

УДК 622.245.14

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

**Применение методов геомеханического моделирования для оценки устойчивости обсадной колонны при кумулятивной перфорации****С.Е. Чернышов<sup>1</sup>, С.Н. Попов<sup>2</sup>, Сюпу Ванг<sup>3,4</sup>, Хайлун Чжао<sup>3,4</sup>, В.В. Дерендяев<sup>1</sup>, А.А. Мелехин<sup>1</sup>**<sup>1</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)<sup>2</sup>Институт проблем нефти и газа РАН (Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3)<sup>3</sup>Национальная ключевая лаборатория глубоководной добычи нефти и газа, Китайский нефтяной университет (Китайская народная республика, г. Циндао, Восточный Китай)<sup>4</sup>Школа нефтяной инженерии Китайского нефтяного университета (Китайская народная республика, г. Циндао, Восточный Китай)**Application of Geomechanical Modeling Methods to Assess Casing Stability during Cumulative Perforation****Sergey E. Chernyshov<sup>1</sup>, Sergey N. Popov<sup>2</sup>, Xiaopu Wang<sup>3</sup>, Hailong Zhao<sup>3</sup>, Vadim V. Derendyaev<sup>1</sup>, Aleksandr A. Melekhin<sup>1</sup>**<sup>1</sup>Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)<sup>2</sup>Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy Sciences (3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation)<sup>3</sup>National Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China, Qingdao, China)<sup>4</sup>School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China, Qingdao, China)

Получена / Received: 24.04.2024. Принята / Accepted: 30.09.2024. Опубликовано / Published: 31.10.2024

**Ключевые слова:**

вторичное вскрытие, продуктивный пласт, сохранность крепи скважин, численная конечно-элементная модель, околоскважинная зона, тампонажный камень, нагрузки на крепь скважин, кумулятивная перфорация.

Выполнен анализ устойчивости крепи для двух нефтедобывающих скважин при вторичном вскрытии продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации. При проведении исследований использованы данные прямых замеров величин давлений в скважине на разном удалении от кабельного наконечника перфорационного устройства в момент детонации, которые превышали 50 МПа. Значения давлений аппроксимировались вдоль ствола скважины с помощью степенной зависимости. Для достоверного прогноза напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны интервала перфорации применялся программный комплекс конечно-элементного моделирования ANSYS. Для определения поля напряжений строилась осесимметричная конечно-элементная расчетная схема, высота модели вдоль ствола скважины составила 39 м. При моделировании учитывалось, что геолого-физические характеристики моделируемых пластов отличались глубиной залегания и величиной пластового давления. Упругопрочностные свойства формируемого тампонажного камня были определены в ходе лабораторных экспериментов для различных рецептур тампонажных растворов. По результатам моделирования определены области разрушения и запас прочности тампонажного камня, а также величины радиальных перемещений эксплуатационной колонны в интервале перфорации. Разработанная модель околоскважинной зоны и методические подходы могут быть использованы в дальнейшем при выборе оптимальных упруго-прочностных свойств тампонажного камня, перфорационных устройств и технологических параметров прострелочно-взрывных работ.

**Keywords:**

secondary opening, productive formation, well casing integrity, numerical finite element model, borehole zone, cement stone, well casing loads, cumulative perforation.

The stability analysis of the lining for two oil producing wells during secondary opening of productive formations using the cumulative perforation method was performed. The research was carried out using data from direct measurements of wellbore pressures at different distances from the cable tip of the perforating device at the time of detonation, which exceeded 50 MPa. The pressure values were approximated along the wellbore using a power dependence. For a reliable forecast of the stress-strain state of the near-wellbore zone of the perforation interval, the ANSYS finite element modeling software package was used. To determine the stress field, an axisymmetric finite element calculation scheme was built; the height of the model along the wellbore was 39 m. When modeling, it was taken into account that the geological and physical characteristics of the modeled formations differed in the depth of occurrence and the value of the formation pressure. The elastic-strength properties of the formed cement stone were determined in the course of laboratory experiments for various formulations of cement slurries. Based on the modeling results, the destruction areas and the strength margin of the cement stone were determined, as well as the values of radial displacements of the production string in the perforation interval. The developed model of the borehole zone and methodological approaches can be used in the future when choosing the optimal elastic-strength properties of the cement stone, perforation devices and technological parameters of perforation-explosive operations.

© Чернышов Сергей Евгеньевич – заведующий кафедрой, доктор технических наук, доцент, лауреат премии Пермского края в области наук о Земле I степени (тел.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: nirgnf@bk.ru). Контактное лицо для переписки.

© Попов Сергей Николаевич – заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, доктор технических наук (тел.: +007 (499) 135 73 71, e-mail: popov@ipng.ru).

© Сюпу Ванг – доцент, доктор технических наук (e-mail: wxp@upc.edu.cn).

© Хайлун Чжао – экспериментатор, доктор технических наук (e-mail: zhl@upc.edu.cn).

© Дерендяев Вадим Валерьевич – ассистент, аспирант (тел.: +007 (342) 219 88 06, e-mail: v.v.derendyaev@mail.ru).

© Мелехин Александр Александрович – доцент, кандидат технических наук (тел.: +007 (342) 219 82 07, e-mail: melehin.sasha@mail.ru).

© Sergey E. Chernyshov (Author ID in Scopus: 57204938259, ORCID: 0000-0002-2034-3014) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: nirgnf@bk.ru). The contact person for correspondence.

© Sergey N. Popov (Author ID in Scopus: 56440323800, ORCID: 0000-0002-1110-7802) – Doctor in Engineering, Chief Researcher, Head of Laboratory of oil and gas mechanics and formation physicochemistry (e-mail: popov@ipng.ru).

© Xiaopu Wang (Author ID in Scopus: 56542940600, ORCID: 0000-0003-1013-2691) – Doctor in Engineering, Associate Professor at the National Key Laboratory of Deep Oil and Gas (e-mail: wxp@upc.edu.cn).

© Hailong Zhao (Author ID in Scopus: 57208787593) – Doctor in Engineering, Experimenter at the National Key Laboratory of Deep Oil and Gas (e-mail: zhl@upc.edu.cn).

© Vadim V. Derendyaev (Author ID in Scopus: 58496503900, ORCID: 0000-0001-5506-2178) – PhD student, Assistant at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 88 06, e-mail: v.v.derendyaev@mail.ru).

© Aleksandr A. Melekhin (Author ID in Scopus: 55531747500, ORCID: 0000-0002-0737-1360) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 07, e-mail: melehin.sasha@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Применение методов геомеханического моделирования для оценки устойчивости обсадной колонны при кумулятивной перфорации / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, Сюпу Ванг, Хайлун Чжао, В.В. Дерендяев, А.А. Мелехин // Недропользование. – 2024. – Т.24, №4. – С.194–203. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.3

Please cite this article in English as:

Chernyshov S.E., Popov S.N., Wang Xiaopu, Zhao Hailong, Derendyaev V.V., Melekhin A.A. Application of geomechanical modeling methods to assess casing stability during cumulative perforation. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.4, pp.194-203. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.3

## Введение

Проблема возникновения заколонных перетоков в добывающих скважинах не теряет своей актуальности, несмотря на большое число исследований и разработок, направленных на создание долговечной герметичной крепи скважин [1–3]. Зачастую успешное внедрение новых тампонажных материалов [4] и других технологических жидкостей [5–7] позволяет увеличить долю сплошного типа контакта тампонажного камня с сопредельными средами. Однако в последующем при проведении различных технологических операций на скважине не обеспечивается сохранность цементного кольца за обсадными трубами. Высокие нагрузки на крепь скважин при проведении вторичного вскрытия пластов кумулятивными перфораторами, гидроразрыва продуктивных пластов, кислотных обработках, разбуривании технологической оснастки и других видов работ приводят к разрушению хрупкого цементного камня и создают условия для возникновения заколонных перетоков [3, 8]. Как показано в публикациях [9–11], высокие давления в скважине будут возникать и при образовании трещин гидроразрыва, что, безусловно, отрицательно должно сказаться на сохранности цементной крепи скважины [12, 13].

В связи с этим для предупреждения раннего обводнения продукции скважин, увеличения периода безводной эксплуатации, необходима оценка устойчивости формируемого тампонажного камня с учетом его физико-механических свойств, действующих на крепь максимальных значений избыточных давлений и других факторов [8, 14–17].

В публикациях, посвященных кумулятивной перфорации, вопрос сохранности цементного камня изучен весьма слабо. В статье [18] авторы рассматривают влияние разрушения перфорационных каналов в цементном камне с учетом их эксцентриситета. В то же время исследователи не учитывают распределение напряжений в эксплуатационной колонне и окружающем массиве горных пород. Аналогичные допущения имеют место в работе [19], где авторы определяют величины напряжений на стенках перфорационных каналов в наклонно-направленных скважинах с помощью аналитических зависимостей.

