

Научная статья

УДК 622.276.4

<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.2.7>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН НА ИСТОЩЕННЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С СВЕРХ АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

Рамиз Алиджавад-оглы Гасумов^{1*},
Эльдар Рамизович Гасумов²

¹ Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина, Ставрополь, 355017, Российская Федерация)

² Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Азербайджанский технический университет (д. 20, пр. Азадлыг, Баку, Азербайджанская Республика)

¹ R.Gasumov@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4700-2391>

² e.gasumov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2704-0523>

* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Исследование данной проблемы приводилось на примере газоконденсатных месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, где эксплуатационные скважины имеют сверханомально низкие пластовые давления (АНПД). И их глушение для проведения ремонтных работ является серьёзной проблемой, требующей поиска новых решений. Работа обусловлена необходимостью создания способа управления гидродинамическими процессами в предварительно заблокированной призабойной зоне пласта (ПЗП) для проведения ремонтных работ в скважинах, предотвращающих разрушение пласта-коллектора и обеспечивающих сохранение его фитльтрационно-емкостных свойств. Рассмотрены возможности комплексного подхода при глушении скважин в условиях сверх АНПД, предусматривающие управление гидродинамическими процессами в системе «скважина – пласт», предварительно заблокированной ПЗП специальными технологическими жидкостями. Установлено, что применение блокирующих жидкостей (с наполнителем) способствует выравниванию профиля приёмистости и образованию изолирующего экрана в ПЗП, создавая необходимые условия для глушения скважин с целью проведения в них ремонтных работ. Для управления гидродинамическими процессами предложена математическая модель процесса блокирования ПЗП, имеющая трёхэтапную схему, обеспечивающую выравнивание профиля приёмистости в условиях сверх АНПД. Исследованы возможно-

сти использования гелеобразующих блокирующих жидкостей с наполнителем для создания временного экрана, удерживающего проникновение жидкости глушения в высокопроницаемые пласты с АНПД. По итогам проведённого исследования можно сделать вывод о том, что управление гидродинамическими процессами в ПЗП при АНПД создаёт необходимое условие для эффективного блокирования продуктивного горизонта в газовых и газоконденсатных скважинах, и за счёт последовательной обработки пласта специальной жидкостью для выравнивания профиля приёмистости и гелеобразующим блокирующим составом позволяет глушить скважину и предотвращает проникновение в глубины пласта рабочей жидкости при проведении работ.

Ключевые слова: месторождение, скважина, аномально-низкое пластовое давление, жидкость, блокирования, глушения, пласт

Для цитирования: Гасумов Р. А., Гасумов Э. Р. Повышение эффективности глушения скважин на истощенных газоконденсатных месторождениях с сверх аномально низкими пластовыми давлениями // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 2. С. 165-186. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.2.7>

Конфликт интересов: один из авторов статьи — доктор технических наук, профессор Гасумов Рамиз Алиджавад-оглы является членом редакционной коллегии журнала «Наука. Инновации. Технологии». Авторам неизвестно о каком-либо другом потенциальном конфликте интересов, связанном с этой рукописью.

Статья поступила в редакцию 02.04.2024;
одобрена после рецензирования 06.05.2024;
принята к публикации 20.05.2024.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences) Research article

Increasing the efficiency of well killing in depleted gas condensate fields with extremely low reservoir pressures

Ramiz A. Gasumov^{1*}, Eldar R. Gasumov²

¹ North-Caucasus Federal University (1, Pushkin St., Stavropol, 355017, Russian Federation)

² Azerbaijan State University of Oil and Industry, Azerbaijan Technical University (20, Azadlig Ave., Baku, Azerbaijan Republic)

¹ R.Gasumov@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4700-2391>

² e.gasumov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2704-0523>

* Corresponding author

Abstract.

