

Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования

С.Е. Чернышов^{1*}, С.Н. Попов², А.Д. Савич³, В.В. Дерендяев¹

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

Выполнен анализ устойчивости крепи для двух нефтедобывающих скважин при вторичном вскрытии продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации. При проведении исследований использованы данные прямых замеров 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 ANSYS. Для определения поля напряжений строилась осесимметричная конечно-элементная схема, высота модели вдоль ствола скважины составила 39 м. При моделировании учитывалось, что геолого-физические свойства моделируемых пластов зависят от глубины залегания и пластового давления. Упруго-прочностные 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. Разработанные 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.

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

Для цитирования: Чернышов С.Е., Попов С.Н., Савич А.Д., Дерендяев В.В. (2023). Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования. *Георесурсы*, 25(2), с. 245–253. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.18>

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 (Крылов и др., 1981; Шишин и др., 1977; Чернышов и др., 2021). Зачастую, успешное внедрение новых тампонажных материалов и других технологических жидкостей позволяет увеличить долю сплошного типа контакта тампонажного камня с сопредельными средами. Однако в дальнейшем при проведении различных технологических операций на скважине не обеспечивается сохранность цементного кольца за обсадными трубами. Высокие нагрузки на крепь скважин при вторичном вскрытии пластов кумулятивными перфораторами, при гидроразрыве продуктивных пластов, при кислотных обработках, разбуривании технологической оснастки и др., приводят к разрушению хрупкого цементного

камня и создают условия для возникновения заколонных перетоков (Ашихмин и др., 2018; Чернышов и др., 2021). Поэтому для предупреждения раннего обводнения продукции скважин и 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 (Чернышов и др., 2015; Chernyshov et al., 2015; Ашихмин и др., 2018).

В большинстве случаев максимальные избыточные давления на крепь скважины возникают при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации (Семенов и др., 1996; Rastegar et al., 2015; Савич, Элькинд, 2003; Чернышов и др., 2021). 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 упруго-прочностных характеристик тампонажного материала, а также замера избыточных давлений в скважине. Это позволит не только

* Ответственный автор: Сергей Евгеньевич Чернышов
e-mail: nirgnf@bk.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

оценить 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 измеряемым его значением и гидростатическим давлением, создаваемым столбом жидкости в скважине:

$$P_{\text{изб}} = P_{\text{макс}} - P_{\text{гидр}},$$

где $P_{\text{изб}}$, $P_{\text{макс}}$ и $P_{\text{гидр}}$ – избыточное, максимальное и гидростатическое давление соответственно. При этом на обсадную колонну со стороны скважины действуют именно максимальные измеряемые давления.

Совместно с разработкой и применением тампонажных составов с оптимальными упруго-прочностными свойствами, обеспечивающими сохранность цементного камня при выполнении прострелочно-взрывных работ, следует применять специальное оборудование и технологии, позволяющие снизить избыточные давления (Крысин и др., 2016; Гайворонский и др., 2016; Chernyshov et al., 2015). К такому оборудованию следует отнести современные аналоги компенсаторов давления. Это имплозионные устройства (камеры) механического типа, которые наряду со снижением избыточных давлений позволяют создавать динамическую депрессию с целью очистки перфорационных каналов, что считается основным их назначением. Отметим, что при применении имплозионных камер, в которых для их разгерметизации используются технологические заряды, например «Технология ΔP » и PURE, возникает дополнительный рост давления.

Менее затратными способами снижения давлений являются технологии селективной перфорации со снижением плотности перфорации при первом залпе. Реализация такой технологии может происходить за счет временной задержки срабатывания каждого из перфораторов сборки, при этом 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 технологии селективной перфорации является вторичное вскрытие названной части пласта с уменьшенной плотностью зарядов (5–10 отверстий) отдельным спуском перфоратора. Еще более эффективной модификацией является 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 нескольких пар зарядов. По утверждению разработчиков, основанному на полигонных испытаниях, фугасное воздействие внутри перфоратора снижено как минимум на 20%, фугасная нагрузка на крепь скважины – примерно в 2 раза, а также увеличен охват пласта дренированием и зона питания каждого перфорационного канала (Парное группирование..., 2023).

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 (Замахеев, Кончаков, 1987). 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 (депрессию, репрессию), состав перфорационных жидкостей, толщины стенок эксплуатационной колонны, цементного кольца и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Не учитываются 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). 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.

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. По полученным результатам замеров прямой зависимости величины $P_{\text{изб}}$ 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 $P_{\text{изб}}$ на расстоянии 50 м от перфоратора снижаются в 2 раза и более (Савич и др., 2020).

