

УДК 622.245
DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315
Шифр специальности ВАК: 2.8.2

Технология глушения газовых скважин на регулируемом давлении

М.В. Двойников¹, Я.Д. Минаев^{1✉}, В.В. Минибаев², Е.Ю. Камбулов¹, М.Е. Ламосов¹

¹ Санкт-Петербургский Горный университет, Россия, г. Санкт-Петербург

² ООО «ХИМПРОМ», Россия, г. Пермь

✉ minaevyakov@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью решения проблемы освоения газовых скважин после многостадийного гидроразрыва пласта, заключающейся в колоссальных поглощениях технологических жидкостей при глушении газовых скважин с высокой искусственной проницаемостью традиционными методами, а также снижении достигнутой продуктивности газовых залежей из-за проникновения жидкости глушения в коллектор. *Цель:* разработка и обоснование способа щадящего глушения газовых и газоконденсатных скважин после многостадийного гидроразрыва пласта и отработки на режиме эксплуатации. *Объекты:* газовые и газоконденсатные скважины после проведения многостадийного гидроразрыва пласта. *Методы:* фильтрационный эксперимент для определения влияния жидкости глушения на проницаемость пласта-коллектора; математическое моделирование щадящего глушения газовой скважины с использованием гибких насосно-компрессорных труб и оборудования для проведения работ на регулируемом давлении; лабораторные исследования механических свойств блокирующей пачки – жидкого пакера. *Результаты.* По данным фильтрационного эксперимента обосновано негативное влияние жидкости глушения на низкопроницаемые газовые пласты; разработана технология щадящего глушения газовых и газоконденсатных скважин с использованием гибких насосно-компрессорных труб и оборудования для проведения операций на регулируемом давлении, представлена технологическая схема размещения и обвязки оборудования при глушении; проведены лабораторные исследования и подобраны технологические параметры для второй блокирующей пачки – жидкого пакера, для дополнительной изоляции газового пласта; построена математическая модель процесса глушения газовых скважин по разработанной технологии, проведен расчет для условий газоконденсатного месторождения Восточной Сибири, представлены результаты моделирования технологических операций, отражающие изменение основных технологических параметров в ходе работ по глушению.

Ключевые слова: Бурение с регулируемым давлением, заканчивание, щадящее глушение, многостадийный гидроразрыв пласта, сохранение фильтрационно-емкостных свойств, параметры глушения, методы увеличения притока

Для цитирования: Технология глушения газовых скважин на регулируемом давлении / М.В. Двойников, Я.Д. Минаев, В.В. Минибаев, Е.Ю. Камбулов, М.Е. Ламосов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 1. – С. 7–18. DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315

UDC 622.245
DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315

Technology for killing gas wells at managed pressure

M.V. Dvoynikov¹, Ya.D. Minaev^{1✉}, V.V. Minibaev², E.Yu. Kambulov¹, M.E. Lamosov¹

¹ Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

² Himprom LLC, Perm, Russian Federation

✉ minaevyakov@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to solve the problem of developing gas wells after multistage hydraulic fracturing. This problem consists in losses of process fluids during killing gas wells with high permeability by traditional methods, and reducing the achieved productivity of gas deposits. *Aim.* To develop and justify a method for gentle killing of gas and gas condensate wells after working out in operation mode. *Objects.* Gas and gas condensate wells after multistage hydraulic fracturing. *Methods.* Fil-

tration experiment to determine the effect of killing fluid on reservoir permeability; mathematical modeling of gentle killing of a gas well using flexible tubing and equipment for work at controlled pressure; laboratory studies of the mechanical properties of the blocking pack – liquid packer. **Results.** According to the results of the filtration experiment, the negative effect of the silencing fluid on low-permeable gas layers is justified. The authors developed the technology of gentle killing of gas and gas condensate wells using flexible tubing and equipment for operations at controlled pressure. Laboratory studies were carried out and technological parameters were selected for the second blocking pack – a liquid packer for additional isolation of a gas reservoir. The authors constructed a mathematical model of killing gas wells using the presented technology; a calculation was carried out for the conditions of a gas condensate field in Eastern Siberia. The paper introduces the results of modeling technological operations reflecting the change in the main technological parameters during well killing.

Keywords: Managed pressure drilling, well completion, gentle well killing, multistage hydraulic fracturing, preservation of filtration-capacitance properties, well killing parameters, methods of increasing inflow

For citation: Dvoynikov M.V., Minaev Ya.D., Minibaev V.V., Kambulov E.Yu., Lamosov M.E. Technology for killing gas wells at managed pressure. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 1, pp. 7–18. DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315

В настоящее время при разработке газовых и газоконденсатных месторождений компании-операторы стали прибегать к проведению многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Причиной является истощение крупных месторождений с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [1, 2]. Для поддержания уровня добычи компании вынуждены осваивать сложные месторождения с низкой проницаемостью коллекторов.

Одним из таких месторождений является газоконденсатное месторождение на юге Восточной Сибири. Продуктивные отложения месторождения относятся к Парфеновскому горизонту Чорской свиты, залегающему в интервале от 3283 до 3323 м. Продуктивные газонасыщенные пласты P_1 и P_2 представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллектор относится к терригенному типу и имеет низкие ФЕС. Среднее значение пористости составляет от 6,2 до 9,7 %, проницаемость не превышает $0,0184 \text{ мкм}^2$. Причиной является высокое содержание алевроитовой фракции (30 % и более), глинистого (10 % и более) и карбонатного (7 % и более) цемента. По классификации Ханина песчаники парфеновского горизонта относятся к V классу коллекторов с признаками IV и реже III классов [3]. Продуктивный пласт характеризуется аномально низким давлением ($k_a = 0,82$) и склонен к поглощению ($k_{гп} = 1,2$).

Конструкция скважин подразумевает вскрытие продуктивного пласта горизонтальным стволом длиной 800 м (рис. 1). Эксплуатация ведется через перфорированный хвостовик диаметром 114 мм, подвеска которого располагается в потайной эксплуатационной колонне. Изоляция пяти портов МГРП обеспечивается пакерами гидромеханического (набухающего) типа.

Для контроля разработки скважины оснащены высокотехнологичным комплектом подземного оборудования (КПО), которое во время отработки на факел подвергается сильному абразивно-

му износу за счёт выноса части проппанта из скважины. В случае освоения скважин на технологических насосных трубах (НКТ) необходимо для установки КПО произвести глушение скважины [4, 5].

Известно, что во время глушения скважин за счёт распределения жидкости глушения по системе полученных трещин происходит снижение продуктивности [6, 7]. Подтверждением названному служат проведённые фильтрационные исследования на натуральных материалах Хамакинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, имеющего сходные коллекторские свойства [8]. Исследования проводились на установке RPS-812 (Coretest Systems), согласно инструкции [9], с соблюдением термобарических условий изучаемого объекта разработки (пластовое давление $P_{пл} = 12,8 \text{ МПа}$, температура $T = 11,4 \text{ }^\circ\text{C}$).

В образцы керна, предварительно насыщенные керосином, обратной закачкой в течение часа закачивают водный раствор KCl плотностью $1,02 \text{ г/см}^3$ в разном объёме: 0,26; 0,41 и 2 поровых объёма соответственно. После этого моделируют освоение скважины прямым фильтрованием керосина до установления постоянного градиента давления (рис. 2).