The problem is studied by the example of gas condensate fields at the

final stage of development, where production wells have abnormally low reservoir pressures and their killing for repair work is a serious challenge requiring a search for new solutions. The work is motivated by the need to create a method for controlling hydrodynamic processes in a pre-blocked bottom-hole zone of the formation, for carrying out repair work in wells, preventing destruction of the reservoir formation and ensuring the preservation of its fluid-capacitance properties. The possibilities of an integrated approach to killing wells under conditions of extremely low formation pressures are considered, which includes controlling hydrodynamic processes in the “well-reservoir” system, previously blocked in the near-wellbore zone by special process fluids. It has been specified that the use of blocking fluids (with filler) helps to level the injectivity profile and form an insulating screen in the bottomhole zone of the formation, creating the necessary conditions for killing wells in order to carry out repair work in them. To control hydrodynamic processes, a mathematical model of the blocking process in the near-wellbore formation zone is proposed. It has a three-stage scheme that ensures equalization of the injectivity profile under conditions of extremely low formation pressures. The possibilities of using gel-forming blocking fluids with filler to create a temporary screen that prevents the penetration of killing fluid into highly permeable formations from abnormally low formation pressures have been explored. Based on the results of the study, we can conclude that the control of hydrodynamic processes in the near-wellbore zone of the formation at abnormally low formation pressures creates the necessary condition for effective blocking of the productive horizon in gas and gas-condensate wells, and due to the sequential treatment of the formation with a special liquid to level the injectivity profile and gel-forming blocking composition, allows one to kill the well and prevents the working fluid from penetrating into the depths of the formation during work.

Keywords: field, well, abnormally low reservoir pressure, liquid, blocking, killing, formation

For citation: Gasumov RA, Gasumov ER. Increasing the efficiency of well killing in depleted gas condensate fields with extremely low reservoir pressures. *Science. Innovations. Technologies.* 2024;(2):165-186. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.2.7>

Conflict of interest: one of the authors of article — Ramiz A. Gasumov, Dr. Sci. (Tech.), Professor, is a member of editorial board of journal “Science. Innovations. Technologies”. The authors are not aware of any other potential conflict of interest relating to this manuscript.

The article was submitted 02.04.2024;
approved after reviewing 06.05.2024;
accepted for publication 20.05.2024.

Введение

Газоконденсатные месторождения (ГКМ) на завершающей стадии разработки характеризуются сверх аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), падением дебита скважин, изменением состояния пласта-коллектора и их разрушением, что провоцирует серьёзные осложнения и сокращение сроков её эксплуатации. Проведение капитального ремонта в рамках геологических мероприятий (ГТМ) является необходимым для поддержания действующего фонда скважин на ГКМ. При проведении ремонтных работ в скважинах их глушение относится к важнейшему этапу технологического процесса.

Для повышения эффективности глушения газовых скважин в условиях сверх АНПД требуется предварительное блокирование призабойной зоны пласта с применением специальных технологических жидкостей (ТЖ) с низкой плотностью и определёнными реологическими свойствами. Однако выбор таких ТЖ с необходимыми параметрами, отвечающими этим требованиям, является сложной задачей, так как не представляется возможным иметь жидкости сверх низкой плотности ($< 400 \text{ кг/м}^3$) для работы в скважинных условиях. В связи с этим возникает необходимость поиска более инновационных подходов – комплексного решения, где определённая плотность ТЖ позволяет создать достаточное противодействие на пласт и одновременно предотвратить проникновение рабочей жидкости в глубь продуктивного горизонта, изолируя продуктивный пласт от основного ствола скважины. Проведённые исследования показали, что одним из таких путей является управление гидродинамическими процессами в системе «скважина – пласт», предварительно заблокированной призабойной зоны пласта специальными жидкостями.

Управление гидродинамическими процессами в системе «скважина – пласт» предусматривает предварительное блокирование призабойной зоны пласта (ПЗП), выбор оптимальных реологических свойств блокирующей жидкости (БЖ) и жидкости глушения (ЖГ), регулирование параметров технологического режима их закачки (давление, расход, продолжительность) в лифтовую колонну (ЛК) скважин [1–3].

Блокирование ПЗП предусматривает закачку в интервал высокопроницаемого пласта специальных блокирующих жидкостей для создания временного экрана, удерживающего проникновение ЖГ в глубь продуктивного горизонта, что в основном состоит из нескольких основных этапов, позволяющих достичь поставленной цели (рис. 1).

