кислоты (HCl), 3% плавиковой кислоты (HF)) в течение 1-7 часов (рис.1, 2). Результаты экспериментальных данных аппроксимировались с помощью аналитических соотношений, которые с наибольшей точностью могли описать закономерности изменения упруго-прочностных свойств тампонажных материалов, как в зависимости от времени их твердения, так и от времени воздействия глинокислотного реагента. Для данной аппроксимации использовалась следующая математическая функция:

$$f(t) = \frac{at}{t+b} - c \quad (1)$$

где t - время; a , b , c - варьируемые константы.

Как видно из рисунков 1, 2, данная зависимость достаточно точно описывает два основных участка изменения упруго-прочностных свойств тампонажных материалов: резкий рост или снижение характеристики в начальный период твердения и постепенный выход на предельное значение с увеличением времени твердения (рис.1, 2). Подобранные аналитические зависимости и коэффициенты корреляции приведены на рисунках 1, 2.

Полученные выше закономерности, описывающие изменение физико-механических свойств цементного камня в зависимости от времени твердения и воздействия кислоты задавались при численном моделировании напряженно-деформированного состояния (НДС) околоскважинной зоны с учетом эксплуатационной колонны и изменением свойств тампонажных материалов в процессе их твердения и при глинокислотной обработке пласта. Численные расчеты производились в программном комплексе конечно-элементного моделирования ANSYS. В данном программном продукте реализованы основные соотношения, описывающие упругое поведение твердого тела:

- уравнения движения (моментов):

$$\sum_j \frac{\partial \sigma_{ji}}{\partial x_j} + \rho f_i = 0, i, j = 1, 2, 3 \quad (2)$$

где σ_{ji} - компоненты тензора напряжений; ∂x_j - производная по j -й координате; ρf_i - массовые силы.

- физические соотношения, описывающие связь напряжений и деформаций:

$$\{\sigma\} = [D]\{\varepsilon\} \quad (3)$$

где $\{\sigma\}$ - тензор напряжений; $[D]$ - матрица упругих констант; $\{\varepsilon\}$ - тензор деформаций.

- геометрические соотношения, связывающие деформации и перемещения:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), i, j = 1, 2, 3 \quad (4)$$

где ε_{ij} - компоненты тензора деформаций; ∂x -

производная по координате; u - компоненты вектора перемещений.

В программном комплексе ANSYS была создана конечно-элементная схема, включающая (рис.3):

1. эксплуатационную колонну;
2. цементный камень;
3. участок породы-коллектора вблизи околоскважинной зоны.

Радиус долота (радиус открытого ствола скважины) и радиус обсадной колонны задавались для двух конструкций скважин, представленных в таблице 1.

В таблице 2 сведены исходные физические характеристики модели: физико-механические свойства пород и эксплуатационной колонны.

Моделирование производилось для условий Ачимовских отложений одного из месторождений ХМАО.

Рис.3. Конечно-элементная схема, используемая для моделирования напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне с учетом цементного камня и колонны (R - радиус модели, r_o - радиус открытого ствола скважины, r_w - внутренний радиус колонны, t - толщина модели, t_c - толщина цементного камня, t_w - толщина колонны)

В результате моделирования были получены распределения напряжений в околоскважинной зоне, цементном камне и колонне для двух конструкций скважин и для двух типов цементов. В целом, было просчитано 44 расчетных варианта, на рисунке 4 для примера показано

Таблица 1

Характеристики конструкций скважин в интервале Ачимовских отложений, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Конструкция №1	Конструкция №2
1	диаметр долота (диаметр открытого ствола скважины), мм	215.9	220.7
2	внешний диаметр колонны, мм	146.0	177.8
3	толщина колонны, мм	7.7	9.2
4	толщина цементного камня, мм	34.95	21.45

Таблица 2

Физические характеристики модели, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Значение
1	модуль упругости породы, ГПа	40
2	коэффициент Пуассона породы, д.е.	0.24
3	предел прочности породы при сжатии, МПа	36.5
4	предел прочности породы при растяжении, МПа	5.7
5	модуль упругости колонны, ГПа	200
6	коэффициент Пуассона колонны, д.е.	0.2
7	предельное сжимающее напряжение колонны, МПа	539
8	глубина пласта, м	3000
9	вертикальное напряжение, МПа	63.9
10	горизонтальное напряжение, МПа	34
11	пластовое давление, МПа	31

распределение радиальных и тангенциальных напряжений для одного из них. На основе полученных величин напряжений была оценена возможность разрушения цементного камня на основе критерия Кулона-Мора:

$$\sigma_1 = \sigma_3 \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} + \sigma_{ucs} \quad (5)$$

где σ_1 - максимальное главное напряжение; σ_3 - минимальное главное напряжение; φ - угол внутреннего трения; σ_{ucs} - предел прочности при сжатии.

