УДК 622.24

Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин

М.В.ДВОЙНИКОВ¹, В.Н.КУЧИН¹✉, М.Ш.МИНЦАЕВ²

¹ Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

² Грозненский государственный нефтяной технический университет им. академика М.Д.Миллионщикова, Грозный, Россия

Как цитировать эту статью: Двойников М.В. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин / М.В.Двойников, В.Н.Кучин, М.Ш.Минцаев // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 57-65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7

Аннотация. В статье приведен краткий обзор осложнений, возникающих при строительстве нефтегазовых скважин в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений. Исследованы технологические свойства растворов, используемых для ликвидации аварийных ситуаций при бурении скважин в интервалах катастрофических поглощений и проявлений пластового флюида. Разработана технология, позволяющая изолировать водопроявление в интервалах избыточного пластового давления, основанная на применении специального устройства, обеспечивающего управление гидродинамического давления в кольцевом пространстве скважины. Проведен эксперимент по определению времени закачивания вязкоупругой системы в зависимости от ее реологии, свойств горной породы и технологических параметров процесса изоляции. Представлена математическая модель, основанная на применении специального устройства, позволяющая определить глубину проникновения вязкоупругой системы для блокирования водоносных горизонтов с целью предотвращения межпластовых перетоков и прорывов вод в добывающие скважины.

Ключевые слова: бурение; изоляция; обводненность; вязкоупругие системы; блокирование; устройство-регулятор давления; гидромеханический пакер; крепление скважин; моделирование

Введение. Бурение нефтегазовых скважин сопровождается большими рисками, связанными с осложнениями, такими как прихваты бурильной и обсадной колонны в открытом стволе, осыпи и обвалы неустойчивых горных пород, поглощения буровых технологических жидкостей и флюидопроявления [1, 12]. Анализ результатов исследований аварийных ситуаций показал, что более 30 % составляют поглощения буровых и тампонажных растворов, а также газонефтеводопроявления (ГНВП) на различных этапах строительства скважины [5-7].

Большинство газовых и газоконденсатных месторождений находятся на поздней стадии разработки и характеризуются пониженными пластовыми давлениями, среди них – Альберта, Денвер, Днепровско-Донецкий, Предаппалачский, Сан-Хуан, Северо-Предкарпатский, Сунляо, Шиву и другие нефтегазоносные бассейны мира, в Российской Федерации – Тимано-Печорская, Лено-Тунгусская, Западно-Сибирская, Волго-Уральская нефтегазоносные провинции [10, 24]. Доработка месторождений обеспечивается бурением дополнительных добывающих и нагнетательных скважин и осуществляется с применением технологий, направленных на снижение рисков поглощений [21-23].

Достаточно широко распространены месторождения нефти и газа, характеризующиеся повышенными и аномально высокими пластовыми давлениями. Среди них можно выделить месторождения на территории Европы (Адриатическо-Ионический, Аквитанский, Венско-Моравский, Рейнский, Паннонский нефтегазоносные бассейны и др., большая часть шельфа Северного моря), Северной Америки (шельф западного и восточного побережья, район дельты Макензи), большинства штатов США (район Мексиканского залива), Южной Америки (шельф западного побережья Колумбии, Перу, Эквадора, шельф восточного побережья Бразилии, Венесуэлы, Гайаны), Африки (Алжир, Марокко, Нигерия, район дельты Нила, Алжиро-Ливийский нефтегазовый бассейн), в западной и северной Австралии, Папуа – Новая Гвинея, на территории Индонезийского архипелага, на о-ве Тайвань, в Японии (о-в Хонсю), на месторождениях Южно-Китайского моря, Персидского залива, практически всех НГБ и провинциях Российской Федерации [2, 17, 25].

Строительство и эксплуатация скважин в таких условиях может сопровождаться повышенной вероятностью пластовых флюидопроявлений, которые могут привести не только к открытому фонтанированию при бурении, но и межпластовым перетокам при эксплуатации. Высоконапорные пласты, помимо нефти и газа, могут содержать рассолы, как слабые, так и высококонцентрированные, что может приводить к проблемам, связанным с коагуляцией бурового раствора, выпадением солей в ствол скважины и уменьшением его проходного сечения, прихватам и обрывам инструмента [1]. Одной из проблем аномально высоких пластовых давлений (АВПД) является уменьшение отношения давления поглощения и гидроразрыва пород к пластовому по сравнению с условиями нормальных и аномально низких пластовых давлений (АНПД), что приводит к уменьшению «рабочего окна», в рамках которого может варьироваться эквивалентная циркуляционная плотность раствора, и увеличению вероятности поглощений буровых технологических и тампонажных растворов [3, 19, 30].