В результате обработки полученных данных установлено, что проницаемость по керосину для 0,26 поровых объёмов составила 12,33 мД, для 0,41 порового объёма – 4,79 мД, для 2 поровых объёмов – 3,43 мД (табл. 1). Проницаемость же до прокачки жидкости глушения составляет 38,25 мД.

Как видно из полученных результатов, объём попавшей в керн жидкости глушения прямо влияет на его фильтрационные свойства: снижение проницаемости в зависимости от количества жидкости составляет от 67,7 до 91 %.

Сохранение ФЕС коллектора может быть обеспечено щадящим глушением с использованием блокирующих составов для изоляции продуктивного пласта на время смены КПО.

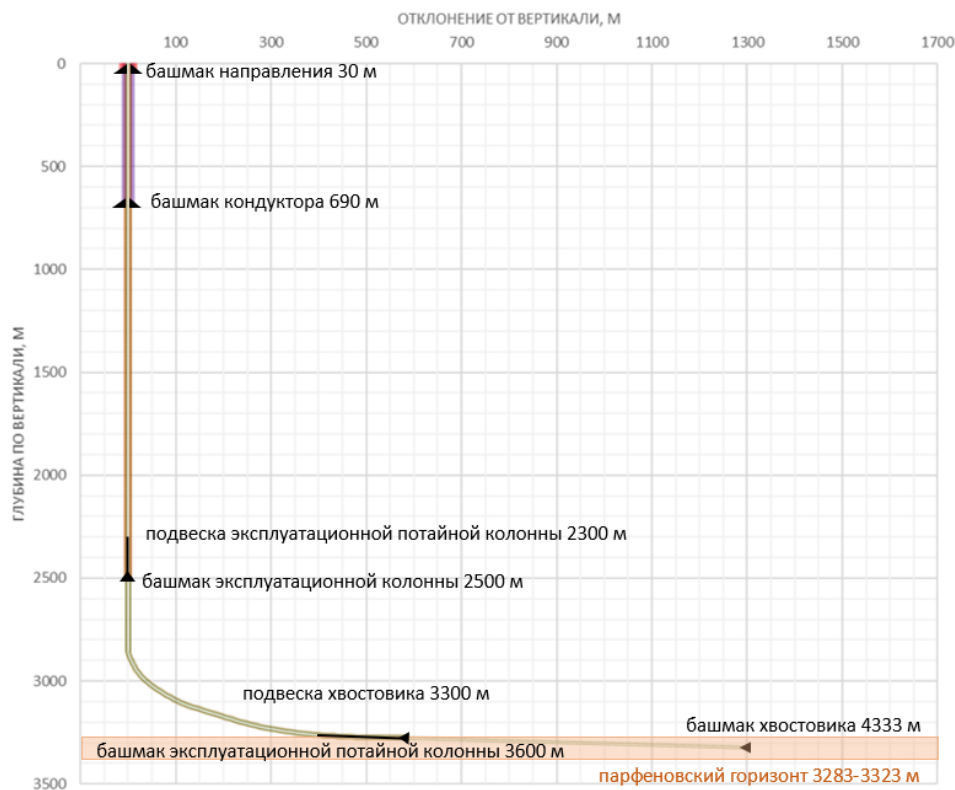


Рис. 1. Типовые профиль и конструкция скважины [составлено авторами]

Fig. 1. Well profile and design [compiled by the authors]

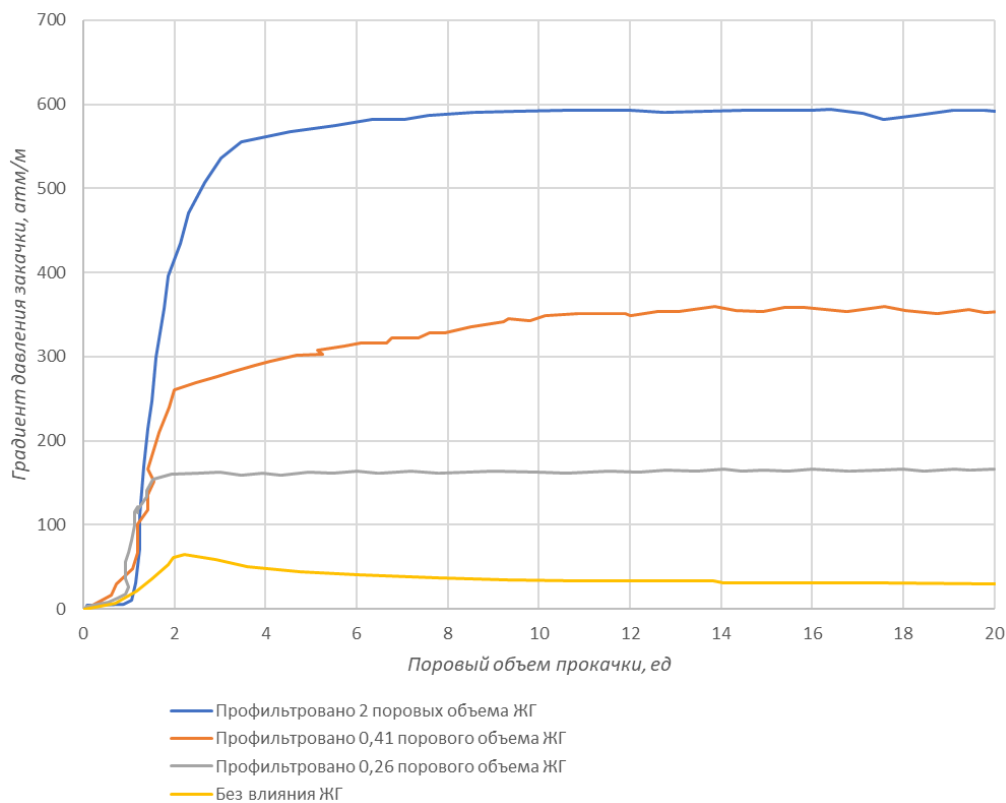


Рис. 2. Графики зависимости градиентов давлений фильтрации от прокачиваемого объема керосина [составлено авторами]

Fig. 2. Graphs of dependence of filtration pressure gradients on the pumped kerosene volume [compiled by the authors]

Таблица 1. Результаты проведенных фильтрационных экспериментов
Table 1. Results of filtration experiments

Параметр Parameter	Единица измерения Unit of measurement	Профильтровано ЖГ (поровых объемов) Filtered by KF (pore volumes)			
		–	0,26	0,41	2
Градиент давления закачки по керосину Kerosene injection pressure gradient	атм/м atm/m	52,95	162,89	359,74	590,02
Подвижность по керосину Kerosene mobility	мД/(мПа·с) mD/(MPa·s)	22,11	7,12	3,17	1,98
Проницаемость по керосину Kerosene permeability	мД mD	38,25	12,33	4,79	3,43
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки жидкости глушения Maximum pressure gradient of kerosene filtration after injection of killing fluid	атм/м atm/m	–	167,32	370,99	601,44
$\bar{k}_{6p}$	%	–	-67,7	-87,47	-91

KF – killing fluid.