С использованием зависимости критерия разрушения определялся коэффициент запаса прочности цементного камня в зависимости от времени его твердения и времени воздействия глинокислотного реагента. Результаты таких расчетов представлены на рисунке 5. Как видно из данного рисунка, цемент марки ПЦТ-I-G-СС-1 обладает гораздо большим запасом прочности (около 30%), нежели цемент марки ЦТРС-У, как в процессе его твердения, так и после воздействия глинокислоты.

С использованием зависимости критерия разрушения определялся коэффициент запаса прочности цементного камня в зависимости от времени его твердения и времени воздействия глинокислотного реагента. Результаты таких расчетов представлены на рисунке 5. Как видно из

данного рисунка, цемент марки ПЦТ-I-G-СС-1 обладает гораздо большим запасом прочности (около 30%), нежели цемент марки ЦТРС-У, как в процессе его твердения, так и после воздействия глинокислоты.

Расчеты показали, что оба цемента обладают достаточным запасом прочности (больше единицы) и наиболее критичная ситуация с разрушением цементного камня может возникнуть для конструкции скважины с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм при использовании цемента ЦТРС-У, если воздействовать глинокислотой спустя сутки после начала твердения тампонажного материала. Также следует сказать, что при использовании обсадной колонны с диаметром 178 мм цемент является несколько более устойчивым, в среднем, примерно на 10%.

Необходимо отметить, что на этапах заканчивания и дальнейшей эксплуатации крепь скважин подвергается воздействию различных видов нагрузок, возникающих при проведении ремонтных работ, работ по разбуриванию цементного стакана, кумулятивной перфорации, освоению и др. Подобные нагрузки, в совокупности с действием физико-химически активных жидкостей, могут привести к превышению прочностных показателей цементного камня и нарушению герметичности крепи скважин.

Рис.5. Изменение коэффициента запаса прочности цементного камня в зависимости от времени его твердения и воздействия глиноислотного реагента для конструкции скважины с диаметром колонны 146 мм (а) и 178 мм (б)

Выводы

1. В рамках статьи представлены лабораторные эксперименты с глинокислотным реагентом, которые показывают существенное уменьшение модуля упругости и прочностных свойств для обоих типов цементов, для характеристики коэффициента Пуассона при этом наоборот наблюдалось увеличение.
2. В программном комплексе ANSYS была разработана численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны, включающая эксплуатационную колонну и цементный камень, в которую были заложены аналитические соотношения, описывающие изменения упругих и прочностных свойств тампонажных материалов в зависимости от времени их твердения и воздействия глинокислотного реагента.
3. С использованием коноэлементной модели было проведено численные многовариантное моделирование НДС околоскважинной зоны и получено распределение напряжений в колонне и цементном камне на разные периоды времени твердения цемента и при разном времени воздействия кислотного реагента.
4. На основе использования критерия разрушения Кулона-Мора были проведены расчеты, которые показали, что оба типа цемента являются достаточно устойчивыми на различный период их твердения и для обоих рассматриваемых конструкций скважин.
5. Разработанные методика моделирования и численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны могут быть использованы в дальнейшем для расчетов НДС в колонне, цементном камне и породе-коллекторе с применением различных закономерностей, описывающих изменение свойств конструктивных элементов скважин или породного массива и выявления условий разрушения в данных элементах модели.