Высокое качество герметизации нефтяных и газовых скважин, снижение межпластовых потоков остается важнейшим условием их эффективного использования как долговременных сооружений [8, 28]. Применяемые при этом герметизирующие устройства должны позволять безаварийно проводить различные работы в скважине и обеспечивать выполнение технических, экологических и экономических требований [4].

Существует множество методов и способов для блокирования водопроявляющих пластов в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ и экспресс-ремонтов по восстановлению герметичности газоводонефтепроявляющих скважин [13-15, 18]. Используемые технологии изоляции пластов с аномальными давлениями при бурении скважин не являются эффективными, так как предусматривают проведение дополнительных спускоподъемных операций [26]. В связи с этим актуальным является разработка технологии, технических средств и составов технологических жидкостей для изоляции пластов с аномальными давлениями без остановки процесса бурения [32]. Научно-технические исследования и разработки в данной области позволят сократить сроки проведения буровых работ в скважине, а также обеспечить ее длительную и безаварийную эксплуатацию.

Методология и обсуждение. Для осуществления процесса бурения в условиях АНПД и АВПД используются облегченные буровые растворы, в том числе пенные системы и гелеобразующие составы (ВУС) [29]. Приготовление трехфазных пен и гелеобразующих составов осуществлялось по методике, описанной Н.И.Слюсаревым [11]. Исследование кинетики разрушения пены проводилось в течение 30 мин с момента ее приготовления.

Принцип измерения пен по методике Института коллоидов и поверхностей Макса Планка [16], который представляет собой определение изменения высоты столба жидкости и пены, заключается в следующем: стакан с трехфазной пеной располагался между источником света и наблюдателем (рис.1), через равные промежутки времени (каждые 300 с) наблюдалось изменение высоты столба жидкости и пены.

Рис.1. Принцип измерения кинетики распада и выделения пенообразующей жидкости

Методика проведения исследований трехфазной пены и гелеобразующего состава схожа, так как обе жидкости являются неньютоновскими и способны менять свой объем в зависимости от условий и природы применения. Разработанный состав трехфазной пены при высоких давлениях и температурах уменьшается в объеме, при этом эффективно справляется с задачей блокирования пластов с аномально низкими пластовыми давлениями и повышенными температурами, но не решает задачи блокирования пластов с водопроявлениями в АВПД.

Плотность и реологические свойства разработанных составов исследовались по ГОСТ 33213-2014 на стандартном лабораторном оборудовании: вискозиметр OFITE HPHT (модель 1100), динамический фильтр-пресс OFITE HPHT Dynamic, вискозиметр 35SA (FANN), весы рычажные в футляре FANN 140 [20, 27]. Все экспериментальные исследования проводились в лаборатории буровых растворов на кафедре бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета.

В качестве исследуемых блокирующих трехфазных пен для АНПД были выбраны девять составов. Варьировались концентрация ПАВ, стабилизирующих и структурообразующих компонентов. В табл.1 представлены компонентные составы исследованных растворов.

Таблица 1

Состав исследованных растворов									
Реагенты	Растворы, %								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Биополимер	2,6	1,5	1,5	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
ПАВ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,06	0,1	0,1	0,08	0,04
Утяжелитель	2,0	2,0	2,0	1,0	3,0	2,0	2,0	2,0	3,5
Регулятор pH	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Бактерицид	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

В ходе проведения исследований не удалось определить условную вязкость составов 1-4, поэтому дальнейшие работы с ними не проводились. Составы растворов стабильные, но не текущие. Высокая условная вязкость этих жидкостей глушения может повлиять на рабочие параметры насоса.

Для составов 5-9 были проведены замеры динамической вязкости при разных скоростях сдвига. Показатели динамической вязкости достаточно близки для всех составов, однако стабильность только 7-го и 9-го составов оказалась допустимой (не более 20 кг/м³), составы 5, 6 и 8 расщлоились и показали достаточно низкие значения стабильности, что недопустимо.