На первом этапе исследований выполнены работы по замерам фактических значений избыточных давлений с помощью прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА) различной модификации при проведении ПВР. Измерения проводились размещаемыми в непосредственной близости от перфоратора автономными приборами и располагаемыми на расстояниях до 100 м от продуктивного интервала крешерными приборами. 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 тремя и четырьмя приборами. В качестве автономных использовались электронные манометры-термометры АМТ-10УМ и АЦМ-8 с шагом дискретизации 0,067 и 0,25 мс соответственно (15000 и 4000 опросов в секунду), пределы приведенной погрешности измерений давления в диапазоне температур от 0 °С до 85 °С составляют $\pm 0,15$ – $0,5\%$ от верхнего предела измерений.

На расстояниях 5 м и более от перфоратора 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 качестве примера в табл. 1 представлены результаты измерений и вычислений максимальных (абсолютные максимальные зарегистрированные значения давлений) и избыточных (расчетные значения давлений без учета гидростатической составляющей с учетом плотности перфорационной жидкости) давлений по скважинам № 1255 и № 1039 Таныпского и № 406 Моховского месторождений (далее в тексте указываются только номера скважин), в которых перфорировались терригенные отложения визейского яруса (C1v) с различными ФЕС. В скв. № 1255 вскрывался коллектор, пористость и глинистость (K_p и $K_{гл}$) которого составили 8 и 17% соответственно. В других скважинах, как видно из таблицы, эти показатели несколько выше. В скважинах № 1255 и № 1039, 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 $P_{изб}$ незначительно и в скв. № 1255 оно составило всего 1,7 МПа по отношению к замеру прибором, расположенным на 50 м ближе к ПВА.

Согласно динамике изменения давлений в скв. № 1039, 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 по сравнению с крешерными кроется в дискретном способе их измерений.

Для примера рассмотрим динамику изменения давлений в скв. № 406 при вторичном вскрытии интервала 1624,0–1626,0 м (рис. 1). Максимальное значение, измеренное автономным прибором АЦМ-8 в 2 м от кабельного наконечника, составляет 39,8 МПа, а значение, зафиксированное АМТ-10УМ на глубине 3 м, – 38,8 МПа. Из рисунка видно, что после инициирования перфоратора в течение времени менее 0,2 мс идет резкое нарастание давления до 34,2 МПа (зарегистрировано 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 соответствует фактическому значению $P_{макс}$, которое находится между двумя соседними точками (отсчетами) с наибольшими значениями параметра, зарегистрированными примерно через 2,3 и 2,4 мс. Отметим также, 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 при регистрации 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

Мест-ие, № скв.	Заряды			Интервал перфорации, м	ФЕС, $K_p/K_{гл}$	Давление, МПа	
	Тип	Масса ВВ, г	Количество перф. отверстий (всего ВВ, г)			$P_{макс}$ (расстояние от ПВА)	$P_{изб}$
Таныпское, 1255	ЗПК Т105Н-ТВ-СП1	33,3	20+20 (1333)	1599,0–1601,0	8/17	54,3 (1 м)	38,8
	ЗПК Т105Н-ТВ-ОП1					33,8 (50 м) 31,6 (100 м)	18,8 17,1
Таныпское, 1039	ЗПК 102АТ-М-03	28,0;	20+20 (1110)	1563,0–1565,0	25/5	50,0 (1 м)	33,7
	ЗПК 102АТ-М-10	27,5				50,3 (5 м) 44,6 (20 м) 31,6 (40 м)	34,0 28,5 15,7
Моховское, 406	ЗПК 102АТ-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) 38,8 (3 м)	22,8 21,8

Табл. 1. Динамика изменения избыточных давлений на удалении от перфоратора до 100 м

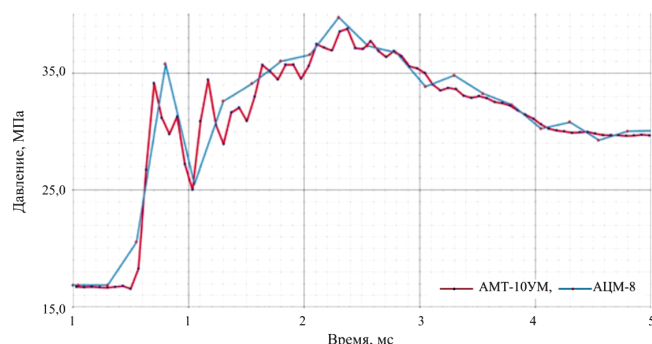


Рис. 1. Динамика изменения давлений, измеренных электронными приборами при перфорации в скважине № 406

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 скважины. Для ее повышения необходимо разрабатывать и применять приборы с более высокой частотой опроса или крешерные приборы.