Литература

1. Булатов, А. И., Данюшевский, В. С. (1987). Тампонажные материалы. Москва: Недра.
2. Куницких, А. А., Чернышов, С. Е., Русинов, Д. Ю. (2014). Влияние минеральных добавок на прочностные характеристики тампонажного камня. *Нефтяное хозяйство*, 4, 20-23.
3. Чернышов, С. Е., Крапивина, Т. Н. (2010). Влияние расширяющих добавок на свойства цементного раствора-камня. *Вестник ПНИПУ. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело*, 9(5), 31-33.
4. Коробов, И. Ю., Попов, С. Н. (2019). Типы цементов, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин и вариации их физико-механических свойств при экспериментальных исследованиях. *Нефтепромысловое дело*, 7, 48-56.
5. Попов, С. Н., Коробов, И. Ю. (2020). Экспериментальное изучение вариаций физико-механических свойств тампонажных материалов, применяемых при строительстве скважин, в зависимости от времени твердения и воздействия глинокислотного реагента. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7, 55-61.
6. Попов, С. Н., Коробов, И. Ю. (2019). Эксперименты, связанные с изменением упругих и прочностных свойств цементного камня для строительства скважин в процессе его твердения и под воздействием глинокислотного реагента. *Бурение и нефть*, 9, 34-40.
7. Агзамов, Ф. А., Махмутов, А. Н., Токунова, Э. Ф. (2019). Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магнизиальных агрессивных средах. *Георесурсы*, 21(3), 73-78.
8. Popov, S. N., Kusaiko, A. S. (2021). Experimental study of the effect of filtration for low-mineralized water with high temperature on changes in elastic and strength properties of reservoir rock. *Springer Geology*, 2, 343-349.
9. Попов, С. Н. (2015). Влияние механохимических эффектов на проницаемость трещин при моделировании циклической закачки воды в карбонатные коллекторы. *Нефтяное хозяйство*, 8, 77-79.
10. Zhou, S., Li, G. (2014). Research on the corrosion mechanism of CO₂/H₂S mixture to cement stone. *SOCAR Proceedings*, 2014, 2, 12-20.
11. Кязимов, Э. А., Алиев, Н. М. (2011). Исследование механизма воздействия буровых растворов на механические характеристики горных пород. *SOCAR Proceedings*, 1, 27-29.
12. Сулейманов, Э. М., Гамидов, Н. С. (2010). Проблемы крепления скважин. *SOCAR Proceedings*, 1, 20-23.
13. Chuanliang, Y., Jingen, D., Baohua, Y., Jinxiang, L. (2013). Rock mechanical characteristic and wellbore stability in «Kingfisher» oilfield of Uganda. *SOCAR Proceedings*, 3, 25-31.
14. Zoback, M. (2007). Reservoir geomechanics. Cambridge University Press.

References

1. Bulatov, A. I., Danyushevskiy, V. S. (1987). Well slurry materials. *Moscow: Nedra*.
2. Kunitskikh, A. A., Chernyshov, S. E., Rusinov, D. Yu. (2014). Influence of mineral additives on the strength characteristics of the cement stone. *Oil Industry*, 4, 20-23.
3. Chernyshov, S. E., Krapivina, T. N. (2010). Vliyanie rasshiryayushchih dobavok na svoystva cementnogo rastvora-kamnya. *Vestnik PNIPU. Geologiya, geoinformacionnye sistemy, gorno-neftyanoe delo*, 9(5), 31-33.
4. Korobov, I. Yu., Popov, S. N. (2019). Cement types which are used during well construction and variation of physical and mechanical cement properties under experiments. *Oilfield Engineering*, 7, 48-56.
5. Popov, S. N., Korobov, I. Yu. (2020). An experimental study of the variations in the physical-mechanical properties of cements, used in well construction, depending on the hardening time and influence of the clay acid reagent. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 7, 55-61.
6. Popov, S. N., Korobov, I. Yu. (2019). Experiments related to changing of elastic and strength properties of cement stone for well construction during its hardening in acid-cut clay mud. *Bureniev I Neft*, 9, 34-40.
7. Agzamov, F. A., Makhmutov, A. N., Tokunova, E. F. (2019). Study of corrosion stability of a cement stone in magnesia aggressive environment. *Georesursy*, 21(3), 73-78.
8. Popov, S. N., Kusaiko, A. S. (2021). Experimental study of the effect of filtration for low-mineralized water with high temperature on changes in elastic and strength properties of reservoir rock. *Springer Geology*, 2, 343-349.
9. Popov, S. N. (2015). Influence of mechanochemical effects on elastic and strength properties of reservoir rocks. *Oil Industry*, 8, 77-79.
10. Zhou, S., Li, G. (2014). Research on the corrosion mechanism of CO₂/H₂S mixture to cement stone. *SOCAR Proceedings*, 2014, 2, 12-20.
11. Kazimov, E. A., Aliyev, N. M. (2011). Research of chisel solutions interaction mechanism on rock mechanical characteristics. *SOCAR Proceedings*, 1, 27-29.
12. Suleymanov, E. M., Qamidov, N. S. (2010). Problems of fastening of chinks. *SOCAR Proceedings*, 1, 20-23.
13. Chuanliang, Y., Jingen, D., Baohua, Y., Jinxiang, L. (2013). Rock mechanical characteristic and wellbore stability in «Kingfisher» oilfield of Uganda. *SOCAR Proceedings*, 3, 25-31.
14. Zoback, M. (2007). Reservoir geomechanics. *Cambridge University Press*.

Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента

Попов С.Н.

Институт проблем нефти и газа
Российской Академии Наук, Москва, Россия

Реферат

Приведены результаты лабораторных исследований упруго-прочностных свойств образцов цементного камня в зависимости от времени твердения и воздействия кислотного реагента, а также аппроксимированные зависимости изменения модуля упругости, коэффициента Пуассона и пределов прочности в зависимости от временной характеристики для двух типов тампонажных материалов. Разработана конечно-элементная схема околоскважинной зоны с учетом цементного камня и эксплуатационной колонны. Приведены результаты численного моделирования напряженно-деформированного состояния колонн диаметром 146 и 178 мм, цементного камня и пород-коллекторов вблизи скважины на основе упругой модели. Проведен анализ поля напряжений на предмет возникновения зон разрушения в цементном камне с использованием критерия Кулона-Мора. Показано, что в зависимости от времени твердения и воздействия кислотного реагента цемент не разрушается и сохраняет достаточный коэффициент запаса прочности.

Ключевые слова: цементный камень, тампонажный материал, упруго-прочностные свойства, околоскважинная зона, численная модель, метод конечных элементов, напряженно-деформированное состояние, коэффициент запаса прочности

Sementin elastiki-davamlılıq xassələrinin bərkimə prosesində və tursu reagentinin təsiri altında dəyişməsinin nəzərə alınması ilə quyuya yaxın zonanın gərginlik-deformasiya vəziyyətinin ədədi modelləşdirilməsi əsasında sement daşının möhkəmliyə görə ehtiyat əmsalının müəyyənəşdirilməsi

Popov S.N.

Rusiya Elmlər Akademiyasının
Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

Bərkimə müddətindən və tursu reagentinin təsirindən asılı olaraq sement daşı nümunələrinin elastiki-davamlılıq xassələrinin laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri, həmçinin elastiklik modulunun, Puasson əmsalının və iki növ tamponaj materialı üçün müvəqqəti xarakteristikalardan asılı olaraq davamlılıq hədlərinin dəyişikliklərinin approksimasiya olunmuş asılılıqları təqdim olunmuşdur. Sement daşı və istismar kəmərinin nəzərə alınması ilə quyuya yaxın zonanın sonlu elementlər sxemi işlənib hazırlanmışdır. Quyunun yaxınlığındakı diametri 146 və 178 mm olan kəmərlərin, sement daşı və lay kollektorlarının gərginlik-deformasiya vəziyyətinin elastik model əsasında ədədi modelləşdirilməsinin nəticələri təqdim edilmişdir. Kulon-Mor meyarından istifadə edərək sement daşında dağılma zonalarının baş vermə predmeti üçün gərginlik sahəsinin analizi aparılmışdır. Bərkimə müddətindən və tursu reagentin təsirindən asılı olaraq sementin dağılmadığı və davamlılığa görə kifayət qədər ehtiyat əmsalını qoruyub saxladığı göstərilmişdir.

Açar sözlər: sement daşı, tamponaj materialı, elastiki-davamlılıq xassələri, quyuya yaxın zona, ədədi model, sonlu elementlər üsulu, gərginlik-deformasiya vəziyyəti, möhkəmliyə görə ehtiyat əmsalı.