Результаты исследований для определения предельного динамического напряжения сдвига блокирующих трехфазных пен при стандартных условиях и пластовой температуре 90° приведены в табл.2 [31].

Таблица 2

Результаты определения предельного динамического напряжения сдвига блокирующих трехфазных пен

Свойства	Растворы				
	5	6	7	8	9
Пластическая вязкость, мПа·с	12	12	6	11	4
Динамическое напряжение сдвига, Па	18,24	18,24	19,2	12,48	22,08

Для оценки фильтрации рассматриваются 7-й и 9-й составы, так как исследование других составов было нецелесообразно в связи с сравнительно высокими значениями пластической вязкости. Для обеспечения блокирования проницаемого пласта составы должны иметь ненулевую фильтрацию, однако повышенные значения (более 10 см³/30 мин) могут привести к глобальному проникновению в горизонт и повышенному расходу блокирующих составов. Поэтому полученные значения фильтрации составов (табл.3) являются удовлетворительными и могут быть рекомендованы к применению в АНПД.

Таблица 3

Результаты фильтрации составов 7 и 9

Свойства	Составы		
	7	9	
Температура испытания, °С	20	20	90
Фильтрация, см ³ /30 мин	8,8	8	8
Толщина фильтрационной корки, мм	1,6	1,6	1,8

Из табл.3 видно, что фильтрация двух выбранных составов трехфазных пен удовлетворяет требования к блокирующему составу в АНПД, а состав 9 является стабильным при изменении температуры исследования.

Исследования гелеобразующего состава включали определение фильтрации раствора, физико-механических и реологических показателей. Результаты исследований физико-механических и реологических свойств растворов ВУС различных концентраций представлены в табл.4.

Таблица 4

Физико-механические и реологические свойства жидкостей на основе полимерного состава «SPMI-7»

Исследуемые свойства	Основа раствора				
	Техническая вода при $C_{\text{SPMI-7}} = 0,625 \%$	Техническая вода при $C_{\text{SPMI-7}} = 1,25 \%$	Техническая вода при $C_{\text{SPMI-7}} = 2,5 \%$	Техническая вода при $C_{\text{SPMI-7}} = 5,0 \%$	Буровой раствор при $C_{\text{SPMI-7}} = 1,25 \%$
Плотность ρ , кг/м ³	1,0	1,0	0,95	0,97	1,02
Условная вязкость T , с	25	250	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Статическая фильтрация Φ , см ³ /30 мин	> 500	> 500	Возможно водоотделение (~8 мл) 33/30	Возможно водоотделение	Возможно водоотделение
Статическое напряжение сдвига через 10 с и 10 мин покоя, СНС1/10, дПа	2/2	5/5		114/100	39/48
Динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	0	0	20,87	356,44	91,5
Пластическая вязкость $\eta_{\text{пл}}$, мПа·с	31,74	79	113	39,7	58,16
Время образования непо- движной структуры (сроки схватывания), мин	–	–	Моментально	Моментально	–
Растекаемость, см	> 25	> 25	Отсутствует	Отсутствует	11,25
Пластическая прочность P_t , Па	0	0	0	0	0
pH	–	–	–	–	–

При добавлении 2,5-5 % полимера «SPMI-7» в дистиллированную воду смесь сшивается, фильтрация отсутствует. В минерализованной воде полимер «SPMI-7» не переходит в состояние геля и хорошо отфильтровывается. Для прокачки раствора предельно допустимая концентрация полимера «SPMI-7» в растворах составляет 1,25 %. Начало процесса сшивки полимера начинается при концентрации 0,625, что позволит блокировать водопроявляющие горизонты.

Техническое решение. Для осуществления технологии изоляции пластов без остановки бурения предлагается использование разработанной композиции ВУС – технологическая жидкость с добавлением полимерного состава «SPMI-7» и скважинного гидравлического пакера [9].

Принцип работы гидравлического пакера основан на уменьшении (увеличении) кольцевого зазора путем создания давления в затрубном пространстве.