При этом установка блок-пачки в горизонтальном стволе длиной 800 м, разделенном на неоднородные по проницаемости зоны (порты), прямой закачкой при закрытом устье несёт риски неравномерного распределения состава и поглощения в более проницаемую зону.

Для решения данной проблемы предлагается разработанная технология глушения газовых скважин на регулируемом давлении. Регулирование забойного давления производится с целью недопущения как поглощения технологических жидкостей вследствие репрессии на пласт [10, 11], так и проявления при недостаточном гидростатическом давлении и прорывах газа. Для успешного проведения глушения необходимо динамическое поддержание равновесия в системе скважина–пласт [12, 13].

Первоначальное достижение равновесного состояния обеспечивают за счёт самозадавливания работающей газовой скважины. Для этого в скважину до уровня подвески хвостовика спускают гибкую насосно-компрессорную трубу (ГНКТ). Закачивают жидкость глушения при открытом затрубе до достижения устьевого давления, позволяющего компенсировать увеличение давления при спуске инструмента в горизонтальный ствол и продавку блокирующей пачки.

Для работ по представленной технологии используют комплекс наземного и забойного оборудования, который включает (рис. 3): колтюбинговую установку – 2 для селективной закачки жидкости глушения и установки блокирующей пачки в продуктивный горизонт одновременно с подъемом ГНКТ [14]; кабельный канал связи внутри труб – 12 для передачи данных с забоя, устьевой датчик давления в составе блока дросселирования – 7 для контроля процесса глушения; кориолисовый расходомер – 9 для определения характеристик двухфазного потока; дроссель – 8 для регулирования противодавления на пласт.

Закачку жидкости глушения до установления равновесия и дальнейшую установку блокирующей пачки осуществляют следующим образом: спускают заполненную жидкостью глушения ГНКТ [15] до интервала подвески хвостовика, затем замеряют устьевое и забойное давления. По полученным данным верифицируется математическая модель процесса, при необходимости в программу глушения вносят корректировки.

Далее закачивают жидкость глушения с контролем расхода и забойного давления и постепенным поджатием дросселя. Закачку продолжают до установления равновесия в системе, при этом на дросселе держат запас по давлению для доведения до забоя блокирующей пачки и компенсации поршневых эффектов при спускоподъемных операциях (СПО).

После этого ГНКТ спускают в горизонтальный участок ствола. Одновременно подают блокирующий состав. После достижения инструментом забоя блокирующий состав устанавливают в продуктивном горизонтальном участке скважины. Вместе с этим осуществляют постепенный подъем ГНКТ. Скорость СПО выбирается таким образом, чтобы блокирующий состав равномерно заполнял пространство внутри хвостовика и за ним.

По завершении закачки блокирующего состава ГНКТ поднимают до уровня подвески хвостовика. Устанавливают разделительную вязкую пачку – «жидкий пакер», необходимую для повышения газоудерживающей способности блокирующей композиции и обеспечения надёжности изоляции газового пласта.

Далее закачкой жидкости глушения создают противодавление на «жидкий пакер» в размере 1,05 от пластового в соответствии с [16]. Производится технологический отстой и стравливание газовых шапок. Глушение скважины фиксируется замером уровня.

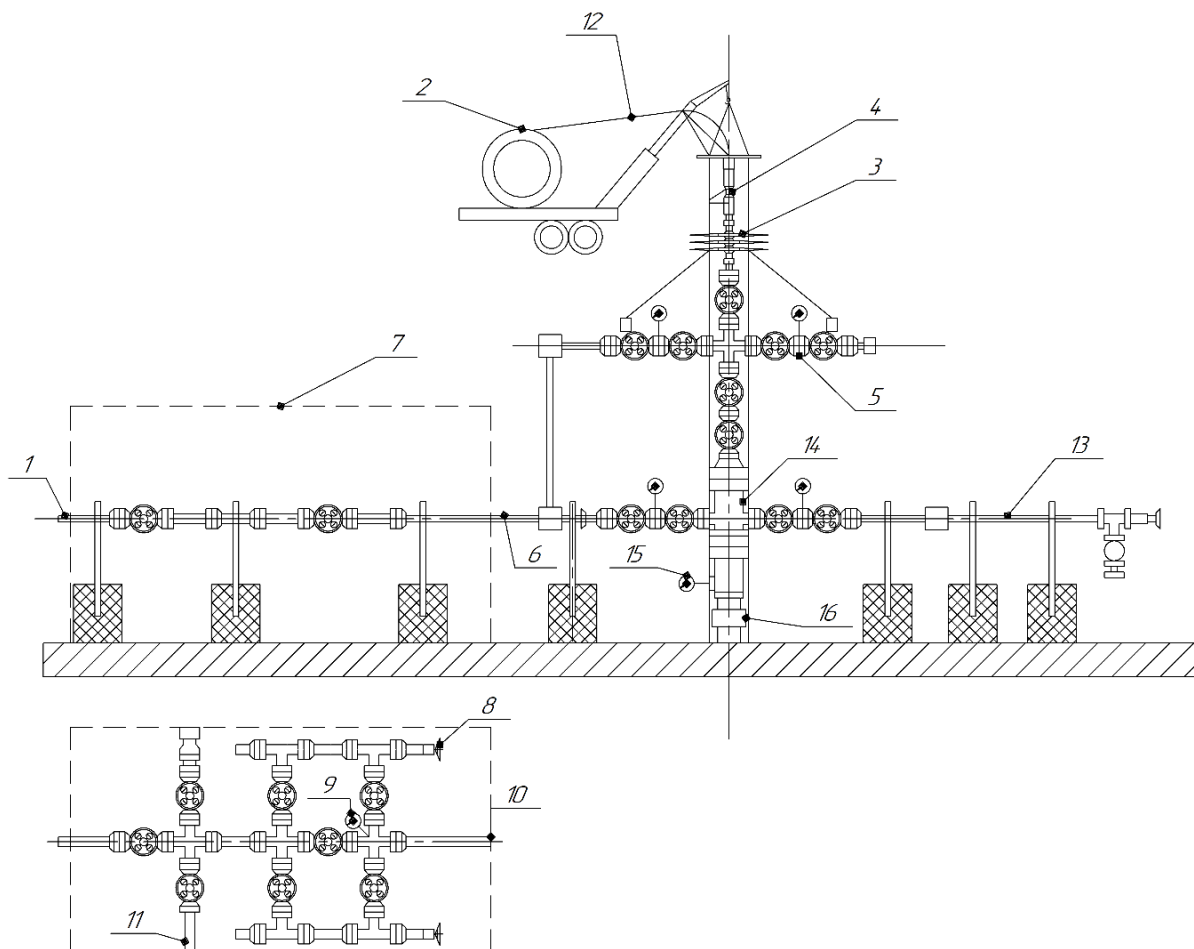


Рис. 3. Схема размещения оборудования при глушении [составлено авторами]: 1 – факельный отвод; 2 – колтубинговая установка; 3 – противовыбросовое оборудование; 4 – лубрикатор колтубинга; 5 – фонтанная арматура; 6 – выходная линия; 7 – блок дросселирования; 8 – регулируемый дроссель; 9 – кориолисовый расходомер; 10 – обратный клапан; 11 – выход на сепаратор; 12 – ГНКТ; 13 – линия контроля затрубного пространства; 14 – трубная головка; 15 – манометр высокого давления; 16 – колонная головка