В публикации исследователей [20] показано влияние кумулятивного заряда только на пористость и проницаемость породы-коллектора. В работе [21] авторы оптимизируют создание перфорационных каналов в многопластовых угольных пластах для добычи метана. В статье [22] рассматривается распространение трещины многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине с учетом перфорационных каналов.

В большинстве случаев максимальные избыточные давления на крепь скважины возникают при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации [3, 23–25]. Величины этих давлений зависят от многих факторов, таких как тип перфорационного заряда, плотность перфорации, глубина интервала перфорации, геометрические параметры скважины и другие.

Решить задачу по оценке сохранности тампонажного камня при выполнении различных технологических операций возможно путем создания модели крепи скважины и определения фактических значений упругопрочностных характеристик тампонажного материала, а также замера избыточных давлений в скважине. Это позволит не только выявить возможное нарушение герметичности крепи, но и определить максимально допустимые величины нагрузок на крепь

скважины, установить требования к физико-механическим свойствам цементного камня, а также разработать рекомендации к технологическим параметрам кумулятивной перфорации, оценить эффективность применения различных методов по снижению фугасности с учетом конкретных условий проведения работ по вторичному вскрытию продуктивных пластов.

Степень воздействия избыточных давлений на крепь скважины неразрывно связана с методическими приемами прострелочно-взрывных работ (ПВР) при вторичном вскрытии пластов и, в первую очередь, с обоснованием выбора типа кумулятивных зарядов (перфорационных систем) и плотности перфорации для конкретных геолого-технических условий ее проведения. Уточним, что избыточные давления определяются как разность между максимальным измеренным его значением и гидростатическим давлением, создаваемым столбом жидкости в скважине:

$$P_{\text{изб}} = P_{\text{max}} - P_{\text{гидр}} \quad (1)$$

где  $P_{\text{изб}}$ ,  $P_{\text{max}}$ , и  $P_{\text{гидр}}$  – соответственно значения давлений избыточных, максимальных и гидростатических. При этом на обсадную колонну действуют именно максимальные измеряемые давления.

Совместно с разработкой и применением тампонажных составов с оптимальными упругопрочностными свойствами, обеспечивающими сохранность цементного камня при выполнении прострелочно-взрывных работ, следует использовать специальное оборудование и технологии, позволяющие снизить избыточные давления [15, 26, 27]. К такому оборудованию следует отнести современные аналоги компенсаторов давления. К ним относятся имплозивные устройства (камеры) механического типа, которые, наряду со снижением избыточных давлений, позволяют создавать динамическую депрессию с целью очистки перфорационных каналов, что считается основным назначением их применения. Имплозивные камеры, в которых для их разгерметизации используются технологические заряды, например, «технология  $\Delta P$ » и «PURE», приводят к дополнительному росту давления [28].

Менее затратными способами снижения давлений могут быть технологии селективной перфорации со снижением плотности перфорации при первом залпе. Реализация ее может происходить за счет временной задержки срабатывания каждого из перфораторов сборки, притом первый отстрел предпочтительно производить в самой пористой (проницаемой) части продуктивного пласта, который в дальнейшем будет выступать своего рода компенсатором, нейтрализующим фугасное воздействие на крепь скважины. Наиболее простой модификацией способа является вторичное вскрытие названной части пласта с уменьшенной плотностью зарядов (5–10 отверстий) отдельным спуском перфоратора. Еще более действенная модификация способа – это предварительное сверление нескольких отверстий сверлящими перфораторами.

Следует отметить, что производителями перфорационных систем также ведутся работы по их усовершенствованию в направлении сохранения цементного камня за обсадной колонной при ПВР. К примеру, специалистами ООО «Промперфоратор» разработана методика перфорации с парным группированием зарядов. В перфораторах кумулятивные заряды разбиты на группы, состоящие из одной или

Динамика изменения избыточных давлений на удалении от перфоратора до 100 м

Месторождение, скважина	Заряды тип	масса ВВ, г	кол-во отв. (всего ВВ, г)	Интервал перфорации, м	ФЕС, $K_{пл}/K_{гд}$	Давление, МПа				
						$P_{max}$ (расстояние от ПВА)	$P_{изб.}$			
Таныпское, А	ЗПКТ 105 Н-ТВ-СПП; ЗПКТ 105 Н-ТВ-ОПП	33,3	20 + 20 (1333)	1599,0–1601,0	8/17	54,3 (1 м)	38,8			
						33,8 (50 м)	18,8			
						31,6 (100 м)	17,1			
Таныпское, В	ЗПК 102АТ-М-03; ЗПК 102АТ-М-10	28,0; 27,5	20 + 20 (1110)	1563,0–1565,0	25/5	50,0 (1 м)	33,7			
						50,3 (5 м)	34,0			
						44,6 (20 м)	28,5			
						31,6 (40 м)	15,7			
Моховское, С	ЗПК 102 АТ-М-03	28,0	40 (1120)	1648,5–1650,5	10–19/7–50	38,1	21,0			
						60 (1680)	1627,0–1630,0	11–20/8–30	40,9	23,9
						40 (1120)	1624,0–1626,0	11–18/6–27	39,8 (2 м)	22,8
									38,8 (3 м)	21,8

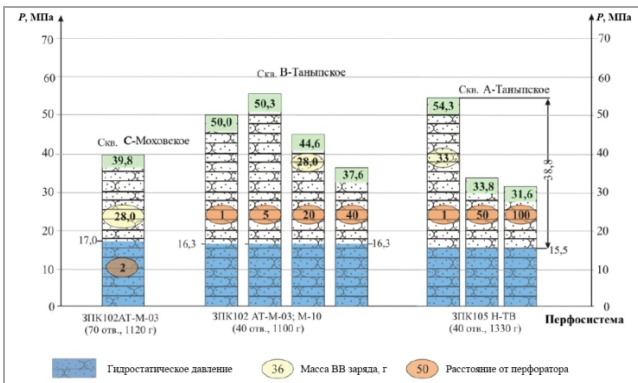


Рис. 1. Результаты измерений давлений во время кумулятивной перфорации

нескольких пар зарядов. По утверждению разработчиков, основанных на полигонных испытаниях, фугасное воздействие внутри перфоратора снижено как минимум на 20 %, уменьшена фугасная нагрузка на крепь скважины примерно в 2 раза, а также увеличен охват пласта дренированием и зона питания каждого перфорационного канала [29].

Работы по теоретическому и экспериментальному обоснованию качества вторичного вскрытия в течение длительного времени практически не проводились, а известные основополагающие рекомендации были разработаны еще в прошлом столетии [30]. Традиционный подход, при котором плотность перфорации, как правило, составляет 20 и 30 отверстий на метр длины для терригенных и карбонатных коллекторов соответственно, не учитывает забойное и пластовое давления (депрессия, репрессия), состав перфорационных жидкостей и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Не принимаются во внимание также физические процессы, происходящие в горной породе и цементном камне вследствие воздействия на них кратковременной ударной знакопеременной нагрузки при срабатывании перфоратора. Не регламентирована степень влияния на крепь скважин ПВР и в национальном стандарте на заряды кумулятивные (ГОСТ 55777-2013) [31]. В документе декларируется, что заряды должны обеспечивать минимальное воздействие на конструкцию скважины при срабатывании в штатном перфораторе. В то же время отмечено, что масса взрывчатого вещества (ВВ) должна обеспечивать максимальные параметры пробития, при этом минимально воздействовать на крепь скважины.

**Измерение давления в скважине**

На первом этапе исследований были выполнены работы по замерам фактических значений избыточных давлений при проведении ПВР различными

модификациями прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА). Измерения проводились при помощи размещаемых в непосредственной близости от перфоратора автономных приборов и располагаемых на расстояниях до 100 м от продуктивного интервала крешерных приборов. С целью детализации замеров на ближнем к перфоратору участке, где наблюдаются наиболее высокие показатели давлений, приборы крепились к геофизическому кабелю в 1–3, 5, 10, 20, 25 и 40 м от кабельного наконечника, притом одновременно замеры выполнялись 3 и 4 приборами. В качестве автономных использовались модификации электронных приборов АМТ-10УМ и АЦМ-8 с шагом дискретизации 0,067 и 0,25 мс соответственно (15 000 и 4000 опросов в секунду).

На расстояниях от перфоратора 5 м и более устанавливались крешерные устройства, каждое из которых содержало по два прибора (столбика). Принцип их действия состоит в том, что давление скважинной жидкости передается через поршни приборов на крешерные столбики, расположенные в герметичной полости, и деформирует их коническую часть. В результате измерений микрометром длины смятой части по таражной таблице определялось наибольшее усилие, при котором деформировался столбик и, соответственно, наибольшее давление, возникающее в стволе скважины при кумулятивной перфорации.