Устройство работает следующим образом. Под действием гидравлического давления раствора через переводник 1 на сопло 2 производится движение поршня 4 со скольжением уплотнительного кольца 3 вдоль корпуса 6 с одновременным сжатием пружины 5, приводящим к движению плашек 7 и расширению манжеты 8 до упора поршня 4 в нижней точке с корпусом 6 (рис.2).

Разработанная композиция ВУС совместно с устройством – регулятором давления позволяет осуществлять изоляцию пластов с АВПД без остановки процесса бурения, а также проведение ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационном фонде скважин.

Моделирование процесса изоляции водопроявляющих пластов. Для верификации полученных экспериментальных исследований по определению изоляции водопроявляющих горизонтов проведено математическое моделирование (вычислительный эксперимент), позволяющее применить закон Дарси вместе с уравнениями непрерывности, состояния порового флюида и объемной силы [31].

В математической модели процесса закачки любой жидкости должны учитываться геометрические условия поверхности, включая характеристики пористой среды, свойства флюидов, а также физические законы поведения флюида в пористой среде. Модель смеси представляет собой макроскопическую двухфазную модель течения, во многом схожую с моделью пузырькового течения.

Рис.2. Устройство регулятора давления

Она отслеживает усредненную концентрацию фазы, или объемную долю, и решает единственное уравнение импульса для скорости смеси. Модель подходит для смесей, состоящих из твердых частиц или капель жидкости, погруженных в жидкость.

Геометрические условия поверхности удобно записывать, задав уравнения связи классических декартовых координат с полярными, где полюс – центр сектора окружности, образованного рассматриваемой половиной трубы (в сечении $X-Y$), потому что тогда все сведется к заданию радиуса.

Моделирование потока жидкости в свободных и пористых средах использует уравнение Навье – Стокса для описания течения в открытых областях и уравнения Бринкмана для описания течения в пористых средах:

$$\operatorname{div}(\rho u) + \frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_p \rho) = Q_m, \quad (1)$$

где ρ – плотность флюида, кг/м^3 ; ϵ_p – пористость матрицы пласта (безразмерное число между 0 и 1); Q_m – объем проходящей жидкости в пласте, $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$.

Закон Дарси утверждает, что поле скоростей определяется градиентом давления, вязкостью жидкости и проницаемостью пористой среды:

$$u = -\frac{k}{\mu} \nabla p, \quad (2)$$

где u – вектор скорости Дарси, м/с ; k – проницаемость пористой среды, м^2 ; μ – динамическая вязкость жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$; ∇ – оператор Гамильтона – символический вектор, заменяющий символ градиента; p – давление жидкости, Па .

Проницаемость k представляет собой сопротивление течению по репрезентативному объему, состоящему из твердых зерен и пор. Поля u и p определяются как в областях свободного течения, так и в пористых областях. Это означает, что давление в порах непрерывно на границе раздела между областью свободного потока и пористой областью. Обеспечивается непрерывность между скоростью жидкости в свободном потоке и скоростью Дарси в пористой области. Непрерывность u и p подразумевает разрыв напряжений на границе раздела между областью свободного течения и пористой областью. Разность соответствует напряжению, поглощаемому жесткой пористой матрицей, что является следствием, неявным в формулировках уравнений Навье – Стокса и Бринкмана.

Применяя теорию однофазного потока, границы раздела потоков жидкости, основанные на уравнениях Навье – Стокса, используем формулу

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \nabla)u = \nabla[-p2l + \tau] + F. \quad (3)$$

Линейный материал объемной силы задается силой F в правой части уравнений Навье – Стокса или Бринкмана в зависимости от того, активен ли узел свойств пористой матрицы для флюида. Его используем для включения эффектов гравитации в модель. При этом стоит отметить теорию граничных условий стенок среды. Условие скольжения предполагает, что на стенке скольжения нет вязких эффектов и, следовательно, пограничный слой не развивается. С точки зрения моделирования это разумное приближение, если важным эффектом стенки является предотвращение выхода жидкости из области. Граничное условие представляет собой комбинацию условия Неймана. Математически это ограничение можно сформулировать следующим образом:

$$un = 0, \quad K - (Kn)n = 0, \quad (4)$$

где n – нормаль-вектор; K – множители Лагранжа.