Fig. 3. Scheme of equipment placement at killing [compiled by the authors]: 1 – gas flare; 2 – coiled tubing unit; 3 – blowout preventer; 4 – tubing lubricator; 5 – production tree; 6 – outlet line; 7 – manifold unit; 8 – choke; 9 – coriolis flowmeter; 10 – non-return valve; 11 – separator inlet; 12 – coiled tubing; 13 – annular space control line; 14 – pipe head; 15 – high pressure gauge; 16 – casing head

В качестве «жидкого пакера» для заданных условий рассмотрено применение блокирующей композиции на основе производных полиметилцеллюлозы. Определение механических свойств «жидкого пакера» осуществлено в лабораторных условиях. Замеры произведены на установке MACS II согласно инструкции [17]. Смоделирована закачка состава в течение 30 минут с постепенным повышением температуры до пластовой. Гелирование состава происходит при достижении пластовой температуры 56 °С. По прошествии заданного времени определено статическое напряжение сдвига «жидкого пакера» [18–20] (рис. 4).

Прочность «жидкого пакера» как способность сохранять структуру под приложенным давлением определяется его статическим напряжением сдвига

τ_0 . Среднее значение для рассматриваемой композиции составило 1871 Па. По формуле [21] рассчитаем необходимую длину интервала ствола скважины H диаметром $d = 0,104$ м, которая будет заполнена «жидким пакером» для сдерживания противодействия ΔP в 1,32 МПа.

$$H = \frac{\Delta P d}{4\tau_0} = \frac{1,32 \cdot 10^6 \cdot 0,104}{4 \cdot 1871} = 18,33 \text{ (м)}.$$

Для контроля и регулирования процесса глушения необходима математическая модель, позволяющая прогнозировать изменение забойных параметров [22–25]. При глушении газовых и газоконденсатных скважин в затрубном пространстве наблюдается двухфазный поток флюида, характеристики течения которого напрямую зависят как от давления, так и от температуры [26].

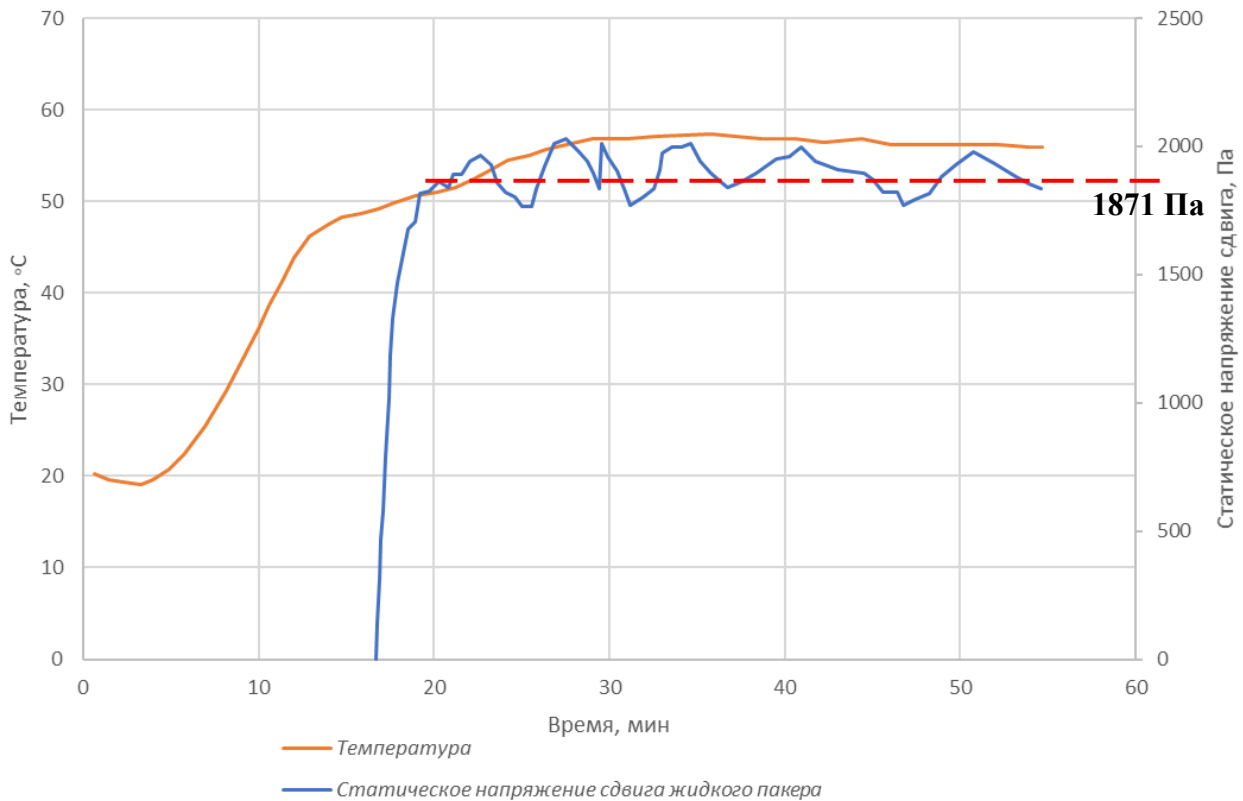


Рис. 4. Статическое напряжение сдвига «жидкого пакера» в пластовых условиях [составлено авторами]
Fig. 4. Static shear stress of a liquid packer under reservoir conditions [compiled by the authors]

Перенос тепла в трубах и в кольцевом пространстве описан моделью, представленной в работе [27]. В качестве граничных условий при расчёте температуры принято равенство температур потока на выходе из ГНКТ и в кольцевом пространстве, а также закон сохранения масс.

Расчёт характеристик однофазных потоков жидкости в ГНКТ и газа из пласта осуществляется по методике [28]. Состояние сжимаемой пластовой системы определяется в зависимости от давления и температуры в конкретной точке через использование в расчетах результатов лабораторного анализа фазового поведения пластового флюида (PVT (pressure-volume-temperature) характеристики).

Наиболее сложным вопросом при математическом моделировании процесса глушения газовых скважин является моделирование движения смеси газа и закачиваемой жидкости [29, 30]. Для прогнозирования многофазного потока использована механистическая модель Хасана и Кабира [31, 32]. Правильный выбор модели обуславливает точность полученных результатов [33–35]. Выбранная механистическая модель с достаточной точностью отражает свойства многофазного потока. В данной модели поток жидкости и газа принадлежит к одному из четырех режимов: пузырьковый, пробковый, рассеянный пузырьковый и

кольцевой. Принадлежность к режиму определяется соотношением приведенных скоростей жидкой и газовой фаз [36]. Переход между режимами устанавливается через граничные критерии. Рассмотренная математическая модель реализована в расчетном комплексе. Перед проведением операции по глушению производится моделирование процесса. Как было сказано ранее, расчетная модель актуализируется по получаемым значениям в ходе проведения работ.

Для оперативного проведения расчетов по математической модели была написана программа на языке Python. Технологические операции смоделированы по представленной выше последовательности для геолого-технических условий рассматриваемого газоконденсатного месторождения. Для расчёта использованы следующие исходные данные (табл. 2).