Многолетние проведённые нами исследования и результаты промысловых испытаний показали, что при выборе технологических жидкостей (ТЖ) для глушения скважин в условиях сверх АНПД более предпочтительным является пенные системы (ПС) и гелеобразующие жидкости (ГОЖ) [1, 2, 4].

Применение пенных систем (трёхфазных пен) с наполнителем в качестве ТЖ (ЖГ и БЖ) в условиях сверх АНПД способствует выравниванию профиля приемистости и образованию изолирующего экрана в ПЗП (системе «скважина-пласт»), создавая необходимые условия для глушения скважин, с целью проведения в них ремонтных работ [5–7]. Для управления гидродинамическими процессами в системе «скважина – пласт» (УГДП) необходимо создание математической модели процесса блокирования ПЗП, имеющей трёхэтап-

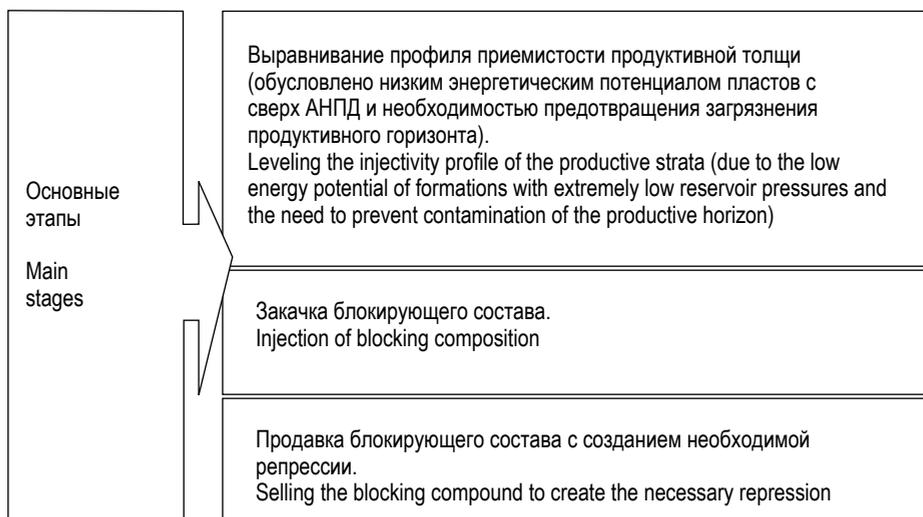


Рис. 1.

Основные этапы блокирования ПЗП в условиях сверх АНПД.

Fig. 1. The main stages of blocking the near-wellbore formation zone under conditions of extremely low formation pressures.