Основной целью настоящего исследования является оценка сохранности цементного камня и устойчивости эксплуатационной колонны при кумулятивной перфорации с использованием реального распределения давления в скважинах при взрыве кумулятивного заряда на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния (НДС) околоскважинной зоны.

Достижение основной цели исследования возможно решением следующих задач:

- разработка численной конечно-элементной модели околоскважинной зоны, включающей колонну, цементный камень и участок пород вблизи скважины и позволяющей учитывать реальное распределение давления в скважине при кумулятивной перфорации;
- моделирование напряженно-деформированного состояния на примере реального пласта с учетом различных типов тампонажного состава;
- оценка устойчивости эксплуатационной колонны и определение возможных зон разрушения цементного камня для нескольких составов тампонажных материалов;
- определение тампонажного состава, подходящего для рассматриваемых скважинных условий.

Материалы и методы

При моделировании устойчивости цементного камня и эксплуатационной колонны в условиях вскрытия пласта кумулятивной перфорацией использовались реальные результаты замера давлений в скважинах № 406 и № 1255 при проведении данного геолого-технологического мероприятия (ГТМ). Значения давлений аппроксимировались вдоль ствола скважины с помощью степенной зависимости (рис. 2).

Для достоверного прогноза НДС околоскважинной зоны наибольшее распространение получил метод конечных элементов (Серяков и др., 2020; Чернышов и др., 2022). 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,

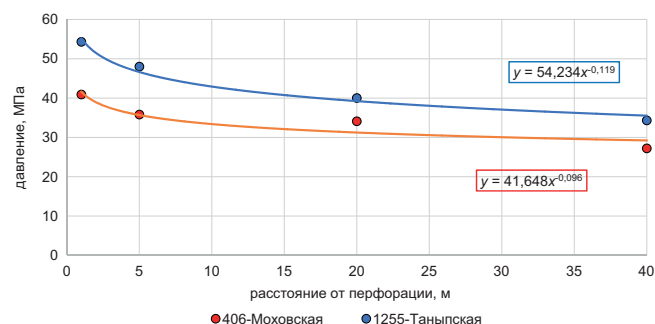


Рис. 2. Распределение измеренного давления в скважинах № 406-Моховская и № 1255-Таныпская при кумулятивной перфорации и его аппроксимация

обрушение стенок скважины, некачественное цементирование и др. (Агзамов и др. 2019; Черников и др. 2020; Попов и др., 2022)

Численные расчеты и анализ НДС околоскважинной зоны проводились с помощью программного комплекса конечно-элементного моделирования ANSYS. Данный программный продукт достаточно хорошо зарекомендовал себя при решении задач нефтегазовой геомеханики (Ашихмин и др., 2018; Popov et al., 2022; Чернышов и др., 2022). Предполагалось, что деформации колонны, цементного камня и породы подчиняются закону линейной упругости Гука. В программном комплексе ANSYS реализованы основные соотношения, описывающие поведение упругого материала, подробно представленные в работах (Попов, 2021; 2022).

Для определения поля напряжений в околоскважинной зоне строилась осесимметричная конечно-элементная расчетная схема, представленная на рис. 3. В расчетах использовались типовые характеристики колонны, применяемой 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

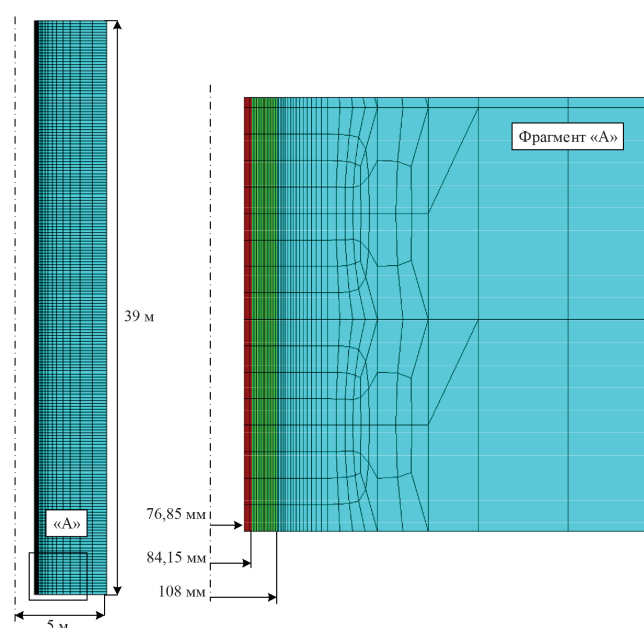


Рис. 3. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны (красный цвет – эксплуатационная колонна, зеленый цвет – цементный камень, голубой цвет – горные породы)

скважины составила 39 м в соответствии с участками замеренных давлений (рис. 2, 3). Геометрические параметры модели и упруго-прочностные свойства колонны представлены в табл. 2.