Щадящее глушение скважины по предложенной технологии начинается со спуска ГНКТ в интервал подвески хвостовика. После этого осуществляется замер величины забойного давления $P_{\text{заб}}$, верификация модели по фактическим данным. По полученным данным строится график зависимости температуры в трубном пространстве и в ГНКТ от глубины. Смоделированные значения представлены на рис. 5.

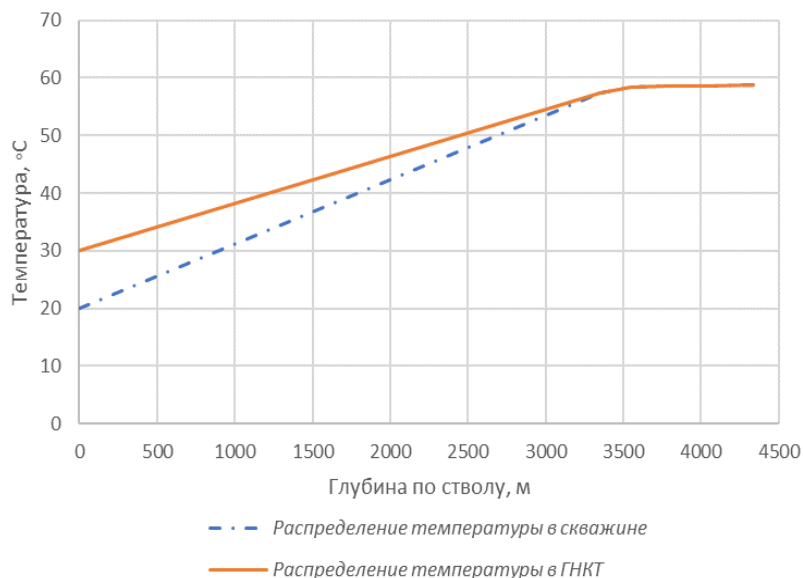


Рис. 5. Распределение температуры по стволу работающей скважины и в ГНКТ [составлено авторами]
Fig. 5. Distribution of temperature along the wellbore of a working well and in coiled tubing [compiled by the authors]

Таблица 2. Исходные данные для расчета
Table 2. Initial data for the calculation

Параметр Parameter	Значение Value
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа Reservoir pressure $P_{пл}$, МПа	26,4
Забойное давление при отработке $P_{заб}$, МПа Downhole pressure during working out $P_{заб}$, МПа	24,08
Устьевое давление при отработке P_y , МПа Wellhead pressure when working out P_y , МПа	19,8
Пластовая температура, °C Reservoir temperature, °C	56,3
Температура закачиваемой жидкости глушения, °C Injected killing fluid temperature, °C	30
Температура на устье, °C Temperature at the wellhead, °C	20
Плотность жидкости глушения, кг/м ³ Silencing fluid density, kg/m ³	1020
Дебит газа после МГРП, тыс. м ³ /сут Gas flow rate after multistage hydraulic fracturing, thousand m ³ /day	600
Внутренний диаметр технологических НКТ, мм Inner diameter of technological tubing, mm	104
Диаметр ГНКТ, мм Tubing diameter, mm	44
Предельно допустимый расход жидкости глушения, л/с Maximum permissible flow rate of killing fluid, l/s	20
Вязкость газа в нормальных условиях, мПа·с Gas viscosity under normal conditions, МПа·s	0,016

Жидкость глушения при температуре 30 °C подаётся по ГНКТ на забой скважины. В интервале горизонтального ствола температуры флюидов в трубном и затрубном пространстве сходятся. Далее, по мере выноса с забоя смеси пластового флюида и жидкости глушения, её температура снижается, главным образом за счёт снижения температуры вокруг скважины. На выходе из затрубного пространства температура смеси составляет 20 °C.

Расчёт запаса противодействия на дросселе для продавки блок-пачки по ГНКТ и компенсации поршневого эффекта при спуске инструмента произведен по зависимостям, представленным в [37]. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3. Необходимое противодействие на устье
Table 3. Required back pressure at the wellhead

Параметр Parameter	Значение Value
Дополнительное гидростатическое давление, МПа Additional hydrostatic pressure, МПа	0,507
Давление, возникающее при СПО, МПа Pressure arising during trip, МПа	4,24
Потери давления на трение при прокачке жидкости глушения из ГНКТ, МПа Friction pressure losses during pumping killing fluid from the CT, МПа	2,304
Суммарное необходимое давление на устье ΔP_z , МПа Total required pressure at the mouth ΔP_z , МПа	7,051

Результаты моделирования технологических операций шадящего глушения скважины представлены в виде графиков (рис. 6).

Исходное распределение давления в скважине на отработке обозначено линией 1. В скважину через ГНКТ закачивают жидкость глушения до достижения пластового давления $P_{пл}$ на забое и остановки притока вследствие самозадавливания скважины (линия 2). На устье при этом достигается расчётное давление запаса ΔP_z . Время закачки для заданных условий составило 163 минуты. Динамика устьевое и забойное давления, а также приток из пласта во время глушения скважины представлены на рис. 7.