В целом при вторичном вскрытии терригенных и карбонатных коллекторов различными типами перфораторов с помощью электронных и крешерных приборов выполнено более 100 измерений максимальных давлений, по которым вычислены их избыточные значения (рис. 1). По полученным результатам замеров прямой зависимости величины  $P_{изб.}$  от массы ВВ, которая непосредственно связана с количеством пробиваемых отверстий, не установлено. Отмечается довольно большой разброс их значений по типам зарядов и перфорационным системам различных модификаций. Что касается динамики их изменения в зависимости от удаления относительно перфоратора, то значения избыточных давлений закономерно убывают с увеличением расстояния от кабельного наконечника ПВА. Притом в подавляющем большинстве скважин  $P_{изб.}$  на расстоянии 50 м от перфоратора снижаются в 2 раза и более [23].

В качестве примера в табл. 1 представлены результаты измерений и вычислений максимальных и избыточных давлений по скважинам А и В Таныпского и № С Моховского месторождений, в которых перфорировались терригенные отложения визейского яруса (C1v) с различными значениями ФЕС. В скважине А вскрывался коллектор, пористость и глинистость ( $K_{пл}$  и  $K_{гд}$ ) которого составили 8 и 17 %

соответственно. В других скважинах, как видно из данных табл. 1, эти показатели несколько выше. В табл. 1, а также на рис. 1, показано, что в скважинах А и В, где зарегистрированы высокие значения избыточных давлений, достигающие 38,8 и 33,7 МПа в 1 м от перфоратора, они уменьшились более чем в два раза соответственно в 50 и 40 м над перфоратором. Их значения составили 18,8 и 15,7 МПа, что соответственно на 52 и 53 % меньше от показаний приборов, установленных возле ПВА. На расстоянии 100 м от кабельного наконечника дополнительное снижение  $P_{изб.}$  незначительное и в скв. А оно составило всего 1,7 МПа по отношению к замеру прибором, расположенным на 50 м ближе к ПВА.

Рассматривая динамику изменения давлений в скв. В, необходимо отметить, что крешерный прибор, установленный на удалении 5 м от кабельного наконечника или в 4 м от его электронного аналога, зарегистрировал самое высокое давление (50,3 МПа). По результатам измерений в 1 м от перфоратора автономным прибором оно составило 50,0 МПа. Причина занижения показаний электронных приборов, в сравнении с крешерными, кроется в дискретном способе их измерений.

Для примера рассмотрим динамику изменения давлений в скв. С Моховского месторождения при вторичном вскрытии интервала 1624,0–1626,0 м (рис. 2). Максимальное значение, измеренное автономным прибором АЦМ-8 в 2 м от кабельного наконечника, составляет 39,8 МПа, а значение, зафиксированное АМТ-10УМ в 3 м, – 38,8 МПа. Из рис. 2 видно, что после инициирования перфоратора, в течение времени менее 0,2 мс идет резкое нарастание давления до 34,2 МПа (АМТ-10УМ). Затем, после прорыва газов во внутреннюю полость перфоратора происходит его резкий спад до 25,0 МПа. Положительного экстремума в 38,8 МПа давление достигает через 2,4 мс, после чего уменьшается. Однако этот экстремум не отражает фактическое значение  $P_{max}$ . Максимальная величина давления находится между двумя соседними точками (отсчетами) с наибольшими значениями параметра, зарегистрированных, примерно, через 2,3 и 2,4 мс. Также отметим, что расхождения в зарегистрированных значениях давлений приборами АМТ и АЦМ объясняется их различным расстоянием до перфоратора и разным временем опроса.

Таким образом, оценка предполагаемых максимальных значений давлений автономными приборами не исключает возможные ошибки при их определении. В случаях, когда время опроса совпадает с экстремумом, соответствующим максимальному значению давления, прибор его и регистрирует. Но вероятность такого совпадения мала по причине относительно большого шага дискретизации измерения возникающих при ПВР знакопеременных давлений и носит случайный характер. Это не позволяет полученные результаты использовать для точной оценки их абсолютных значений в начальный период перфорационного воздействия на крепь. Для ее повышения необходимо разрабатывать и применять приборы с более высокой частотой опроса или крешерные приборы.

При моделировании устойчивости цементного камня и эксплуатационной колонны в условиях вскрытия пласта кумулятивной перфорацией использовались реальные результаты замера давлений в скважинах С-Моховская и А-Таныпская при проведении данного геологического мероприятия (ГТМ). Значения давлений аппроксимировались вдоль ствола скважины с помощью степенной зависимости (рис. 3).

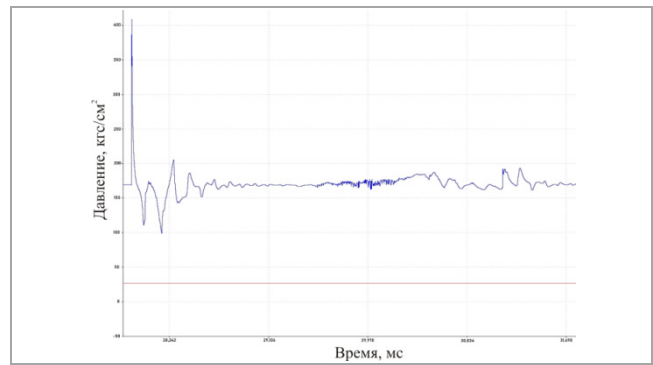


Рис. 2. Динамика изменения давлений, измеренных электронными приборами при перфорации в скв. С

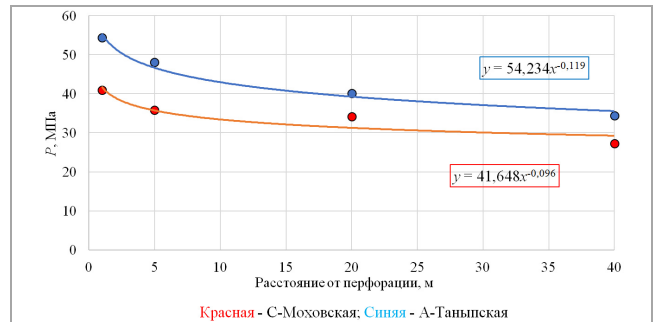


Рис. 3. Распределение измеренного давления в скважинах С-Моховская и А-Таныпская при создании кумулятивной перфорации и его аппроксимация

### Численное моделирование

Для достоверного прогноза напряженно-деформированного состояния (НДС) оклоскважинной зоны наиболее распространение получил метод конечных элементов [32, 33]. Такой метод позволяет определить поле распределения напряжений в элементах конструкции скважин и окружающем массиве горных пород как при постоянных свойствах модели, так и в случае их трансформации под воздействием различных факторов, таких как коррозия, обрушение стенок скважины, некачественное цементирование и др. [34–36].

Численные расчеты и анализ НДС оклоскважинной зоны производились с помощью программного комплекса конечно-элементного моделирования ANSYS. Данный программный продукт достаточно хорошо зарекомендовал себя при решении задач нефтегазовой геомеханики [8, 33, 37]. Предполагалось, что деформации колонны, цемента и породы подчиняются закону линейной упругости Гука. В программном комплексе ANSYS реализованы основные соотношения, описывающие поведение упругого материала, подробно приведенные в работах [38, 39].

При численном методе расчета напряжений вблизи скважины используются три типа уравнений:

– уравнения движения (моментов):

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

где  $\sigma_{ji}$  – компоненты тензора напряжений;  $\partial x_j$  – производная по  $j$ -й координате;  $\rho f_i$  – массовые силы;

– геометрические соотношения:

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

где  $\varepsilon_{ji}$  – компоненты тензора деформаций;  $u$  – компоненты вектора перемещений;

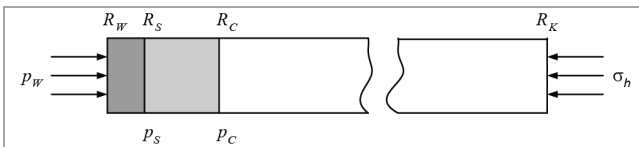


Рис. 4. Схема обсаженной скважины:  $p_s$  – давление в месте контакта обсадной колонны скважины с цементной крепью;  $R_s$  – внутренний радиус цементной крепи