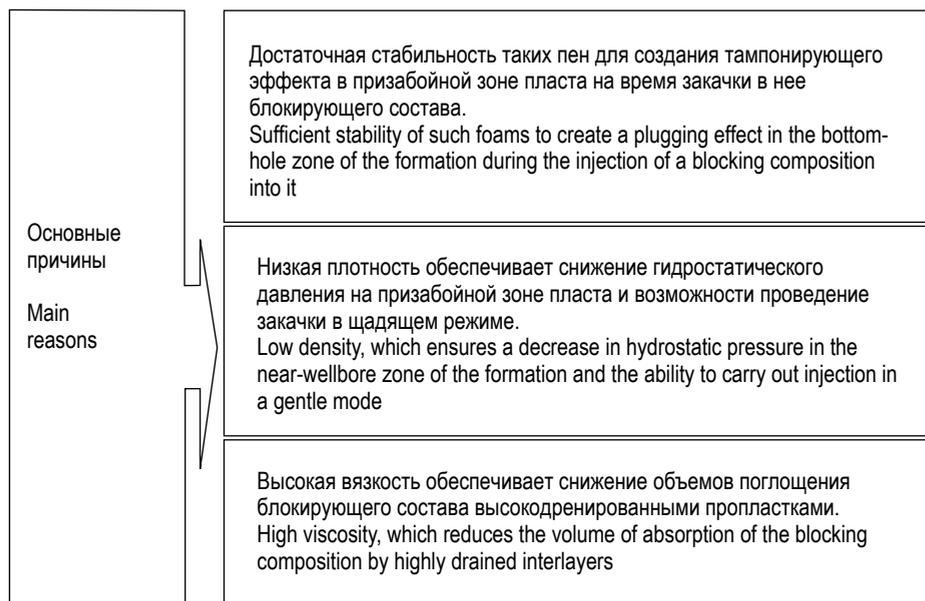


Рис. 2. Основные причины применения пенных систем в качестве жидкости для выравнивания профиля приёмности в условиях сверх АНПД.

Fig. 2. The main reasons for using foam systems as a fluid to level out the injectivity profile under conditions of abnormally low reservoir pressures.

ную схему, обеспечивающую выравнивание профиля приёмности в условиях сверх АНПД (рис. 2).

Пенные системы, как известно, обладают значительной сжимаемостью, что накладывает определённое ограничение на их использование на всём протяжении проведения ремонтных работ. Поэтому пена осуществляет функцию управления гидродинамическим воздействием на ПЗП на начальном этапе глушения скважины, демпфируя репрессии, возникающие в результате закачки БЖ, предотвращая его попадание в продуктивный горизонт в жидком состоянии. Дальнейшее проведение работ связано с более интенсивным репрессивным воздействием на пласт, что требует более высоких прочностных параметров от тампонирующей структуры, предотвращающей поступление ТЖ в пласт [8–11]. Управление давлениями на забое скважины осуществляется за счёт блокирующего

экрана, имеющего единую полимерную структуру, армированную органоминеральным наполнителем, обладающим пластичностью и способным деформироваться в порах пласта, компенсируя скачки забойного давления, возникающие в процессе ремонтных работ в скважине (рис. 3).

Адекватность репрессионного воздействия на ПЗП условиям проведения работ обеспечивает сохранение ФЕС пластов как за счёт снижения поглощений, так и благодаря предотвращению необратимых изменений проницаемости проводящих каналов пласта. Реализация указанного подхода осуществляется путём «компенса-