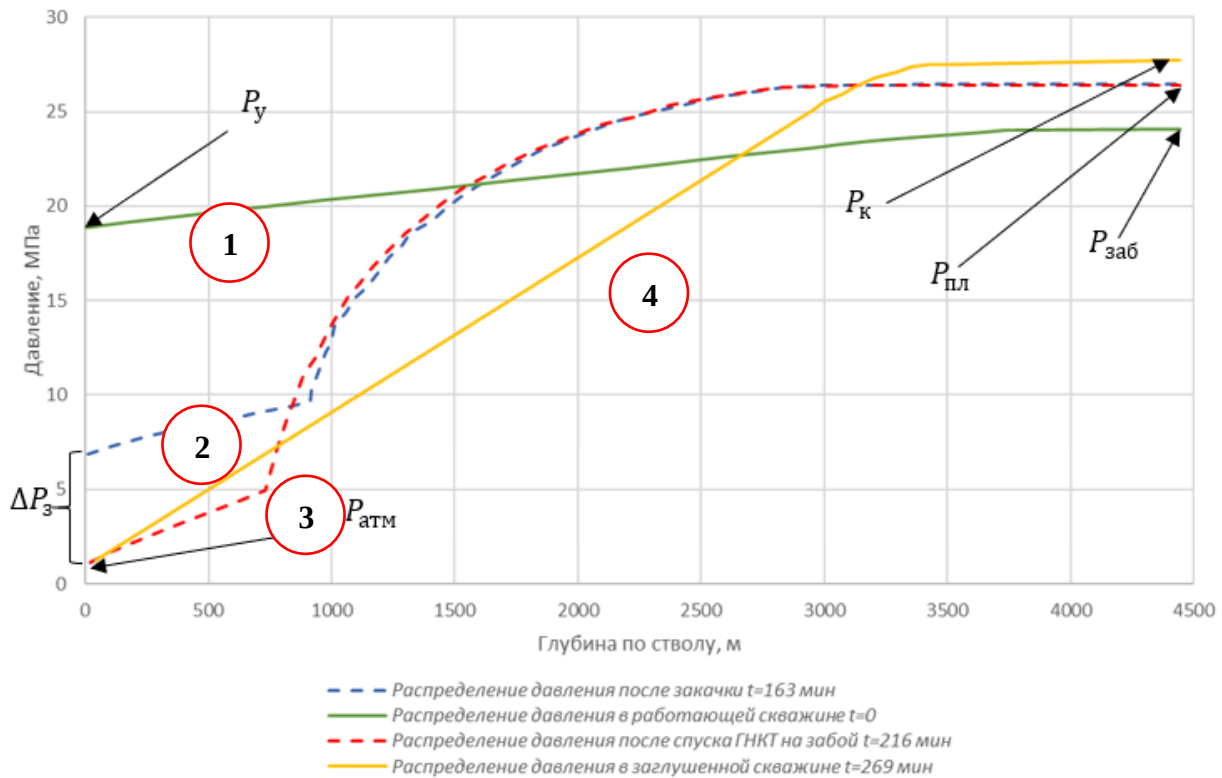


Рис. 6. Распределение давления по стволу скважины в ходе технологических операций [составлено авторами]
Fig. 6. Pressure distribution along the wellbore during technological operations [compiled by the authors]

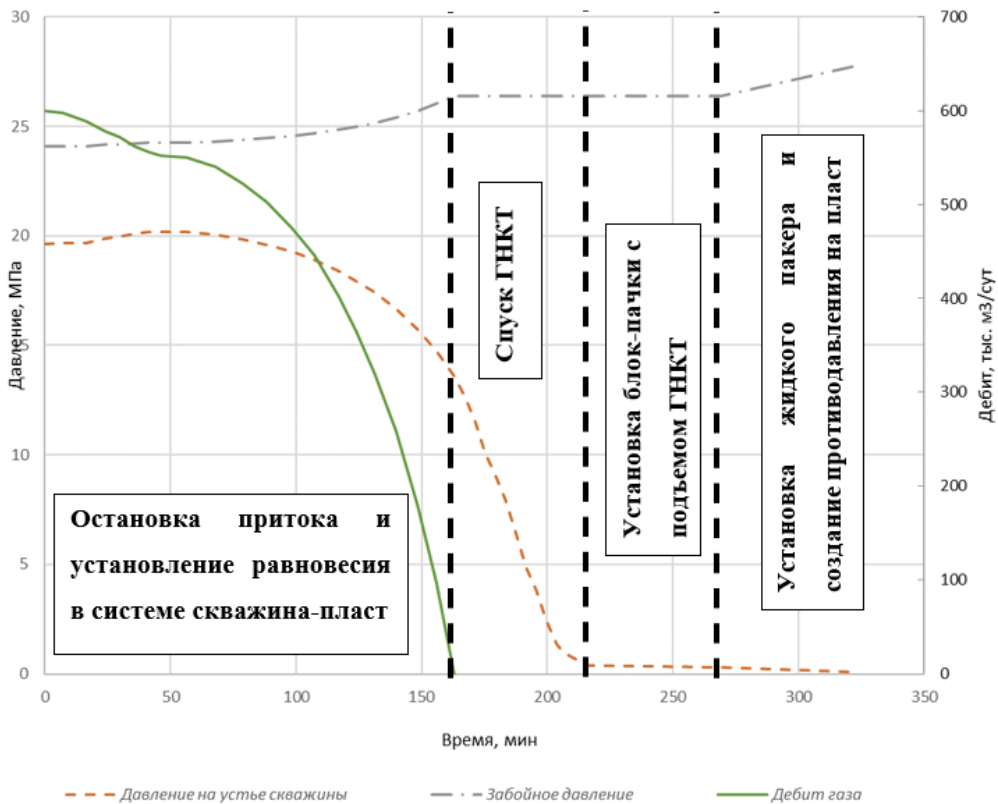


Рис. 7. Изменение забойного и устьевых давлений, а также притока из скважины в ходе технологических операций [составлено авторами]
Fig. 7. Changes in bottomhole pressure, wellhead pressure and inflow from reservoir during technological operations [compiled by the authors]

После остановки скважины производится подача блокирующего раствора по ГНКТ и спуск инструмента с максимально допустимой скоростью 15 м/мин [38] в продуктивный горизонтальный интервал до забоя. Расход жидкости в ГНКТ выбирается таким образом, чтобы установка блок-пачки началась после достижения инструментом забоя. В процессе выпуска производят сброс устьевого давления. Распределение давления по скважине при достижении инструментом забоя обозначено линией 3 на рис. 6.

После достижения забоя ГНКТ и начала подачи блокирующего раствора с расходом 4,75 л/с производится установка блок-пачки с одновременным подъемом инструмента со скоростью 15 м/мин. Забойное и пластовое давления при этом неизменны. Подача останавливается после установки расчётного объёма в продуктивном интервале и подъёма инструмента обратно на уровень подвески хвостовика.

Далее устанавливают «жидкий пакер» и дозакрывают скважину жидкостью глушения для формирования над продуктивным интервалом противодавления P_k в размере 105 % от пластового в интервале подвески хвостовика, после чего скважину оставляют на технологический отстой. Итоговое распределение давления в скважине отражено линией 4 на рис. 6.

Заключение

В статье представлена разработанная технология щадящего глушения скважин после МГРП. Рассмотрены технологическая схема, последовательность выполнения работ, способ расчёта параметров глушения на регулируемом давлении, программное обеспечение для контроля процесса.

Технология обоснована математическим моделированием на базе математической модели, реализованной в разработанном программном обеспечении. Проведены лабораторные эксперименты с целью определения механических свойств жидкого пакера, позволяющие установить эффективность его применения с учётом термобарических условий продуктивного пласта.

Рассмотренная технология позволяет решить проблемы заканчивания скважины после МГРП, а именно:

1. Повысить надёжность глушения скважины после МГРП за счёт установки блокирующего состава в условиях равновесия в системе скважина–пласт и применения второй блокирующей пачки – «жидкого пакера».
2. Сохранить продуктивности газовой скважины после глушения благодаря минимальному проникновению жидкости глушения в ПЗП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery : status and the outlook // *Energies*. – 2022. – № 15. – P. 1–21.
2. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В., Нгуен В.Т. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы интенсивности их формирования // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 4. – С. 103–116. DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3940
3. Бессонов А.К., Жилина Е.Н. Ковыктинское ГКМ Литолого-петрофизическая характеристика и коллекторские свойства продуктивного парфеновского горизонта месторождения // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. – 2022. – № 9 (129). – С. 88–91. EDN QANLY.
4. Dynamic Simulation of Major Kick for an HP / HT Well in Western China / H. Zhao, S. Li, Z. Yu, K. Wang, W. Gao // *Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. – Abu Dhabi, 2016*. – № SPE-183027-MS.
5. Underbalanced perforation and completion of a long horizontal well: A case history / J. Bowling, M. Khan, M. Mandell, H. Al-Balushi, E. Somat // *IADC/SPE Manag. Press. Drill. Underbalanced Oper. Conf. Exhib. – Galveston, Texas, 2007*. – P. 77–87.
6. Бриджес К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / Пер. с англ. под ред. А.Г. Данилова. – М.: Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2016. – 221 с.
7. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a polymer composition for the conformance control in heterogeneous reservoirs // *Energies*. – 2023. – № 15. – P. 1–18.
8. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. – 2013. – № 1 (12). – С. 145–160. EDN RJDUPF.
9. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации: отраслевой стандарт СССР. – М.: Стандартинформ, 1989. – 37 с.
10. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Low-density cement compositions for well cementing under abnormally low reservoir pressure conditions // *J. Min. Inst.* – 2019. – Vol. 236. – P. 194–200.
11. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 258. – С. 881–894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16. – EDN URFMPI.
12. Modular hydraulic workover unit enhances operational efficiency and cost savings for ESP replacement's / L. Duthie, A. Otaibi, H. Saiood, T. Total // *Soc. Pet. Eng. – SPE/ICoTA Well Interv. Conf. Exhib. – The Woodlands, Texas, 2019*. – P. 1–17.
13. Rehm B., Haghshenas A., Paknejad A.S. Underbalanced Drilling: limits and extremes // *Underbalanced Drilling: Limits and Extremes*. – Houston, Texas: Elsevier, 2012. – 629 p.
14. Application of thru tubing technologies in the caspian sea uphole recompletion / F. Hadianman, S. Mollayev, N. Huseynzade, Z. Valiyev // *Soc. Pet. Eng. – SPE/ICoTA Well Interv. Conf. Exhib. – The Woodlands, Texas, 2019*. – P. 1–9.