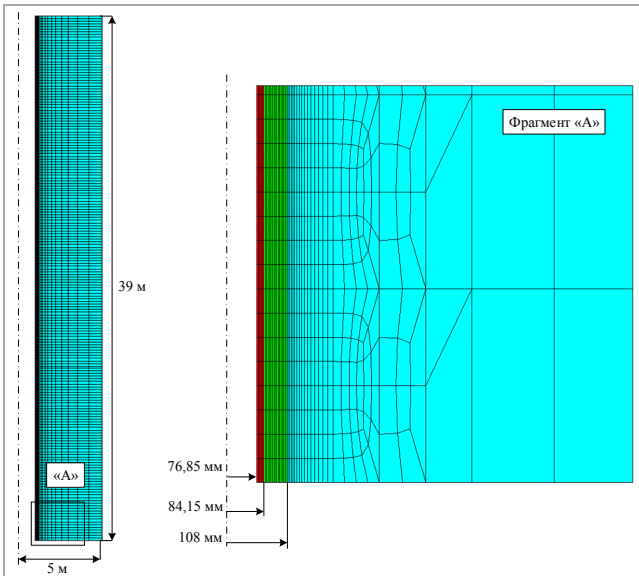


Рис. 5. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая в расчетах (красный – обсадная колонна, зеленый – цементный камень, синий – порода-коллектор)

Таблица 2

Геометрические характеристики модели и упругопрочностные свойства колонны

Характеристика	Значение
Внешний диаметр колонны, мм	168,3
Толщина колонны, мм	7,3
Диаметр бурового инструмента, мм	215,9
Радиус модели, м	5,0
Модуль Юнга колонны, ГПа	200,0
Коэффициент Пуассона колонны, доли ед.	0,2
Предел текучести стали колонны, МПа	372,0

– физические соотношения (в данном случае закон линейной упругости Гука):

$$\{\sigma\} = [D]\{\epsilon\}, \quad (4)$$

где  $\{\sigma\}$  – вектор напряжений;  $[D]$  – матрица упругих констант;  $\{\epsilon\}$  – вектор деформаций.

При применении метода конечных элементов вышеперечисленные уравнения преобразуются в систему линейных уравнений, которая решается относительно неизвестного вектора перемещений:

$$[K]\{u\} = \{F\}, \quad (5)$$

где  $[K]$  – глобальная матрица жесткости системы;  $\{u\}$  – вектор узловых перемещений модели;  $\{F\}$  – вектор внешних сил.

Далее на основе вычисленного вектора перемещений определяются напряжения и деформации из выражений (2) и (3).

Мы разработали осесимметричную конечно-элементную расчетную схему для определения напряжений в прискважинной зоне (рис. 4, 5).

Чтобы оценить сохранность цементного камня в первом приближении, была решена квазистатическая

задача с использованием графика давлений жидкости в скважине, которые были определены в ходе экспериментов. Поскольку деформация упругой пористой среды под воздействием ударной волны происходит за очень короткий промежуток времени, то были использованы условия безнапорного нагружения. В этом случае напряжения вблизи вертикальной скважины выражаются известными уравнениями для ненасыщенных пород (с использованием недренированных упругих постоянных):

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \sigma_h - (\sigma_h - p_w) \frac{R_w^2}{r^2}; \\ \sigma_\theta &= \sigma_h + (\sigma_h - p_w) \frac{R_w^2}{r^2}; \end{aligned} \quad (6)$$

где  $\sigma_h$  – боковое горное давление;  $p_w$  – забойное давление;  $r$  – текущий радиус;  $R_w$  – внешний радиус;  $\sigma_\theta$  – касательное напряжение;  $\sigma_r$  – радиальное напряжение.

Уравнения (6) применимы к открытым скважинам. Для обсаженной скважины эти уравнения справедливы в диапазоне от  $R_c$  (внешний радиус цементной крепи) до  $R_k$  (радиус подводящего контура). В этом случае роль забойного давления  $p_w$  в скважине играет давление на контакте «цемент – порода»  $p_c$  (см. рис. 4).

Напряжения в обсадной колонне и цементной оболочке рассчитываются по формулам Ламе для тонкостенного цилиндра [8]:

$$\begin{aligned} \sigma_{\theta,1} &= \frac{2R_2^2 p_2 - p_1 (R_1^2 + R_2^2)}{R_2^2 - R_1^2}; \\ \sigma_{\theta,2} &= \frac{p_2 (R_1^2 + R_2^2) - 2R_1^2 p_1}{R_2^2 - R_1^2}, \end{aligned} \quad (7)$$

где  $\sigma_{\theta,1}$ ,  $\sigma_{\theta,2}$  – касательные напряжения на внутреннем и внешнем контурах цилиндра;  $R_1$ ,  $R_2$  – внутренний и внешний радиусы цилиндра;  $p_1$ ,  $p_2$  – давление во внутреннем и внешнем контурах.

Давления  $p_1$  и  $p_2$  представляют собой забойное давление  $p_w$  и давления на контактах  $p_w$  и  $p_s$  (давление на контакте обсадной колонны с цементом). Для расчета контактных давлений  $p_s$  и  $r_s$  используется условие непрерывности перемещений в точках контакта. Например, для контакта колонны с цементом условие непрерывности перемещений записывается следующим образом [8]:

$$\begin{aligned} u &= \frac{R_s}{E_s} [(1 - \nu_s^2)\sigma_\theta - \nu_s(1 + \nu_s)p_s] = \\ &= \frac{R_s}{E_c} [(1 - \nu_c^2)\sigma_\theta - \nu_c(1 + \nu_c)p_c], \end{aligned} \quad (8)$$

где  $R_w$ ,  $R_s$ ,  $R_c$  – внутренний, внешний радиусы колонны и номинальный радиус открытого отверстия;  $E_s$ ,  $\nu_s$  – модуль упругости и коэффициент Пуассона обсадной колонны;  $E_c$ ,  $\nu_c$  – модуль упругости и коэффициент Пуассона цементного камня.

В расчетах использовались типовые характеристики колонны, применяемые на нефтяных месторождениях Пермского края. Предполагалось, что скважина направлена вертикально и состоит из эксплуатационной колонны, цементной крепи и участка пород-коллекторов. Высота модели вдоль ствола скважины составила 39 м в соответствии с участками замеренных давлений (см. рис. 3, 4, 5). Геометрические характеристики модели и упругопрочностные свойства колонны представлены в табл. 2.

Свойства материалов

Таблица 3

Геологические и физические свойства смоделированных коллекторов несколько отличались, в частности, глубина залегания и величина пластового давления (табл. 3). В табл. 3 приведены характеристики упругого коллектора, использованные в расчетах.

При построении модели предполагалось, что для цементирования эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта могли быть использованы две рецептуры тампонажных составов плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup> на основе портландцемента тампонажного марки ПЦТ-I-G: модифицированный тампонажный состав с расширяющей добавкой (состав № 3) и без нее (состав № 1). Кроме того, для сравнения был приготовлен бездобавочный тампонажный состав плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup> на основе портландцемента тампонажного марки ПЦТ-I-G (состав № 2).

Для определения физико-механических свойств цементного камня были изготовлены образцы диаметром 30 мм, высотой 60 мм и проведены их испытания на одноосное сжатие в соответствии с ГОСТ [40, 41].

Прочность на одноосное растяжение определялась методом раскалывания цилиндрических образцов по ГОСТ [40]. Изготовленные образцы хранились при комнатной температуре для набора прочности в течение 7 суток. Предел прочности для Бразильского теста рассчитан по ASTM-3967-16 (рис. 6, б).

Упругопрочностные свойства формируемого тампонажного камня были определены в ходе лабораторных экспериментов на основе нормативных документов, их средние значения представлены в табл. 4.

Как видно из данных табл. 4, физико-механические свойства различных составов существенно отличаются, в особенности – предел прочности при сжатии, что должно влиять на возможные области разрушения цементного камня при одинаковых величинах нагрузок.

В качестве граничных условий в модели использовались следующие:

- закрепление перемещений нижней и верхней границы по вертикальной оси;
- на правой границе задавалась величина горизонтальных напряжений с учетом принципа эффективных напряжений;
- на левой границе (внутренняя стенка колонны) прикладывалось распределение давлений в соответствии с зависимостями, приведенными на рис. 3.

Результаты

С использованием построенной конечно-элементной схемы было проведено многовариантное численное моделирование НДС околоскважинной зоны в условиях создания кумулятивной перфорации. Для анализа устойчивости колонны сравнивалось максимальное напряжение с пределом текучести стали (см. табл. 2). При изучении напряжений в цементной крепи применялась линейная зависимость критерия разрушения Кулона – Мора.