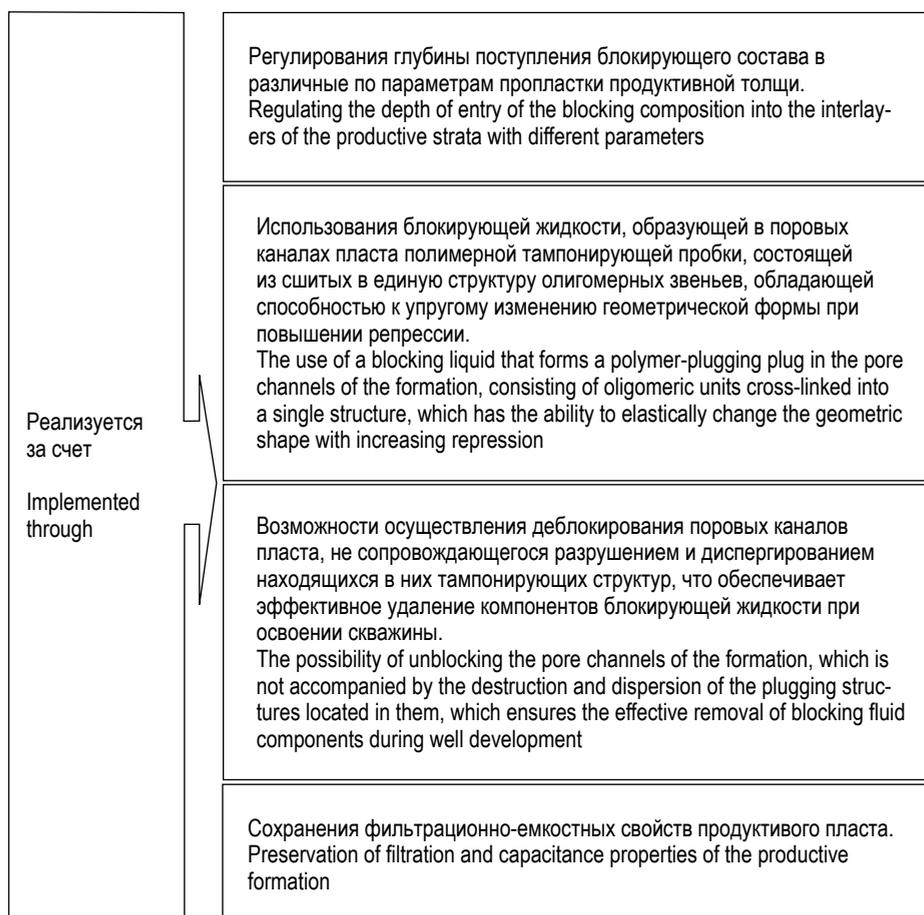


Рис. 3.

Временное блокирование продуктивного пласта в условиях сверх АНПД.

Fig. 3. Temporary blocking of a productive formation under conditions of abnormally low formation pressures.

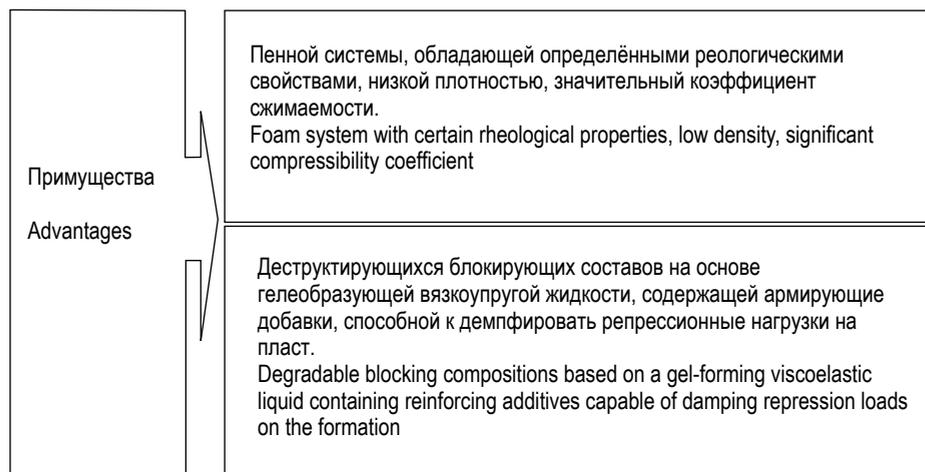


Рис. 4. Управление гидродинамическими процессами при блокировании.

Fig. 4. Control of hydrodynamic processes during blocking.

ции» репрессии на продуктивный горизонт за счёт регулирования реологических параметров, специализированных ГЖ, отвечающих представленным требованиям к ним в условиях сверх АНПД, а также проведения закачки жидкости (БЖ и ЖГ с определённым давлением) для выравнивания профиля приёмистости, рассчитанным на основе предложенной математической модели блокирования пласта для УГДП [5, 8, 12–14] (рис. 4).

Реализация данного способа даёт максимальной эффективности при работе в колтюбинговой установка (рис. 5).

Материалы и методы исследований

Методы исследований основаны на анализе и обобщении промысловых данных по изучаемым проблемам, а также на результатах собственных аналитических и теоретических исследований с использованием результатов лабораторных исследований и математического аппарата с помощью современных технических и программных средств. Использована математическая модель временного блокирования призабойной зоны пласта в газовой скважине состоящая из трёх этапов; рассмотрен алгоритм для расчёта ра-