15. Кустышев А.В., Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А. Глушение скважин с использованием колтюбинговых установок // СТ-Times – 2012. – № 3 (041). – С. 36–42.
16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 года № 61888 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230594/> (дата обращения 16.04.2023).
17. Multiple Analysis Cement System (MACS II) User Manual. – Houston, Texas, USA: Fann Instrument Company, 2016. – 165 p.
18. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве / П.А. Блинов, А.В. Шаньширов, Д.М. Черемшанцев и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 115–123. DOI: 10.18799/24131830/2022/11/3726. EDN HWELIO.
19. Leusheva E.L., Alikhanov N.T. Study on the rheological properties of barite-free drilling mud with high density // J. Min. Inst. – 2022. – Vol. 258. – P. 976–985.
20. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И., Николаева Т.Н. Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для крепления скважин в условиях высоких температур // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 174–178. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.174. EDN VUIOZE.
21. Способ повышения продуктивности скважины: пат. Рос. Федерация № 2191259; заявл. 08.12.2000; опубл. 20.10.2002, Бюл. № 11. – 4 с.
22. Hasan A.R., Dakota U.N. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well // SPE production engineering. – 1988. – № 3 (04) – P. 474–482.
23. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells // SPE Production Engineering. – 1988. – May. – P. 263–272.
24. Hasan A.R. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // International Journal of Multiphase Flow. – 1992 June. – Vol. 9322. – P. 279–292.
25. Брилл Д.П., Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах / пер. с англ. Ю.В. Русских / под ред. М.Н. Кравченко. – Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 2006. – 384 с. EDN QMZCJZ.
26. A novel multi-density dynamic well killing method for ultra-deep wells and the simulation system / H. Zhou, M. Sun, X. Niu, J. Zhang, Q. Huang // Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. – Abu Dhabi, 2018. – № SPE-193216.
27. Kabir C.S., Hasan A.R., Kouba G.E. Determining circulating fluid temperature in drilling, workover and well control operations // SPE Drill. Complet. – 1996. – June. – P. 74–79.
28. Clark R.K., Bickham K.L. A mechanistic model for cuttings transport // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 1994. – № 3. – P. 38–59.
29. Displacement calculation of dynamic killing drilling in deepwater / W. Ren, H. Fan, S. Deng, C. Cui, Q. Peng, X.Y. Liu, X. Dou // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, 2015. – P. 1–10.
30. Aarsnes U.J.F., Flåtten T., Aamo O.M. Review of two-phase flow models for control and estimation // Annu. Rev. Control. Elsevier Ltd. – 2016. – Vol. 42. – P. 50–62.
31. Kabir C.S., Hasan A.R. Performance of a two-phase gas/liquid flow model in vertical wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1990. – Vol. 4. – P. 273–289.
32. Chokshi R.N., Schmidt Z., Doty D.R. Experimental study and the development of a mechanistic model for two-phase flow through vertical tubing // SPE western regional meeting. – Anchorage, Alaska, 1996. – P. 255–267.
33. Джемилев Э.Р., Шаммазов И.А., Сидоркин Д.И. Разработка технологии и устройства для ремонта магистральных трубопроводов с вырезанием их дефектных участков // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 78–82. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-78-8.
34. Wavelet analysis for evaluating the length of precast spliced piles using low strain integrity testing / E. Loseva, I. Lozovsky, R. Zhostkov, V. Syasko // Applied Sciences. – 2022. – № 12 (21). – P. 1–11.
35. Calculation of durability and fatigue life parameters of structural alloys using a multilevel model of acoustic emission pulse flow / O.G. Pervitalov, V.V. Nosov, A. Borovkov, H.M. Hanuhov // Metals. MDPI AG. – 2022. – Vol. 13 – № 1. – P. 1–39.
36. Caetano E.F., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus. P. I: Single-phase friction factor, taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction // Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME. – 1992. – Vol. 1. – March. – P. 1–13.
37. Двойников М.В., Минаев Я.Д. Методика определения параметров шадящего глушения после МГРП // Деловой журнал Neft. – 2023. – Т. 3. – С. 28–33.
38. Нвафор Г.Ч. Три основных правила безопасности при выполнении работ с ГНКТ // СТ-Times. – 2019. – № 4 (070). – С. 62–65.

Информация об авторах

Михаил Владимирович Двойников, доктор технических наук, заведующий кафедрой бурения скважин, Санкт-Петербургский Горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. dvoynikov_mv@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3798-9938>

Яков Денисович Минаев, аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский Горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. minaevyakov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5544-363X>

Вильдан Вагизович Минибаев, кандидат технических наук, генеральный директор ООО «ХИМПРОМ», Россия, 614990, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9А. v.minibaev@himprom-group.ru

Евгений Юрьевич Камбулов, кандидат химических наук, научный руководитель научной лаборатории научного центра «Арктика», Санкт-Петербургский Горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. kambuloveu@yandex.ru

Михаил Евгеньевич Ламосов, кандидат технических наук, главный специалист лаборатории сооружения скважин научного центра «Арктика», Санкт-Петербургский Горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. 84h61@mail.ru