Основные результаты расчетов представлены на рис. 7–9. На рис. 7 показаны зоны разрушения в цементном камне, полученные для двух рассматриваемых скважин при использовании трех типов цемента. Из данных рис. 7 следует, что наибольшие зоны разрушения возникают для состава тампонажного материала № 3 (см. рис. 7 в, е) как для скв. С, так и для скв. А. Данный факт является закономерным вследствие того, что состав № 3 имеет

Характеристики продуктивных объектов, используемые в расчетах

Характеристика	Месторождение, пласт	
	Ш-Гожанское, Тл, Бб	Таньшское, Тл
Модуль Юнга, ГПа	30	
Коэффициент Пуассона, доли ед.	0,25	
Коэффициент Био породы, доли ед.	0,85	
Средняя глубина интервала перфорации, м	1640	1600
Пластовое давление, МПа	17	15

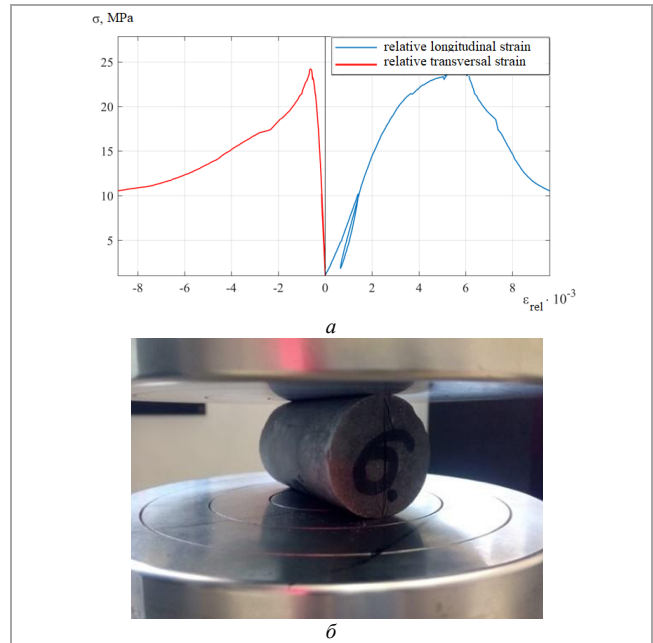


Рис. 6. Определение прочности цементного камня на одноосное сжатие (рецепт 2) (а); Бразильский тест (б)

Таблица 4

Упругопрочностные характеристики тампонажных материалов

Характеристика	Номер состава тампонажного материала		
	1	2	3
Модуль Юнга, ГПа	11,3	8,6	8,8
Коэффициент Пуассона, доли ед.	0,179	0,139	0,143
Предел прочности при сжатии, МПа	31,5	24,4	13,7
Предел прочности при растяжении, МПа	4,08	3,46	3,49
Угол внутреннего трения, °	29,6	28,6	22,3

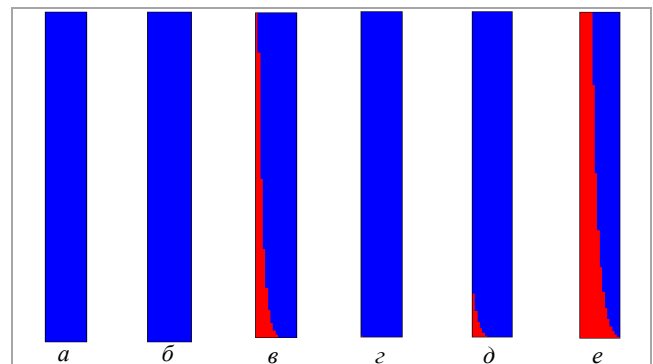


Рис. 7. Распределение областей разрушения цементного камня (красным цветом) при создании перфорации пластов в скважинах С-Моховская (а, б, в) и А-Таньшская (г, д, е) для условий крепления скважины тампонажным материалом с составом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

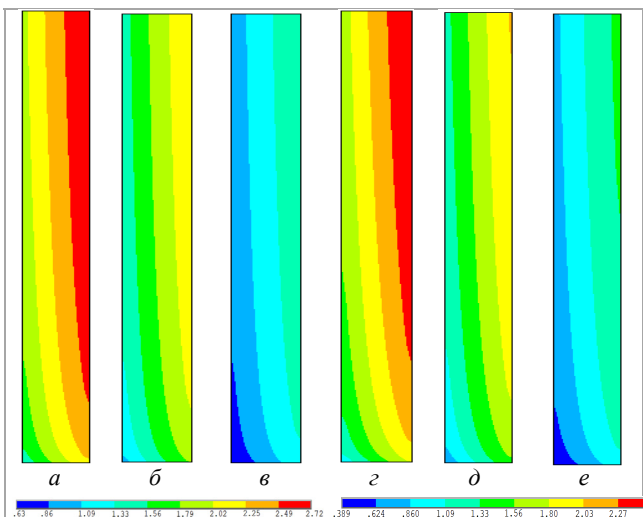


Рис. 8. Распределение коэффициента запаса прочности цементного камня в скважинах № С-Моховская (а, б, в) и № А-Таныпская (г, д, е) для условий крепления скважины тампонажным материалом с составом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

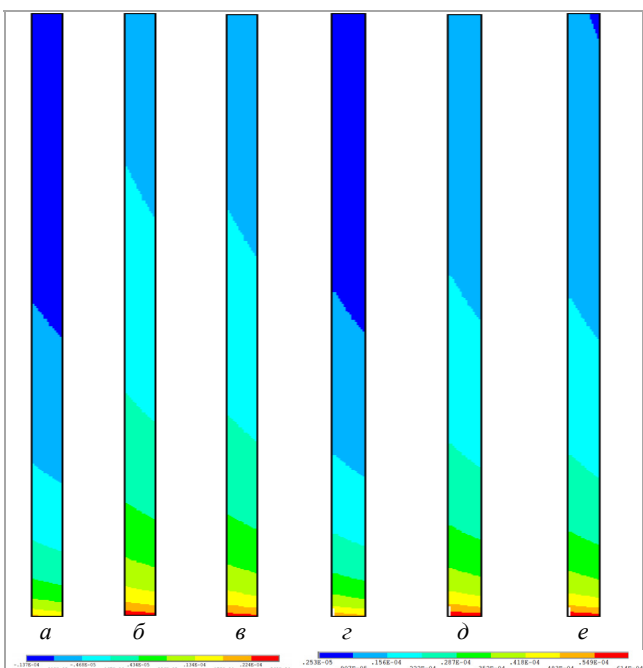


Рис. 9. Распределение радиальных перемещений (м) в эксплуатационной колонне скв. С-Моховская (а, б, в) и А-Таныпская (г, д, е) для условий крепления скважины тампонажным материалом с составом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

наихудшие прочностные свойства. В то же время для скв. А зоны разрушения несколько больше, что связано с наибольшей величиной давления в скважине при создании перфорации. Наибольшую толщину области разрушения имеют на участке максимальных давлений вблизи перфорации. По мере удаления от данного интервала толщина разрушения уменьшается в связи со снижением давления в скважине.

Для тампонажного материала № 1 для таких же условий, как для скв. С, и для скв. А, согласно расчетам, участки разрушенного цементного камня должны отсутствовать, чему способствуют хорошие показатели прочности данного состава цемента (см. рис. 7, а, г). Для состава № 2 области разрушения возникают только в

скв. А, что также связано с более высокой величиной давления пороховых газов (см. рис. 7, д).

Коэффициент сохранности цементного камня был рассчитан по следующему уравнению (9):

$$k = \frac{\sigma_c}{\sigma_e}, \quad (9)$$

где,  $\sigma_c$  – прочность цементного камня на одноосное сжатие, МПа;  $\sigma_e$  – расчетные эффективные напряжения, действующие на цементный камень, МПа.

Для более детального анализа на рис. 8 показано распределение коэффициента запаса прочности цементной крепи. Предполагается, что если коэффициент выше единицы, то материал остается в упругом (неразрушенном) состоянии, в противном случае – цемент разрушается. Результаты, приведенные на рис. 8, в целом подтверждают результаты, показанные на рис. 7.

Из данных рис. 8 следует, что наилучшим коэффициентом запаса прочности обладает цементный состав № 1 и его максимальное значение достигает 2,72 для условий проведения перфорации в скв. С, и 2,51 – для скв. А. Наименьший коэффициент запаса прочности наблюдается для цементного состав 3 и составляет 0,63 для скв. № С и 0,389 – для скв. № А.

В целом результаты расчетов, приведенные на рис. 7, 8, свидетельствуют что высокие давления в скважинах, возникающие при взрыве кумулятивных зарядов способны привести к разрушению цементной крепи. В связи с этим при креплении скважин на рассматриваемых продуктивных объектах тампонажные составы должны подбираться таким образом, чтобы выдержать создаваемые техногенные нагрузки, т.е. обеспечивать запас прочности. Для этого, в частности, рекомендуется использовать цементный состав № 1.

Анализ НДС эксплуатационной колонны показал, что во всех моделируемых случаях величина напряжений не превышает предела текучести, что говорит о ее высокой устойчивости. На рис. 9 приведены расчетные радиальные перемещения для условий проведения перфорации в скв. С и А, а также при использовании трех различных цементных составов. Как видно из данных рис. 9, максимальные смещения не превышают 0,061 мм, что также подтверждает устойчивость колонны в расчетных условиях.