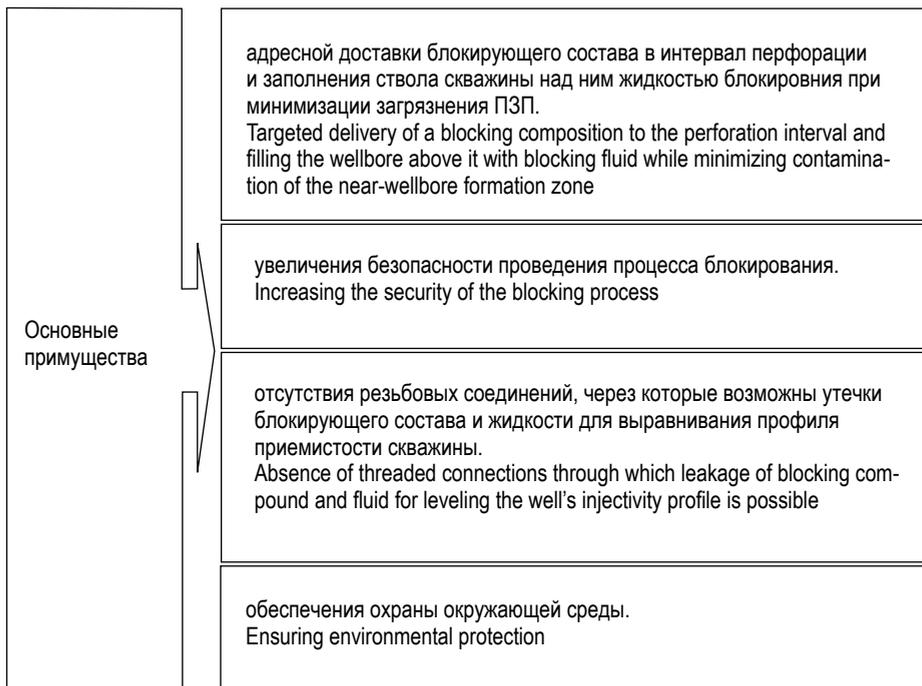


Рис. 5. Преимущества колтюбинговых установок при блокировании ПЗП скважин

Fig. 5. Advantages of coiled tubing units when blocking the bottom-hole zone of well formations

диусов зон кольматации призабойной зоны в скважинах под воздействием рабочих жидкостей. При исследованиях блокирования ПЗП использовали различные рабочие жидкости определённых компонентных составов с наполнителями, позволяющими за счёт регулирования ее реологических свойств управлять гидродинамическими процессами в системе «скважина – пласт». При моделировании и для проведения необходимых расчётов в скважине, позволяющих управлять параметрами закачки жидкости, рассматривали более сложную газовую скважину, оборудованную забойным пакером.

Результаты исследований и их обсуждение

Как известно, значение гидростатического давления столба жидкости в скважине не зависит от её площади или формы

сечения ствола, а в основном от высоты столба жидкости и ее плотности. При проведении ремонтных работ в скважине, работающей в условиях сверх АНПД для глушения газовых скважин с временным блокированием ПЗП, предлагается технологическое решение, состоящее из трёх этапов. Рассмотрим пример проведения данной технологической операции в скважине, оборудованной пакером состоящих из трёх этапов (рис. 6) [1, 2, 15, 16].

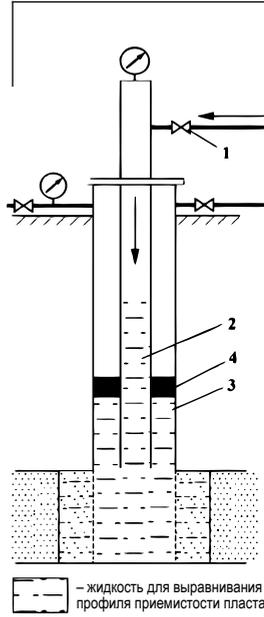
Для УГДП в ПЗП проведём необходимые расчёты давлений и связанных с ними параметров закачки жидкости, моделируем данный процесс на примере более сложной газовой скважины, оборудованной забойным пакером, т. е. в случае, когда скважина эксплуатирует однородный пласт с определённой толщиной (h), проницаемостью (k), пористостью (m) и остаточной водонасыщенностью ($S_{в.ост}$).