При моделировании учитывалось, что геолого-физические свойства моделируемых пластов несколько отличались, в частности, глубиной залегания и величиной пластового давления (табл. 3). В табл. 3 также представлены упругие свойства пластов, используемые 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/см³ 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/см³ на основе портландцемента тампонажного марки ПЦТ-I-G (состав № 2).

Упруго-прочностные свойства формируемого тампонажного камня были определены в ходе лабораторных экспериментов на основе нормативных документов (ГОСТ 21153.2-84, ГОСТ 21153.3-85, ГОСТ 28985-91), их средние значения представлены в табл. 4. Как видно из таблицы, физико-механические свойства различных тампонажных 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 модели выбраны следующие:

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

Табл. 2. Геометрические параметры модели и упруго-прочностные свойства колонны

– закрепление перемещений нижней и верхней границ 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. 2.

Результаты

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

Основные результаты расчетов представлены на рис. 4–6. На рис. 4 показаны зоны разрушения в цементном камне, возникшие для двух рассматриваемых скважин при использовании трех рецептур тампонажных составов. Из рис. 4 следует, что наибольшие зоны разрушения образуются при использовании состава тампонажного материала № 3 как для скв. № 406, так и для скв. № 1255 (рис. 4, в, е). Данный факт является закономерным вследствие того, что состав № 3 имеет наихудшие прочностные свойства.

В то же время для скв. № 1255 зоны разрушения несколько больше, что связано с наибольшей величиной давления в скважине при перфорации. Наибольшую толщину области разрушения имеют на участке максимальных давлений вблизи перфорации. По мере удаления от этого интервала толщина разрушения уменьшается в связи с уменьшением давления в скважине.

Для тампонажного материала № 1 в условиях как скв. № 406, так и для скв. № 1255, согласно расчетам, участки разрушенного цементного камня должны отсутствовать, поскольку этот состав тампонажного материала имеет хорошие показатели прочности (рис. 4, а, г). Для состава № 2 области разрушения возникают только в скв. № 1255, что также связано с более высокой величиной давления пороховых газов (рис. 4, д).

Характеристика	Месторождение, пласт	
	Моховское, Тл, Бб	Таныпское, Тл
Модуль Юнга, ГПа	30	
Коэффициент Пуассона, д.е.	0,25	
Коэффициент Био, д.е.	0,85	
Средняя глубина интервала перфорации, м	1640	1600
Пластовое давление, МПа	17	15

Табл. 3. Свойства продуктивных объектов, используемые в расчетах. Продуктивные пласты: Тл – Тульский, Бб – Бобриковский

Характеристика	Номер состава тампонажного материала		
	1	2	3
Модуль Юнга, ГПа	11,3	8,6	8,8
Коэффициент Пуассона, д.е.	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, град.	29,6	28,6	22,3

Табл. 4. Упруго-прочностные свойства тампонажных материалов

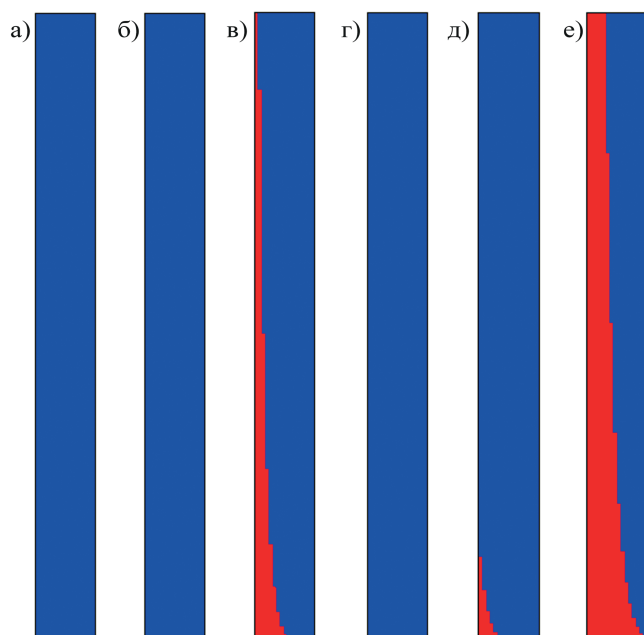


Рис. 4. Распределение областей разрушения цементного камня (красным цветом) при перфорации пластов в скважинах № 406-Моховская (а, б, в) и № 1255-Таныпская (г, д, е) для крепления скважины тампонажным материалом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

Для более детального анализа на рис. 5 показано распределение коэффициента запаса прочности цементной крепи. Предполагается, что если коэффициент выше единицы, то материал остается в упругом (неразрушенном) состоянии, в противном случае цементный камень разрушается. Результаты, приведенные на рис. 5, в целом подтверждают результаты, показанные на рис. 4.