Поступила в редакцию: 05.07.2023

Поступила после рецензирования: 18.09.2023

Принята к публикации: 10.10.2023

REFERENCES

1. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook. *Energies*, 2022, vol. 15, pp. 1–21.
2. Korobov G., Parfenov D., Nguyen T. Mechanisms of the formation of asphalt-resin and paraffin deposits and factors influencing their intensity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 4, pp. 103–116. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3940
3. Bessonov A. Kovyktinskoe GCM Lithological and petrophysical characteristics and reservoir properties of the productive Parthenovsky horizon of the deposit. *Business Journal Neftegaz.RU*, 2022, vol. 9, no. 129, pp. 88–91. (In Russ.)
4. Zhao H., Li S., Yu Z., Wang K., Gao W. Dynamic simulation of major kick for an HP/HT well in Western China. *Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. Abu Dhabi*, 2016. no. SPE-183027-MS.
5. Bowling J., Khan M., Mandell M., Al-Balushi H., Somat E. Underbalanced perforation and completion of a long horizontal well: a case history. *IADC/SPE Manag. Press. Drill. Underbalanced Oper. Conf. Exhib.* Galveston, Texas, 2007. pp. 77–87.
6. Bridges K. *Fluids for completion and workover of wells*. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2016. 221 p. (In Russ.)
7. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a polymer composition for the conformance control in heterogeneous reservoirs. *Energies*, 2023, vol. 15, pp. 1–18.
8. Ryzhov A.E. Types and properties of terrigenous reservoirs of the venda Chayandinsky deposit. *Scientific and technical collection Vesti gazovoi nauki*, 2013, vol. 1, no. 12, pp. 145–160. (In Russ.)
9. IS 39-235-89. *Oil. Method for determining phase permeability in laboratory conditions with joint stationary filtration. USSR Industry standard*. Moscow, Standartinform Publ., 1989. 37 p. (In Russ.)
10. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Low-density cement compositions for well cementing under abnormally low reservoir pressure conditions. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 236, pp. 194–200.
11. Mordashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Method of calculation of technological parameters of injection of non-Newtonian liquids into an oil well during underground repair. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 881–894. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2022.16.
12. Duthie L. Modular hydraulic workover unit enhances operational efficiency and cost savings for ESP replacement's. *SPE/ICoTA Well Interv. Conf. Exhib.* The Woodlands, Texas, 2019. pp. 1–17.
13. Rehm B., Haghshenas A., Paknejad A.S. Underbalanced drilling: limits and extremes. *Underbalanced Drilling: Limits and Extremes*. Houston, Texas, Elsevier, 2012. 629 p.
14. Hadian F., Mollayev S., Huseynzade N., Valiyev Z. Application of thru tubing technologies in the caspian sea uphole recompletion. *SPE/ICoTA Well Interv. Conf. Exhib.* 2019, The Woodlands, Texas, 2019. pp. 1–9.
15. Kustyshev A.V., Panikarovsly E.V., Kustyshev D.A. CT-based well killing. *CT-Times*, 2012, vol. 3 (041), pp. 36–42. (In Russ.)
16. *Federal norms and rules in the field of industrial safety dated December 15, 2020 No. 61888 "Safety rules in the oil and gas industry"* (In Russ.). Available at: <https://docs.cntd.ru/document/573230594/> (accessed 16 April 2023).
17. *Multiple Analysis Cement System (MACS II) User Manual*. Houston, Texas, USA, Fann Instrument Company, 2016. 165 p.
18. Blinov P.A., Shansherov A.V., Cheremshantsev D.M., Kuznetsova N.Yu., Nikishin V.V. Analysis and selection of a grouting mixture resistant to dynamic loads, in order to improve the quality of the tightness of the support in the annulus space. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 11, pp. 115–123. (In Russ.)
19. Leusheva E.L., Alikhanov N.T. Study on the rheological properties of barite-free drilling mud with high density. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 976–985.
20. Moradi S.Sh.T., Nikolaev N.I., Nikolaeva T.N. Development of spacer fluids and cement slurries compositions for lining of wells at high temperatures. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 100, no. 70, pp. 174–178. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.2.174
21. Rubinstein O.I., Kolotov A.V., Sarsembayev U.I. *Method of increasing well productivity*. Patent RF, no. 2191259 C2, 2002. (In Russ.)
22. Hasan A.R., Dakota U.N. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well. *SPE production engineering*, 1988, no. 3 (04), pp. 474–482.
23. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, May, pp. 263–272.
24. Hasan A.R. Two-phase flow in vertical and inclined annuli. *International Journal of Multiphase Flow*, 1992, vol. 18, no. 6, pp. 279–292.
25. Brill D. *Multiphase flow in wells*. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2006. 384 p. (In Russ.)
26. Zhou H., Sun M., Niu X., Zhang J., Huang Q. A Novel multi-density dynamic well killing method for ultra-deep wells and the simulation system. *Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. Abu Dhabi*, 2018. no. SPE-193216.

27. Kabir C.S., Hasan A.R., Kouba G.E. Determining circulating fluid temperature in drilling, workover and well control operations. *SPE Drill. Complet.*, 1996, June, pp. 74–79.
28. Clark R.K., Bickham K.L. A mechanistic model for cuttings transport. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 1994, no. 3, pp. 38–59.
29. Ren W., Fan H., Deng S., Cui C., Peng Q., Liu X.Y., Dou X. Displacement calculation of dynamic killing drilling in deepwater. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, 2015. pp. 1–10.
30. Aarsnes U.J.F., Flåtten T., Aamo O.M. Review of two-phase flow models for control and estimation, *Annu. Rev. Control. Elsevier Ltd*, 2016, vol. 42, pp. 50–62.
31. Kabir C.S., Hasan A.R. Performance of a two-phase gas/liquid flow model in vertical wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1990, vol. 4, pp. 273–289.
32. Chokshi R.N., Schmidt Z., Doty D.R. Experimental study and the development of a mechanistic model for two-phase flow through vertical tubing. *SPE western regional meeting*. Anchorage, Alaska, 1996. pp. 255–267.
33. Dzheimilev E.R., Shammazov I.A., Sidorkin D.I. Development of technology and devices for repairing trunk pipelines with cutting out their defective sections. *Oil industry*, 2022, no. 10, pp. 78–82. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-78-8.
34. Loseva E., Lozovsky I., Zhostkov R., Syasko V. Wavelet analysis for evaluating the length of precast spliced piles using low strain integrity testing. *Applied Sciences*, 2022, no. 12 (21). pp. 1–11.
35. Perveitalov O.G. Calculation of durability and fatigue life parameters of structural alloys using a multilevel model of acoustic emission pulse flow. *Metals*, 2022, vol. 13, no 1, pp. 1–39.
36. Caetano E.F., Brill J.P. Upward Vertical two-phase flow through an annulus. P. I : Single-phase friction factor, taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, vol. 1, March. pp. 1–13.
37. Dvoynikov M., Minaev Ya. Methodology for determining the parameters of gentle killing after multistage hydraulic fracturing. *Business Journal Neftegaz.RU*, 2023, no. 3, pp. 28–33. (In Russ.)
38. Nwafor G. Three basic safe operating practices for coiled tubing operations. *CT-Times*, 2019, vol. 4 (070), pp. 62–65. (In Russ.)

Information about the authors

Mikhail V. Dvoynikov, Dr. Sc., Professor, Saint Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. dvoynikov_mv@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3798-9938>

Yakov D. Minaev, Assistant, Saint Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. minaevyakov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5544-363X>

Vildan V. Minibaev, Cand. Sc., General Director, Himprom LLC, 9A, Geroyev Khasan street, Perm, 614990, Russian Federation. v.minibaev@himprom-group.ru

Evgenii Yu. Kambulov, Cand. Sc., Scientific Director, Scientific laboratory, Saint Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. kambuloveu@yandex.ru

Mikhail E. Lamosov, Cand. Sc., Chief Specialist, Saint Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. 84h61@mail.ru

Received: 05.07.2023

Revised: 18.09.2023

Accepted: 10.10.2023