На *первом этапе* после привязки оборудования к устью скважины открывается трубное пространство и закачивается БЖ через ЛК, для выравнивания профиля приёмистости в объёме, необходимом для заполнения интервал ПЗП, зоны ниже пакера. На *втором этапе* БЖ закачивается через ЛК, с последующей продувкой на забой скважины в объёме, необходимом для создания расчётного гидростатического давления на пласт. На *третьем этапе* после продавки БЖ с ЖГ скважину закрывают на технологический отстой, с периодическим стравливанием газовой шапки из устья в факельную линию, а окончание операции блокирования ПЗП определяют по давлению на устье скважины. На каждом этапе выбирается соответствующий состав ЖГ с заданной динамической вязкостью и плотностью, и подбирается необходимое давление закачки, для чего необходимо рассчитать скорость подачи жидкости в скважину через ЛК [1, 2, 17, 18] (рис. 7).

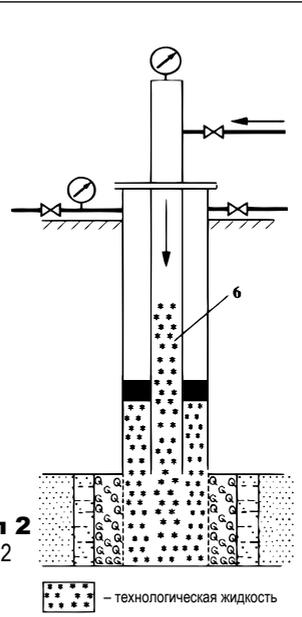
Обеспечение минимальной радиусы кольматации ПЗП за время глушения скважины достигается за счёт правильно выбранного уравнения скорости подачи ЖГ в ЛК на каждом этапе выполнения технологической операции. Рассмотрим алгоритм для расчёта радиусов зон кольматации ПЗП в скважинах под воздействием рабочих жидкостей (рис. 5) [1, 5, 19].

Математическая модель временного блокирования ПЗП в газовой скважине состоит из трёх этапов.

Этап 1
Stage 1



Этап 2
Stage 2



Этап 3
Stage 3

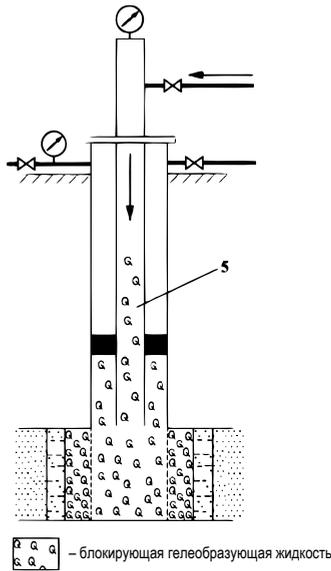
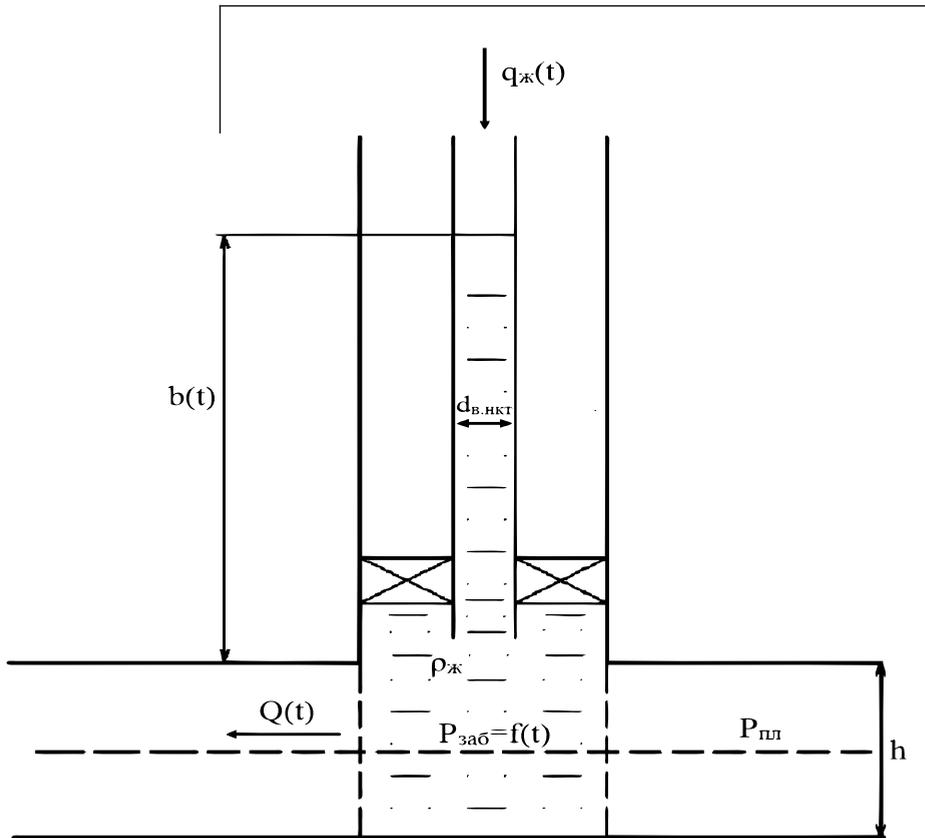