Из рис. 5 следует, что наилучшим коэффициентом запаса прочности обладает состав № 1 и его максимальное значение достигает 2,72 для условий проведения перфорации в скв. № 406 и 2,51 – в скв. № 1255. Наименьший коэффициент запаса прочности наблюдается для состава № 3 и составляет 0,63 и 0,389 для скв. № 406 и скв. № 1255, соответственно.

В целом результаты расчетов, представленные на рис. 4, 5, свидетельствуют о том, 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. чтобы обеспечивать запас прочности. Для этого, в частности, рекомендуется использовать тампонажный состав № 1.

Согласно анализу НДС эксплуатационной колонны, во всех моделируемых случаях величина напряжений не превышает предела текучести, что говорит о ее высокой устойчивости.

На рис. 6 показаны расчетные радиальные перемещения в условиях проведения перфорации в скважинах № 406 и № 1255, а также при использовании трех различных тампонажных составов. Как видно из рисунка, максимальные смещения не превышают 0,061 мм, что также подтверждает устойчивость колонны в расчетных условиях.

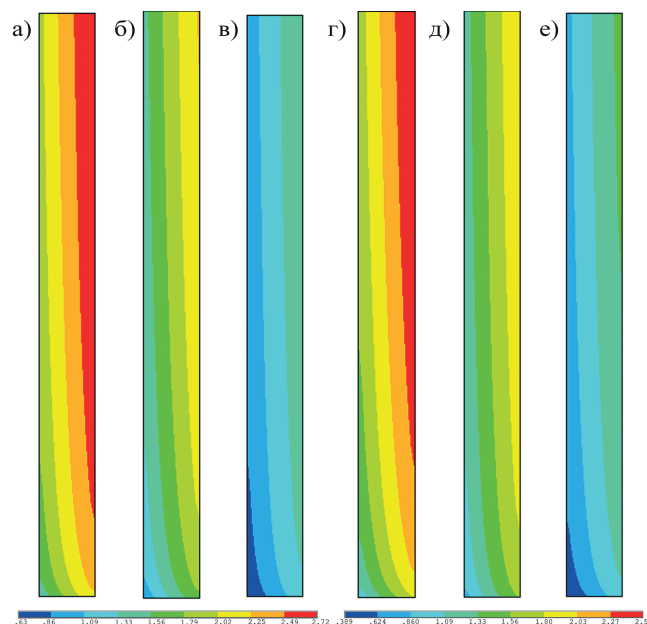


Рис. 5. Распределение коэффициента запаса прочности цементного камня в скважинах № 406-Моховская (а, б, в) и № 1255-Таныпская (г, д, е) при креплении скважины тампонажным материалом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

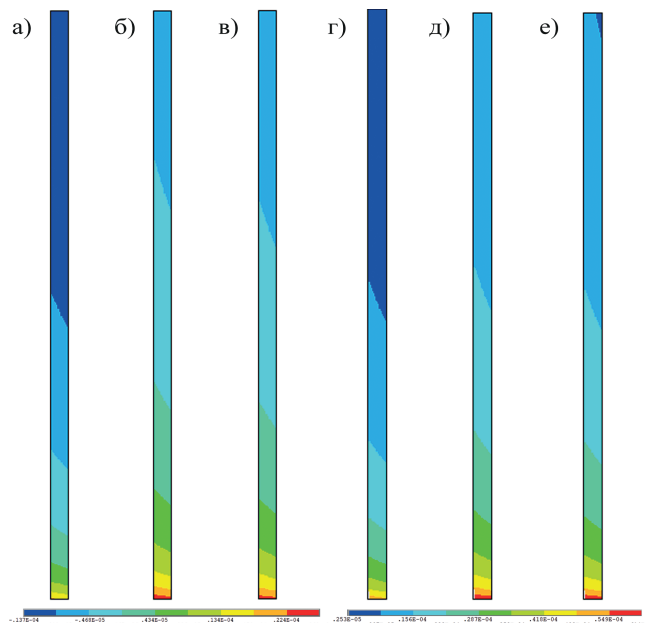


Рис. 6. Распределение радиальных перемещений (в м) в эксплуатационной колонне скважин № 406-Моховская (а, б, в) и № 1255-Таныпская (г, д, е) при креплении скважины тампонажным материалом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

Выводы

На основе результатов численного конечно-элементного моделирования НДС крепи скважины при кумулятивной перфорации с учетом состава трех тампонажных растворов можно сделать следующие выводы.