### Обсуждение

Таким образом, в данных исследованиях получены результаты численного конечно-элементного моделирования НДС околоскважинной зоны в условиях создания кумулятивной перфорации и с учетом использования трех рецептур тампонажных растворов, которые позволили сделать следующие основные выводы:

1. В рамках работы разработана численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны, включающая эксплуатационную колонну, цементный камень и участок породы-коллектора. Модель позволяет задавать измеренное неравномерное распределение давления внутри скважины при создании кумулятивной перфорации, а также учитывать различные упругопрочностные свойства цементного камня.

2. Расчеты показали, что при использовании тампонажного материала с составом № 3 возникают обширные зоны разрушения для условий скв. С и скв. А, что связано с низкими прочностными свойствами данного состава цемента. При этом для скв. А данные

области несколько больше за счет большей величины зафиксированного давления в скважине при создании перфорации.

3. Для цементного состава № 1, который обладает лучшими прочностными свойствами, в расчетных вариантах области разрушения не возникают, т.е. на практике при креплении скважин наиболее предпочтительно использовать именно данный состав. Для состава № 2 участки разрушения цемента возникают только для скв. А, что является следствием большей величины давления при создании перфорации в данной скважине.

4. Распределение значений коэффициента запаса прочности подтверждает полученные области разрушения цемента, а также свидетельствует, что наилучшим коэффициентом запаса прочности обладает цементный состав № 1 его максимальное значение достигает 2,72 для условий проведения перфорации в скв. С и 2,51 – для скв. А. Наименьший коэффициент запаса прочности наблюдается для цементного состава № 3 и составляет 0,63 для скв. С и 0,389 – для скв. А, это говорит о том, что цементная крепь скв. А больше подвержена риску разрушения.

5. Анализ НДС колонны показал, что данный элемент конструкции скважины является достаточно устойчивым в моделируемых условиях. Такой результат подтверждается и значениями радиальных смещений в колонне, которые в худшем случае достигают всего 0,061 мм.

6. Разработанные в рамках данной научной работы численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны и методические подходы могут быть использованы в дальнейшем для подбора оптимальных упругопрочностных свойств цементного камня, а также характеристик кумулятивного заряда, используемого для перфорации.

## Заключение

Исследование посвящено решению актуальной и важной проблемы обеспечения сохранности крепи скважин. Современные разработки в области материалов и технологий цементирования обсадных колонн нефтяных и газовых скважин позволяют создать надежную герметичную крепь, однако уже на этапе вторичного вскрытия продуктивных пластов может быть нарушена ее целостность. В связи с этим на скважинах часто встречаются заколонные и межпластовые перетоки, раннее обводнение продукции, что вызывает необходимость в проведении малоэффективных и затратных ремонтных работ.

Для оценки устойчивости элементов крепи (тампонажного камня, обсадных труб) были выполнены замеры величин давлений, возникающих при проведении прострелочно-взрывных работ, и исследования по определению физико-механических свойств горных пород и формируемого тампонажного камня. Эти данные были использованы при разработке численной конечно-элементной модели околоскважинной зоны в интервале перфорации.

По результатам численного конечно-элементного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны рассматриваемого интервала при проведении кумулятивной перфорации определены области разрушения и запас прочности тампонажного камня и величины радиальных перемещений эксплуатационной колонны в интервале перфорации на двух нефтедобывающих скважинах. Изложенные методические подходы могут быть использованы при определении оптимальных рецептур тампонажных растворов для крепления продуктивной части разреза скважины, а также при выборе основных технологических параметров перфорации.

## Библиографический список

1. Изменение контакта цементного камня с металлом обсадных труб при различных механических воздействиях / Д.А. Крылов, Н.А. Марабаев, Е.Н. Таламанов, В.А. Бурхайло, И.А. Серенко // Бурение. – 1981. – № 7. – С. 18–21.
2. Шишин, К.А. Влияние опрессовки и перфорации скважин на качество разобщения пластов / К.А. Шишин, Т.Ф. Рустамбеков, Д.А. Крылов // РНТС сер. «Бурение». – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1977. – Вып. 4. – С. 25–27.
3. Оценка сохранности крепи скважин после проведения кумулятивной перфорации с учетом критерия разрушения цементного камня / С.Е. Чернышов, С.Г. Ашихмин, Ю.А. Кашников, А.Д. Савич, А.В. Мосин, А.С. Чухлов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6. – С. 50–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-50-53
4. Kremieniewski, M. Recipe of Lightweight Slurry with High Early Strength of the Resultant Cement Sheath / M. Kremieniewski // Energies. – 2020. – Vol. 13. – P. 1583. DOI: 10.3390/en13071583
5. Kremieniewski, M. Hybrid Washer Fluid for Primary Cementing / M. Kremieniewski // Energies. – 2021. – Vol. 14. – P. 1295. DOI: 10.3390/en14051295
6. Comparison of Efficient Ways of Mud Cake Removal from Casing Surface with Traditional and New Agents / M. Kremieniewski, R. Wiśniowski, S. Stryczek, P. Lopata // Energies. – 2021. – Vol. 14. – P. 3653. DOI: 10.3390/en14123653
7. Self-Healing Concrete: Concepts, Energy, Saving and Sustainability / B.A.C. Roque, P.P.F. Brasileiro, Y.B. Brandão, A.A. Casazza, A. Converti, M. Benachour, L.A. Sarubbo // Energies. – 2023. – Vol. 16. – P. 1650. DOI: 10.3390/en16041650
8. Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов / С.Г. Ашихмин, С.Е. Чернышов, Ю.А. Кашников, Д.И.М. Макдоналд // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 132–135. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-132-135
9. Laboratory investigation on hydraulic fracture propagation in sandstone-mudstone-shale layers / J.C. He, K.S. Zhang, H.B. Liu, M.R. Tang, X.L. Zheng, G.Q. Zhang // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19. – P. 1664–1673. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.018
10. The role of natural fracture activation in hydraulic fracturing for deep unconventional geo-energy reservoir stimulation / J. Wang, H.P. Xie, S.K. Matthai, J.J. Hu, C.B. Li // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19. – P. 1664–1673. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.01.007
11. Influences of Fracturing Fluid Injection on Mechanical Integrity of Cement Sheath under Four Failure Modes / H. Xu, T. Ma, N. Peng, B. Yang // Energies. – 2018. – Vol. 11. – P. 3534. DOI: 10.3390/en11123534
12. Numerical Investigation of Downhole Perforation Pressure for a Deepwater Well / Q. Deng, H. Zhang, J. Li, X. Hou, B. Zhao // Energies. – 2019. – Vol. 12. – P. 3795. DOI: 10.3390/en12193795
13. Study of Downhole Shock Loads for Ultra-Deep Well Perforation and Optimization Measures / Q. Deng, H. Zhang, J. Li, X. Hou, H. Wang // Energies. – 2019. – Vol. 12. – P. 2743. DOI: 10.3390/en12142743
14. Чернышов, С.Е. Исследование динамики гидратации и разработка составов расширяющих добавок к тампонажным растворам / С.Е. Чернышов, А.А. Куницких, М.В. Вотинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 42–44.
15. Efficiency improvement of abrasive jet perforation / S.E. Chernyshov, S.V. Galkin, N.I. Krisin, M.S. Turbakov, E.P. Riabokon // In Proceedings of the Society of Petroleum Engineers – SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. – Baku, Azerbaijan, 2015. DOI: 10.2118/177375-MS
16. Failure mechanism and influencing factors of cement sheath integrity under alternating pressure / K.H. Deng, N.T. Zhou, Y.H. Lin, Y.X. Wu, J. Chen, C. Shu, P.F. Xie // Petroleum Science. – 2023. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.004
17. THM coupled analysis of cement sheath integrity considering well loading history / X.R. Li, C.W. Gu, Z.C. Ding, Y.C. Feng // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20. – P. 447–459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.09.001
18. Effect of hole on oil well cement and failure mechanism: application for oil and gas wells / Z. Wu, G. Wu, X. Xing, J. Yang, S. Liu, H. Xu, X. Chang // ACS Omega. – 2022. – No. 7. – P. 5972–5981. DOI: 10.1021/acsomega.1c06275
19. Modeling the perforation stress profile for analyzing hydraulic fracture initiation in a cased hole / S.H. Fallahzadeh, S.R. Shadizadeh, P. Pourafshary, M.R. Zare // In Proceedings of the Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Tinapa – Calabar, Nigeria, 2010. DOI: 10.2118/136990-MS
20. Research on the Damage of porosity and permeability due to perforation on sandstone in the compaction zone / S. Xue, X. Zhu, L. Zhang, S. Zhu, G. Ye, X. Fan // CMC. – 2016. – Vol. 51, no. 1. – P. 21–42. DOI: 10.3970/cmc.2016.051.021
21. Perforation optimization of layer-penetration fracturing for commingling gas production in coal measure strata / B. Hou, Z. Cui, J.H. Ding, F.S. Zhang, L. Zhuang, D. Elsworth // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19. – P. 1718–1734. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.014
22. Numerical simulation on the multiple planar fracture propagation with perforation plugging in horizontal wells / M.H. Li, F.J. Zhou, B. Wang, X.D. Hu, D.B. Wang, X.Y. Zhuang, S.B. Han, G.P. Huang // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19. – P. 2253–2267. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.05.004