Термин «отсутствие проникновения» имеет приоритет над неймановской частью условия, и поэтому выражение эквивалентно

$$K = \mu(\nabla u + (\nabla u)^T), \quad (5)$$

показывает, что нет течения через границу и вязкого напряжения в тангенциальном направлении.

Для движущейся стенки с поступательной скоростью u_{tr} , u в уравнениях (4), (5) заменяется относительной скоростью $u_{rel} = u_{tr} - u$.

Для турбулентного течения переменные турбулентности в общем случае подчиняются однородным условиям Неймана. Например, $\nabla kn = 0$,

$$[-p2l + K]n = -p_0n. \quad (6)$$

Формула (6) описывает закон Дарси в пористой среде и используется для моделирования потока жидкости через промежутки в пористой среде. Уравнения (5), (6) могут быть использованы для моделирования низкоскоростных потоков или сред, где проницаемость и пористость очень малы и градиент давления является основной движущей силой, а поток в основном зависит от сопротивления трения внутри пор. Закон Дарси может использоваться для стационарных и зависящих от времени анализов.

При применении линейного материала текучей среды в программировании построения моделей добавляются свойства жидкости и матрицы, граничные условия (отсутствие потока) и начальные значения жидкости.

В пористой среде глобальный перенос импульса сдвиговыми напряжениями в жидкости часто незначителен, стенки пор препятствуют переносу импульса между жидкостью, занимающей различные поры. Общим альтернативным подходом является гомогенизация пористых и текучих сред в единую среду.

Законы (5), (6) – это уравнения непрерывности для ламинарного потока. Модель пористого коллектора тоже описывается уравнением непрерывности.

Визуализация процесса закачки ВУС проводится с помощью пакета COMSOL Multiphysics® (рис.3-5). Используются уравнения связи классических декартовых координат с полярными, где полюс – центр сектора окружности, образованного рассматриваемой половиной трубы.

Был выбран жидкий материал, используемый для ввода свойств жидкости и характеристик ее движения для моделирования потока жидкости через промежутки в пористой среде. Интерфейс использован для моделирования низкоскоростных потоков или сред, где проницаемость и пористость очень малы и градиент давления является основной движущей силой, а поток в основном зависит от сопротивления трения внутри пор.

На рис.3 представлена визуализация поступления пластового флюида в скважину при бурении водопровяляющих горизонтов.

При вскрытии водопроявляющих пластов необходимо их изолировать. Ограничить водопроявление в скважину позволит закачивание разработанной жидкости блокирования (ВУС) с применением гидромеханического пакера (см. рис.2).

На рис.5 график не выходит в ноль, так как пласт временно блокируется нетвердеющей ВУС. Через 2 с после закачки ВУС происходит блокирование проникающих горизонтов.

Последний этап изоляции водонасыщенного интервала осуществляется путем спуска обсадной колонны и последующим цементированием твердеющими тампонажными составами.

Заключение. В результате бурения скважин на нефтегазоносных площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий продуктивный горизонт с дневной поверхностью.

Разработанные пены для создания блокирующего экрана в АНПД стабильны и не разрушаются с углублением забоя скважины, что подтверждают приведенные лабораторные исследования. Стабильность состава трехфазной пены придает молотый карбонат кальция.

Разработанная композиция ВУС совместно с предлагаемым устройством – регулятором давления позволит осуществлять изоляцию пластов с АВПД без остановки процесса бурения, а также проведение ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационном фонде скважин. Согласно результатам исследований для прокачки раствора предельно допустимая концентрация полимера «SPMI-7» в растворах составляет 1,25 %. Начало процесса сшивки полимера начинается при концентрации 0,625 %, что позволит блокировать водопроявляющие горизонты. Применение технологии изоляции с использованием предлагаемого оборудования при постоянной скорости бурения, с изменением эффективной вязкости и одновременным регулированием зазора в кольцевом пространстве позволит обеспечить изоляцию водонасыщенного коллектора.

Закон Дарси вместе с уравнениями непрерывности и состояния порового флюида обеспечивает полную математическую модель, пригодную для различных применений, связанных с потоками в поровых средах, когда градиент давления является основной движущей силой.