Разработанная численная конечно-элементная модель крепи скважины, включающая эксплуатационную колонну, цементный камень и участок породы-коллектора, позволяет задавать измеренное неравномерное распределение давления внутри скважины при кумулятивной

перфорации, а также учитывать различные упруго-прочностные свойства цементного камня.

Расчеты показали, что при использовании тампонажного материала с составом № 3 возникают обширные зоны разрушения для условий скв. № 406 и скв. № 1255, что связано с низкими прочностными свойствами данного тампонажного состава. При этом для скв. № 1255 такие области несколько больше за счет большей величины зафиксированного давления в скважине при перфорации.

Для тампонажного состава № 1, который обладает лучшими прочностными свойствами, в расчетных вариантах области разрушения не возникают, т.е. на практике при креплении скважин на рассмотренных месторождениях Пермского края предпочтительно использовать данный тампонажный состав. Для состава № 2 участки разрушения цементного камня возникают только для скв. № 1255, что является следствием большей величины давления при перфорации в данной скважине.

Распределение значений коэффициента запаса прочности подтверждает полученные области разрушения цементного камня, а также говорит о том, что наилучшим коэффициентом запаса прочности обладает цементный состав № 1 и его максимальное значение достигает 2,72 для условий проведения перфорации в скв. № 406, и 2,51 – для скв. № 1255. Наименьший коэффициент запаса прочности наблюдается для тампонажного состава № 3 и составляет 0,63 для скв. № 406 и 0,389 для скв. № 1255. Таким образом, цементная крепь скв. № 1255 больше подвержена риску разрушения.

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.

Заключение

Статья посвящена решению актуальной и важной проблемы по обеспечению сохранности крепи нефтяных скважин. Современные разработки в области материалов и технологий цементирования обсадных колонн нефтяных 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 дорогостоящих ремонтных работ.

Для оценки устойчивости элементов крепи (тампонажного камня, обсадных труб) были выполнены замеры давлений, возникающих при проведении ПВР, 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.

В результате численного конечно-элементного моделирования напряженно-деформированного крепи скважины при проведении кумулятивной перфорации определены области разрушения и запас прочности тампонажного камня, а также величины радиальных перемещений эксплуатационной колонны в интервале перфорации на двух нефтедобывающих скважинах.

Предлагаемые методические подходы могут быть использованы при определении оптимальных рецептов тампонажных растворов для крепления интервала, в котором максимальные избыточные давления могут привести к нарушению герметичности крепи скважины, а также при выборе основных технологических параметров перфорации.

Благодарность/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензентам и редакции за тщательное изучение работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

- Агзамов Ф.А., Махмутов А.Н., Токунова Э.Ф. (2019). Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магниальных агрессивных средах. *Георесурсы*, 21(3), с. 73–78. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.73-78>
- Ашихмин С.Г., Чернышов С.Е., Кашников Ю.А., Макдоналд Д.И.М. (2018). Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 132–135. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135>
- Гайворонский И.Н., Костицын В.И., Савич А.Д., Черных И.А., Шумилов А.В. (2016). Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 62–65.
- Замахаев В.С., Кончаков В.Н. (1987). Инструкция по вскрытию пластов стреляющими перфораторами в разведочных обсаженных нефтегазовых скважинах. МинГео СССР. Утв. 1987. Раменское, 22 с.
- Крылов Д.А., Марабаев Н.А., Таламанов Е.Н., Бурхайло В.А., Серенко И.А. (1981). Изменение контакта цементного камня с металлом обсадных труб при различных механических воздействиях. *Бурение*, (7), с. 18–21.
- Крысин Н.И., Рябokonь Е.П., Турбаков М.С., Чернышов С.Е., Шербаков А.А. (2016). Совершенствование устройств щелевой гидрораскоструйной перфорации в нефтяных скважинах. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 129–131.
- Парное группирование зарядов в перфораторе. *Промперфоратор*. http://www.promperforator.ru/catalog/perforating_guns/149060022
- Попов С.Н. (2021) 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. *SOCAR Proceeding*, спец. вып. 2, с. 8–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544>
- Попов С.Н. (2022) Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня. *SOCAR Proceeding*, спец. вып. 2, с. 34–40. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726>
- Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. (2022). Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 333(9), с. 148–157. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640>
- Савич А.Д., Шумилов А.В., Сальникова О.Л., Зиянгиров Р.М., Черных И.А. (2020). Оценка степени воздействия кумулятивной перфорации на крепь скважин. *НТВ «Каротажник»*, (306), с. 53–71.
- Савич А.Д., Элькинд С.Я. (2003). Вторичное вскрытие продуктивных пластов. *НТВ «Каротажник»*, (106), с. 120–134.
- Семенов Б.А., Семенов А.А., Руцкий А.М. (1996). Нейтрализация фугасного действия ленточных кумулятивных перфораторов типа ПКС-80. *Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвуз. сб. науч. тр.* Пермь: ПГУ, с. 82–85.
- Серяков А.В., Подбережный М.Ю., Бочаров О.Б., Азаматов О.Б. (2020). Устойчивость зоны сочленения соосных скважин различного диаметра (на примере месторождения ХМАО). *Георесурсы*, 22(3), с. 69–78. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.69-78>

Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чашина О.К., Фицнер Л.К. (2020). Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения. *Георесурсы*, 22(3), с. 87–96. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>

Чернышов С.Е., Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Савич А.Д., Мосин А.В., Чухлов А.С. (2021). Оценка сохранности крепи скважин после проведения кумулятивной перфорации с учетом критерия разрушения цементного камня. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 50–53. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53>

Чернышов С.Е., Куницких А.А., Вотинов М.В. (2015). Исследование динамики гидратации и разработка составов расширяющих добавок к тампонажным растворам. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 42–44.

Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В., Мелехин А.А., Кривошеков С.Н., Рен Ш. (2022). Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования. *Записки Горного института*, 257(5), с. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>

Шишин К.А., Рустамбеков Т.Ф., Крылов Д.А. (1977). Влияние опрессовки и перфорации скважин на качество разобщения пластов. *РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение*, М.: ВНИИОЭНГ, (4), с. 29–34.

Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. (2015). Efficiency improvement of abrasive jet perforation. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, CTCE 2015*. <https://doi.org/10.2118/177375-MS>

Rastegar R., Munawar M., Nowowiejski D., Granberg S., Cathrine Mehur, Benson A. (2015). Mitigating formation damage by using completion with built-in-casing perforations instead of perforation with explosive charges. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/174251-MS>

Popov S., Chernyshov S., Gladkikh E. (2023). Experimental and numerical assessment of the influence of bottomhole pressure drawdown on terrigenous reservoir permeability and well productivity. *Fluid Dynamics and Materials Processing*, 19(3), pp. 619–634. <https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021936>

Сведения об авторах

Сергей Евгеньевич Чернышов – доктор техн. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29.

Сергей Николаевич Попов – доктор техн. наук, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики и физико-химии пласта Института проблем нефти и газа Российской академии наук

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Анатолий Данилович Савич – канд. техн. наук, доцент кафедры геофизики, Пермский государственный национальный исследовательский университет.

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Вадим Валерьевич Дерендяев – аспирант, младший научный сотрудник кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29

Статья поступила в редакцию 10.04.2023;

Принята к публикации 06.06.2023;

Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling

S.E. Chernyshov^{1*}, S.N. Popov², A.D. Savich³, V.V. Derendyaev¹

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

²Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy Sciences, Moscow, Russian Federation

³Perm State National Research University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Sergei E. Chernyshov, e-mail: nirgnf@bk.ru

Abstract. Well cement sheath stability analysis for two oil-producing wells in the completion of productive formations by shaped charge perforating was performed. The data of direct measurements of pressures in the borehole at different distances from the cable head of the perforating tool at the moment of detonation, which exceeded 50 MPa, were used in the studies. The pressure values were approximated along the wellbore using a power law. To reliably predict the stress-strain state of the near-wellbore zone of the perforation interval, the ANSYS finite-element modeling software 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. During modeling, it was taken into account that the geological and physical parameters of the simulated reservoirs differed in depth and reservoir pressure value were different. Elastic-strength properties of the cement stone formed were determined during the laboratory experiments for different recipes of cement slurries. According to the results of modeling, the areas of destruction and strength reserve of cement stone, as well as the values of radial displacement of the production casing in the perforation

interval were determined. The developed model of the near-wellbore zone and methodical approaches can be used in future for choosing optimal elastic and strength properties of cement stone, perforation tools and technological parameters of perforating-explosive operations.