23. Семенов, Б.А. Нейтрализация фугасного действия ленточных кумулятивных перфораторов типа ПКС-80 / Б.А. Семенов, А.А. Семенов, А.М. Рудкий // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвуз. сб. науч. тр. – Пермь: ПГУ, 1996. – С. 82–85.
24. Mitigating the formation damage by using completion with built-in-casing perforations instead of perforation with explosive charges. Society of Petroleum Engineers / R. Rastegar, M. Munawar, D. Nowowiejski, S. Granberg, Mehush Cathrine, A. Benson // In Proceedings of the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. – Budapest, Hungary, 2015. DOI: 10.2118/174251-MS
25. Савич, А.Д. Вторичное вскрытие продуктивных пластов. Техника и технологии / А.Д. Савич, С.Я. Элькин // НТВ «Каротажник». – 2003. – № 106. – С. 120–134.
26. Совершенствование устройств шелевой гидрокоструйной перфорации в нефтяных скважинах / Н.И. Крысин, Е.П. Рябоконт, М.С. Турбаков, С.Е. Чернышов, А.А. Щербаков // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 129–131.
27. Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов / И.Н. Гайворонский, В.И. Костицын, А.Д. Савич, И.А. Черных, А.В. Шумилов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 62–65.
28. BVT [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.bvt-s.ru/catalog/technological-solution-product/tekhnologiya-perforatsii-na-dinamicheskoy-depressii-dp-deltap/> (дата обращения: 15.12.2023).
29. Парное группирование зарядов в перфораторе. Промперфоратор [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.promperforator.ru/catalog/perforating-guns/149060022> (дата обращения: 01.09.2024).
30. Инструкция по вскрытию пластов стреляющими перфораторами в разведочных обсаженных нефтегазовых скважинах / НПО «Союзпромгеофизика», Всесоюз. н.-и. и проект.-конструкт. ин-т по взрывным методам геофиз. разведки. – Раменское: ВНИПИвзрывгеофизика, 1987. – 22 с.
31. ГОСТ Р 55777–2013. Заряды кумулятивные. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2013. – 18 с.
32. Устойчивость зоны сочленения соосных скважин различного диаметра (на примере месторождения ХМАО) / А.В. Серяков, М.Ю. Подбережный, О.Б. Бочаров, О.Б. Азаматов // Георесурсы. – 2020. – Т. 22(3). – С. 69–78. DOI: 10.18599/grs.2020.3.69-78
33. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, С.В. Варушкин, А.А. Мелехин, С.Н. Кривошеков, Ш. Рен // Записки Горного института. – 2022. – Т. 257, № 5. – С. 732–743. DOI: 10.31897/PMI.2022.51
34. Агзамов, Ф.А. Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магнезиальных агрессивных средах / Ф.А. Агзамов, А.Н. Махмутов, Э.Ф. Токунова // Георесурсы. – 2019. – Т. 21(3). – С. 73–78. DOI: 10.18599/grs.2019.3.73-78
35. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения / А.Д. Черников, Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, А.Г. Сбоев, О.К. Семенова-Чашина, Л.К. Фицнер // Георесурсы. – 2020. – Т. 22(3). – С. 87–96. DOI: 10.18599/grs.2020.3.87-96
36. Попов, С.Н. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины / С.Н. Попов, С.Е. Чернышов, Е.А. Гладких // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 9. – С. 148–157. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3640
37. Popov, S. Experimental and numerical assessment of the influence of bottomhole pressure drawdown on terrigenous reservoir permeability and well productivity / S. Popov, S. Chernyshov, E. Gladkikh // Fluid dynamics and materials processing. – 2023. – Vol. 19, no. 3. – P. 619–634. DOI: 10.32604/fdmp.2022.021936
38. Попов, С.Н. Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния окоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента / С.Н. Попов // SOCAR Proceeding. – 2021. – SI № 2. – С. 8–16. DOI: 10.5510/OGP2021SI200544
39. Попов, С.Н. Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня / С.Н. Попов // SOCAR Proceeding. – 2022. – SI № 2. С. 45–51. DOI: 10.5510/OGP2022SI200726
40. ГОСТ 21153.2–84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии. – М.: Издательство стандартов, 1984. – 18 с.
41. ГОСТ 28985–91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. – М.: Издательство стандартов, 1984. – 17 с.

## References

1. Krylov D.A., Marabaev N.A., Talamanov E.N., Burkhalov V.A., Serenko I.A. Izmenenie kontakta tsementnogo kamnia s metallom obsadnykh trub pri razlichnykh mekhanicheskikh vozdeystviyakh [Changes in the contact of cement stone with the metal of casing pipes under various mechanical influences]. *Burenie*, 1981, no. 7, pp. 18-21.
2. Shishin K.A., Rustambekov T.F., Krylov D.A. Vliianie oressovki i perforatsii skvazhin na kachestvo razobshchenii plastov [The influence of well pressure testing and perforation on the quality of layer separation]. *RNTS "Burenie"*, Moscow: VNIOENG, 1977, iss. 4, pp. 25-27.
3. Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Iu.A., Savich A.D., Mosin A.V., Chukhlov A.S. Otsenka sokhrannosti krepki skvazhin posle provedeniia kumuliativnoi perforatsii s uchetom kriteriia razrusheniia tsementnogo kamnia [Evaluation of the cement sheath safety after shaped charge perforation considering the criterion of cement stone destruction]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 6, pp. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-50-53
4. Kremieniewski M. Recipe of Lightweight Slurry with High Early Strength of the Resultant Cement Sheath. *Energies*, 2020, vol. 13, 1583 p. DOI: 10.3390/en13071583
5. Kremieniewski M. Hybrid Washer Fluid for Primary Cementing. *Energies*, 2021, vol. 14, 1295 p. DOI: 10.3390/en14051295
6. Kremieniewski M., Wiśniowski R., Stryczek S., Lopata P. Comparison of Efficient Ways of Mud Cake Removal from Casing Surface with Traditional and New Agents. *Energies*, 2021, vol. 14, 3653 p. DOI: 10.3390/en14123653
7. B Roque A.C., Brasileiro P.P.F., Brandão Y.B., Casazza A.A., Converti A., Benachour M., Sarubbo L.A. Self-Healing Concrete: Concepts, Energy, Saving and Sustainability. *Energies*, 2023, vol. 16, 1650 p. DOI: 10.3390/en16041650
8. Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Iu.A., Makdonald D.I.M. Vliianie orientatsii i skhemy razmeshcheniia kanalov shchelevoi perforatsii na pronitsaemost' terrigenykh kolektorov v okoloskvazhinnoi zone plastov [A geomechanical analysis of the influence of orientation and placement of jet slots on terrigenous reservoir permeability]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 6, pp. 132-135. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-132-135
9. He J.C., Zhang K.S., Liu H.B., Tang M.R., Zheng X.L., Zhang G.Q. Laboratory investigation on hydraulic fracture propagation in sandstone-mudstone-shale layers. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, pp. 1664-1673. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.018
10. Wang J., Xie H.P., Matthai S.K., Hu J.J., Li C.B. The role of natural fracture activation in hydraulic fracturing for deep unconventional geo-energy reservoir stimulation. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, pp. 1664-1673. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.01.007
11. Xu H., Ma T., Peng N., Yang B. Influences of Fracturing Fluid Injection on Mechanical Integrity of Cement Sheath under Four Failure Modes. *Energies*, 2018, vol. 11, 3534 p. DOI: 10.3390/en11123534
12. Deng Q., Zhang H., Li J., Hou X., Zhao B. Numerical Investigation of Downhole Perforation Pressure for a Deepwater Well. *Energies*, 2019, vol. 12, 3795 p. DOI: 10.3390/en12193795
13. Deng Q., Zhang H., Li J., Hou X., Wang H. Study of Downhole Shock Loads for Ultra-Deep Well Perforation and Optimization Measures. *Energies*, 2019, vol. 12, 2743 p. DOI: 10.3390/en12142743
14. Chernyshov S.E., Kunitskikh A.A., Votinov M.V. Issledovanie dinamiki gidratsatsii i razrabotka sostavov rasshirauiushchikh dobavok k tamponazhnykh rastvoram [Research of hydration dynamics and development of expanding additives to oil-well cement]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 42-44.
15. Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. Efficiency improvement of abrasive jet perforation. *In Proceedings of the Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*, Baku, Azerbaijan, 2015. DOI: 10.2118/177375-MS
16. Deng K.H., Zhou N.T., Lin Y.H., Wu Y.X., Chen J. Shu, C., Xie P.F. Failure mechanism and influencing factors of cement sheath integrity under alternating pressure. *Petroleum Science*, 2023. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.004
17. Li X.R., Gu C.W., Ding Z.C., Feng Y.C. THM coupled analysis of cement sheath integrity considering well loading history. *Petroleum Science*, 2023, vol. 20, pp. 447-459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.09.001
18. Wu Z., Wu G., Xing X., Yang J., Liu S., Xu H., Chang X. Effect of hole on oil well cement and failure mechanism: application for oil and gas wells. *ACS Omega*, 2022, no. 7, pp. 5972-5981. DOI: 10.1021/acsomega.1c06275
19. Fallahzadeh S.H., Shadizadeh S.R., Pourafshary P., Zare M.R. Modeling the perforation stress profile for analyzing hydraulic fracture initiation in a cased hole. *In Proceedings of the Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Tinapa - Calabar, Nigeria, 2010. DOI: 10.2118/136990-MS
20. Xue S., Zhu X., Zhang L., Zhu S., Ye G., Fan X. Research on the Damage of porosity and permeability due to perforation on sandstone in the compaction zone. *CMC*, 2016, vol. 51, no. 1, pp. 21-42. DOI: 10.3970/cmc.2016.051.021
21. Hou B., Cui Z., Ding J.H., Zhang F.S., Zhuang L., Elsworth D. Perforation optimization of layer-penetration fracturing for commingling gas production in coal measure strata. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, pp. 1718-1734. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.014
22. Li M.H., Zhou F.J., Wang B., Hu X.D., Wang D.B., Zhuang X.Y., Han S.B., Huang G.P. Numerical simulation on the multiple planar fracture propagation with perforation plugging in horizontal wells. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, pp. 2253-2267. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.05.004
23. Semenov B.A., Sementsov A.A., Rutsikii A.M. Neitralizatsiia fugasnogo deistviia lentochnykh kumuliativnykh perforatorov tipa PKS-80 [Neutralization of the high explosive action of belt cumulative perforators of the PKS-80 type]. *Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdenii nefi i gaza. Mezhdvuzovskii sbornik nauchnykh trudov*. Perm: Permskii gosudarstvennyi universitet, 1996, pp. 82-85.
24. Rastegar R., Munawar M., Nowowiejski D., Granberg S., Cathrine Mehush, Benson A. Mitigating formation damage by using completion with built-in-casing perforations instead of perforation with explosive charges. Society of Petroleum Engineers. *In Proceedings of the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. Budapest, Hungary, 2015. DOI: 10.2118/174251-MS
25. Savich A.D., El'kind S.Ia. Vtorichnoe vskrytie produktivnykh plastov. Tekhnika i tekhnologii [Secondary opening of productive layers. Equipment and technologies]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik "Karotazhnik"*, 2003, no. 106, pp. 120-134.
26. Krysin N.I., Riabokon' E.P., Turbakov M.S., Chernyshov S.E., Shcherbakov A.A. Sovshenshtvovanie ustroystv shchelevoi gidropeskostruinoi perforatsii v neftiannykh skvazhinakh [Improvement of devices of abrasive jet perforation in oil wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 8, pp. 129-131.