Рис.3. Процесс до закачки ВУС

Рис. 4. Конец процесса закачки ВУС и предотвращение выхода жидкости из области стенок скважины

Рис.5. Графическое представление процесса скорости гелеобразования и водоотталкивания в поровой среде

ЛИТЕРАТУРА

1. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э.Конторович, Л.М.Бурштейн, В.А.Казаненков и др. // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2014. № 2(10). С. 1-8.
2. Богдавленский В.И. Чрезвычайные ситуации при освоении ресурсов нефти и газа в Арктике и Мировом океане // Арктика: экология, экономика. 2014. № 4(16). С. 48-59.
3. Горно-геологические условия бурения рапопроявляющих зон с аномально высоким пластовым давлением в природных резервуарах кембрия на Ковыктинском газоконденсатном месторождении / А.Г.Вахромеев, С.А.Сверкунов, А.И.Ильин и др. // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2016. № 2(55). С. 74-78. DOI: 10.21285/0301-108X-2016-55-2-74-87
4. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86
5. Двойников М.В. Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 254-262. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254
6. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» / А.Д.Алексеев, В.В.Жуков, К.В.Стрижнев, С.А.Черевко // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 695-704. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.695
7. Николаев Н.И. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Н.И.Николаев, Е.Л.Леушева // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 194-200. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.194
8. Нуцкова М.В. Профилактика и ликвидация осложнений, возникающих при заканчивании скважин / М.В.Нуцкова, В.Н.Кучин, В.С.Ковальчук // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20. № 1. С. 14-26. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.2
9. Патент № 194454. Скважинный гидромеханический пакер / В.Н.Кучин, М.В.Двойников, А.А.Куншин, Г.В.Буслаев. Оpubл. 11.12.2019. Бюл. № 35.
10. Пути прогноза горно-геологических условий бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении. / А.И.Ильин, А.Г.Вахромеев, С.А.Сверкунов и др. // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2016. № 4(57). С. 48-61. DOI: 10.21285/0130-108X-2016-57-4-48-61
11. Савинов Р.А. Комплексное решение вопросов по предотвращению осложнений при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях / Р.А.Савинов, М.Г.Губайдуллин, И.В.Янгиров // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 3. С. 32-35.
12. Фенин Г.И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 4. С. 1-20.
13. Чабаяев Л.У. Некоторые аспекты ликвидации открытых газовых фонтанов с целью восстановления фонтанирующих скважин / Л.У.Чабаяев, И.А.Куштышев // Нефтепромысловое дело. 2009. № 7. С. 46-47.
14. Яковлев А.А. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / А.А.Яковлев, М.В.Турицына // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. Т. 11. № 4. С. 42-48.
15. A novel approach for evaluation of projects using an interval-valued fuzzy additive ratio assessment (ARAS) method: a case study of oil and gas well drilling projects / J.H.Dahooie, E.K.Zavadskas, M.Abolhasani, A.Vanaki, Z.Turskis // Symmetry. 2018. Vol. 10(2). Iss. 45. DOI: 10.3390/sym10020045
16. Augmented Reality System and Maintenance of Oil Pumps / N.Koteleva, G.Buslaev, V.Valnev, A.Kunshin / International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. 2020. Vol. 33. Iss. 8. P. 1620-1628. DOI: 10.5829/ije.2020.33.08b.20
17. Drillpipe stress distribution and cumulative fatigue analysis in complex well drilling: New approach in fatigue optimization / A.Sikal, J.G.Boulet, S.Menand, H.Sellami // In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA. OpenPetro, 2008. DOI: 10.2118/116029-MS
18. Dvoynikov M.V. Analysis of incident causes while directional and horizontal wells drilling / M.V.Dvoynikov, P.A.Blinov // International Journal of Applied Engineering Research. 2016. Vol. 11(20). P. 10039-10042.
19. Effect of fault stress regime on the mechanical stability of horizontal boreholes / S.S.T.Moradi, M.F.Ghasemi, N.I.Nikolaev, Y.V. Lykov // Conference Proceedings, GeoBaikal, 22-26 August 2016, Irkutsk, Russia. EarthDoc, 2016. Vol. 2016. P. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201601704
20. Gizatullin R.R. Development of detergent for drilling muds while directional drilling // R.R.Gizatullin, M.E.Budovskaya, M.V.Dvoynikov / Advances in raw material industries for sustainable development goals: Proceedings of the XII Russian-German raw materials conference, 27-29 November 2019, St. Petersburg, Russia. CRC Press, 2020. P. 309-313. DOI: 10.1201/9781003164395
21. Heisig G. Lateral drillstring vibrations in extended-reach wells / G.Heisig, M.Neubert // In IADC/SPE drilling conference. Society of Petroleum Engineers, 23-25 February 2000, New Orleans, Louisiana, US. OpenPetro, 2000. DOI: 10.2118/59235-MS
22. In-Depth Water Diversion Using Sodium Silicate on Snorre-Factors Controlling In-Depth Placement / A.Stavland, H.C. Jonsbråten, O.Vikane et al. // SPE European Formation Damage Conference, 7-10 June 2011, Noordwijk, The Netherlands. OnePetro, 2011. 12 p. SPE-143836-MS. DOI: 10.2118/143836-MS
23. Livescu S. A critical review of the coiled tubing friction-reducing technologies in extended-reach wells. Part 1: Lubricants. / S.Livescu, S.Craig // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 157. P. 747-759. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.07.072
24. Livescu S. Fluid-hammer effects on coiled-tubing friction in extended-reach wells / S.Livescu, S.Craig, B.Aitken // SPE Journal. 2017. Vol. 22(01). P. 365-373. DOI: 10.2118/179100-PA
25. Nutskova M.V. Improving the quality of well completion in deposits with abnormally low formation pressure / M.V.Nutskova, K.S.Kupavyh // International Journal of Applied Engineering Research. 2016. Vol. 11. Iss. 11. P. 7298-7300.
26. Nutskova M.V. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows / M.V.Nutskova, M.V.Dvoynikov, V.N.Kuchin // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2017. Vol. 12. Iss. 22. P. 5985-5989.