Keywords: well completion, productive reservoir, well cement sheath safety, numerical finite-element model, near-wellbore zone, cement stone, wells cement sheath loads, shaped charge perforating

Acknowledgements

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

Recommended citation: Chernyshov S.E., Popov S.N., Savich A.D., Derendyaev V.V. (2023). Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 245–253. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.18>

References

- Agzamov F.A., Makhmutov A.N., Tokunova E.F. (2019). Study of corrosion stability of a cement stone in magnesia aggressive environment. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 73–78. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.73-78>
- Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Yu.A., Macdonald D.I.M. (2018). A geomechanical analysis of the influence of orientation and placement of jet slots on terrigenous reservoir permeability. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 132–135. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135>
- Chernikov A.D., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Sboev A.G., Semenova-Chashchina O.K., Fitzner L.K. (2020). Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 87–96. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>
- Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshekov S.N., Ren S. (2022). Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling. *Journal of Mining Institute*, 257, pp. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>
- Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Yu.A., Savich A.D., Mosin A.V., Chukhlov A.S. (2021). Evaluation of the cement sheath safety after shaped charge perforation considering the criterion of cement stone destruction. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 50–53. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53>
- Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. (2015). Efficiency improvement of abrasive jet perforation. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, CTCE 2015*. <https://doi.org/10.2118/177375-MS>
- Chernyshov S.E., Kunitskikh A.A., Votinov M.V. (2015). Research of hydration dynamics and development of expanding additives to oil-well cement. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (8), pp. 42–44. (In Russ.)
- Gaivoronskiy I.N., Kostitsyn V.I., Savich A.D., Chernykh I.A., Shumilov A.V. (2016). Ways of improvement of reservoir completion efficiency. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (10), pp. 62–65. (In Russ.)
- Krylov D.A., Marabaev N.A., Talamonov E.N., Burkhailo V.A., Serenko I.A. (1981). Changes in the contact between cement stone and casing metal under different mechanical influences. *Burenie*, 7, pp. 18–21. (In Russ.)
- Krysin N.I., Ryabokon E.P., Turbakov M.S., Chernyshov S.E., Shcherbakov A.A. (2016). Improvement of devices of abrasive jet perforation in oil wells. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (8), pp. 129–131. (In Russ.)
- Pairwise grouping of charges in a perforator. «Promperforator». (In Russ.) http://www.promperforator.ru/catalog/perforating_guns/149060022
- Popov S., Chernyshov S., Gladkikh E. (2023). Experimental and numerical assessment of the influence of bottomhole pressure drawdown on terrigenous reservoir permeability and well productivity. *Fluid Dynamics and Materials Processing*, 19(3), pp. 619–634. <https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021936>
- Popov S.N. (2021). 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*, S2, pp. 8–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544>
- Popov S.N. (2022). Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of cement stone partial absence. *SOCAR Proceeding*, S2, pp. 45–51. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726>
- Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. (2022). Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 333(9), pp. 148–157. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640>
- Rastegar R., Munawar M., Nowowiejski D., Granberg S., Cathrine Mehus, Benson A. (2015). Mitigating formation damage by using completion with built-in-casing perforations instead of perforation with explosive charges. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/174251-MS>
- Savich A.D., Elkind S.Y. (2003). Completion of productive reservoirs. Technique and Technology. *Karotazhnik*, 106, pp. 120–134. (In Russ.)
- Savich A.D., Shumilov A.V., Salnikova O.L., Ziyangirov R.M., Chernykh I.A. (2020). Evaluation of the cumulative perforation effect on the well support. *Karotazhnik*, 306(6), pp. 53–71. (In Russ.)
- Semenov B.A., Sementsov A.A., Rutskiy A.M. (1996). Neutralization of fugitive action of band shaped charge perforators of type PKS-80. *Geophysical methods of prospecting and exploration of oil and gas fields*. Perm: PSU, pp. 82–85.
- Seryakov A.V., Podbereznyy M.Y., Bocharov O.B., Azamatov O.B. (2020). Junction zone stability in coaxial wells of different diameters (on the example of the Khanty-Mansi Autonomous District oil field). *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 68–76. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.69-78>
- Shishin K.A., Rustambekov T.F., Krylov D.A. (1977). Influence of pressure testing and well perforation on the quality of reservoir separation. *Burenie*, 4, pp. 29–34. (In Russ.)
- Zamakhayev V.S., Konchakov V.N. (1987). Instruction for completion with gun perforators in exploratory cased oil and gas wells, approved by the Ministry of Geology and Mineral Resources of the USSR. *Funds of VNIPIvzryvnyygeofizika*. (In Russ.)

About the Authors

Sergei E. Chernyshov – Dr. Sci. (Engineering), Associate Professor, Professor of Oil and Gas Technologies Department, Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomolsky ave., Perm, 614990, Russian Federation

Sergey N. Popov – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Chief Researcher of the Laboratory of oil-and-gas mechanics and reservoir physics and chemistry, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy Sciences
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Anatoly D. Savich – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Geophysics, Perm State National Research University
15, Bukireva st., Perm, 614990, Russian Federation

Vadim V. Derendyaev – PhD student, Junior Researcher, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomolsky ave., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 10 April 2023;
Accepted 6 June 2023; Published 30 June 2023