27. Gaivoronskii I.N., Kostitsyn V.I., Savich A.D., Chernykh I.A., Shumilov A.V. Povyshenie effektivnosti vtorichnogo vskrytiia produktivnykh plastov [Ways of improvement of reservoir completion efficiency]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 10, pp. 62-65.
28. BVT, available at: <https://www.bvt-s.ru/catalog/technological-solution-product/tekhnologiya-perforatsii-na-dinamicheskoy-depressii-dp-deltap/> (accessed 15 December 2023).
29. Parnoe gruppирование zariadov v perforatore. Promperforator [Paired grouping of charges in a perforator. Promperforator], available at: <http://www.promperforator.ru/catalog/perforating-guns/149060022> (accessed 01 September 2024).
30. Instruksiiia po vskrytiiu plastov streliaiuschimi perforatorami v razvedochnykh obszhennykh neftegazovykh skvazhinakh [Instructions for opening formations with shooting perforators in exploratory cased oil and gas wells]. Nauchno-proizvodstvennoe ob'edinenie "Soiuzpromgeofizika", Vsesoiuznyi nauchno-issledovatel'skii i proektno-konstruktorskii institut po vzyryvnykh metodam geofizicheskoi razvedki. Ramenskoe: VNIPIvzryvgeofizika, 1987, 22 p.
31. GOST R 55777-2013. Zariady kumuliativnye. Tekhnicheskie uslovia [GOST R 55777-2013. Cumulative charges. Technical conditions]. Moscow: Standartinform, 2013, 18 p.
32. Seriakov A.V., Podberezhnyi M.Iu., Bocharov O.B., Azamatov O.B. Ustoichivost' zony sochleneniia soosnykh skvazhin razlichnogo diametra (na primere mestorozhdeniia KhMAO) [Junction zone stability in coaxial wells of different diameters (on the example of the Khanty-Mansi Autonomous District oil field)]. *Georesursy*, 2020, vol. 22 (3), pp. 69-78. DOI: 10.18599/grs.2020.3.69-78
33. Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshchekov S.N., Ren Sh. Nauchnoe obosnovanie metodov vtorichnogo vskrytiia famenskikh otlozhenii iugo-vostoka Permskogo kraia na osnovanii geomekhanicheskogo modelirovaniia [Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the Southeast of the Perm region based on geomechanical modelling]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2022, vol. 257, no. 5, pp. 732-743. DOI: 10.31897/PMI.2022.51
34. Agzamov F.A., Makhmutov A.N., Tokunova E.F. Issledovanie korrozionnoi stoikosti tamponazhnogo kamnia v magnezial'nykh agressivnykh sredakh [Study of corrosion stability of a cement stone in magnesia aggressive environment]. *Georesursy*, 2019, 21(3), pp. 73-78. DOI: 10.18599/grs.2019.3.73-78
35. Chernikov A.D., Eremin N.A., Stoliarov V.E., Sboev A.G., Semenova-Chashchina O.K., Fitsner L.K. Primenenie metodov iskusstvennogo intellekta dlia vyavleniia i prognozirovaniia oslozhnenii pri stroitel'stve neftiannykh i gazovykh skvazhin: problemy i osnovnye napravleniia resheniia [Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions]. *Georesursy*, 2020, vol. 22 (3), pp. 87-96. DOI: 10.18599/grs.2020.3.87-96
36. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. Vliianie deformatsii terrigennoho kollektora v protsesse snizheniia zaboinogo i plastovogo davleniia na izmenenie pronitsaemosti i produktivnosti skvazhiny [Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 148-157. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3640
37. Popov S., Chernyshov S., Gladkikh E. Experimental and numerical assessment of the influence of bottomhole pressure drawdown on terrigenous reservoir permeability and well productivity. *Fluid dynamics and materials processing*, 2023, vol. 19, no. 3, pp. 619-634. DOI: 10.32604/fdmp.2022.021936
38. Popov S.N. Opredelenie koefitsienta zapasa prochnosti tsementnogo kamnia na osnove chislennogo modelirovaniia napriazhenno-deformirovannogo sostoiianiia okoloskvazhinnoi zony s uchedom izmeneniia uprugoprochnostnykh svoistv tsementa v protsesse ego tverdeniia i pod vozdeistviem kislotnogo reagenta [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]. *SOCAR Proceeding*, 2021, SI no. 2, pp. 8-16. DOI: 10.5510/OGP2021SI200544
39. Popov S.N. Geomekhanicheskoe modelirovanie i analiz ustoiichivosti ekspluatatsionnoi kolonny v usloviakh chastichnogo otsutstviia tsementnogo kamnia [Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of cement stone partial absence]. *SOCAR Proceeding*, 2022, SI no. 2, pp. 45-51. DOI: 10.5510/OGP2022SI200726
40. GOST 21153.2-84. Porody gornye. Metody opredeleniia predela prochnosti pri odnoosnom szhatii [GOST 21153.2-84. Rocks. Methods for Determining the Ultimate Strength under Uniaxial Compression]. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1984, 18 p.
41. GOST 28985-91. Porody gornye. Metod opredeleniia deformatsionnykh kharakteristik pri odnoosnom szhatii [GOST 28985-91. Rocks. Method for Determining Deformation Characteristics under Uniaxial Compression]. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1984, 17 p.

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.