27. Reader T.W. The Deepwater Horizon explosion: non-technical skills, safety culture, and system complexity / T.W.Reader, P.O'Connor // Journal of Risk Research. 2014. Vol. 17. Iss. 3. P. 405-424. DOI: 10.1080/13669877.2013.815652
28. Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions / S.Kamenskih, N.Ulyasheva, G.Buslaev, A.Voronik, N.Rnuditskiy // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15-17 October 2018, Moscow, Russia. OpenPetro, 2018. DOI: 10.2118/191509-18RPTC-MS
29. Research of oil-based drilling fluids to improve the quality of wells completion / M.V.Nutskova, K.S.Kupavykh, D.A.Sidorov, V.A.Lundaev // IOP Conference Series:Materials Science and Engineering, Quality Management and Reliability of Technical Systems, 20-21 June 2019, St. Petersburg, Russia. IOP. 2019. Vol. 666. P. 1-8. DOI:10.1088/1757-899X/666/1/012065/1/012065
30. SHS of Ti₃SiC₂-Based Materials in the Ti–Si–C System: Impact of Silicon Excess / J.Lis, L.Chlubny, K.Witulska, A.Misztal, O.Czajkowska // International Journal of Self-Propagating High-Temperature Synthesis. 2019. Vol. 28. Iss. 4. P. 262-265. DOI: 10.3103/S1061386219040083
31. Wang H. Technologies in deep and ultra-deep well drilling: present status, challenges and future trend in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020) / H.Wang, Y.Ge, L. Shi // Natural Gas Industry B. 2017. Vol. 4. Iss. 5. P. 319-326. DOI: 10.1016/j.ngib.2017.09.001
32. Zimin R.Y. Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development through the Use of Alternative Energy Sources in the Arctic/ R.Y.Zimin, V.N.Kuchin / 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020, 6-9 October 2020, Vladivostok, Russia. IEEE, 2020. P. 1-5. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271103

Авторы: **М.В.Двойников**, д-р техн. наук, заведующий кафедрой, dvoinik72@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-3798-9938> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), **В.Н.Кучин**, аспирант, cuchin.vya4eslaw2013@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3719-3873> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), **М.Ш.Минцаев**, д-р техн. наук, ректор, rector@gstou.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8388-4862> (Грозненский государственный нефтяной технический университет им. академика М.Д.Миллионщикова, Грозный, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 02.07.2020.

Статья принята к публикации 01.02.2021.