Рис. 6.

Этапы процесса временного блокирования ПЗП газовой скважины.

Fig. 6. Stages of the process of temporarily blocking the bottomhole zone of a gas well



$P_{пл}$ – пластовое давление;
 $P_{заб}$ – пластовое давление;
 $P_{зак1}(t)$ – давления закачки;
 $b(t)$ – высота столба жидкости глушения в забое скважины;
 $Q(t)$ – приемистость пласта жидкости глушения;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкости;
 $d_{в.НКТ}$ – внутренний диаметр НКТ;
 $q_{ж}(t)$ – скорость подачи жидкости.

$P_{пл}$ – reservoir pressure;
 $P_{заб}$ – reservoir pressure;
 $P_{зак1}(t)$ – injection pressure;
 $b(t)$ is the height of the killing fluid column at the bottom of the well;
 $Q(t)$ – injectivity of the kill fluid formation;
 ρ_l – liquid density;
 $d_{в.НКТ}$ – internal diameter of the tubing;
 $q_{ж}(t)$ – liquid supply speed.

Рис. 7.

Связь давления закачки с высотой столба жидкости глушения в лифтовой колонне и забое скважины.

Fig. 7. Relationship between injection pressure and the height of the killing fluid column in the lift string and the bottom of the well.

На первом этапе определяем приёмистость в момент блокирования ПЗП. Поступающая в прискважинную зону ЖГ приводит к увеличению радиуса кольматации ПЗП. Скорость подачи жидкости для глушения в ЛК позволяет определить скорость подачи БЖ в ЛК скважины при заданном пробном законе изменения давления закачки, имеющей большое значение для практики, так как по известной скорости закачки жидкости можно определить необходимое на первом этапе рабочее давление насоса, подающего ЖГ в ЛК в технологическом процессе блокирования ПЗП при глушении скважин. При этом важной задачей является: из реализуемых законов изменения давления закачки выбрать тот, при котором радиус зоны загрязнения (кольматации), в рассматриваемое время закачки, получился минимальным [1, 5, 9].

Далее определяем соответствующее управление режимом подачи жидкости, изменение давления закачки жидкости, при котором радиус зоны загрязнения имеет приемлемое по техническим условиям значение. Наконец по выбранному давлению закачки определяется скорость подачи жидкости блокирования в ЛК скважины. Определение радиуса границы раздела фаз «газ – жидкость» при проведении первого этапа блокирования ПЗП позволяет вычислить радиусы образующихся за время проведения первого этапа зон кольматации для допустимого множества технически реализуемых изменений давлений закачки [2, 8, 20].

На втором этапе определяем безразмерные радиусы закольматированных зон (рис. 3) и определяем приёмистость пласта, скорости подачи ГОЖ для глушения в ЛК, радиус границы раздела при выбранном конкретном давлении закачки.

На третьем этапе определяем безразмерные радиусы закольматированных зон после окончания второго этапа. На третьем этапе нужно, главным образом, вычислить время, необходимое для закачки заданного объёма ГОЖ и радиусы зоны загрязнения, где скорость перемещения границы «газ – пенная жидкость» обусловлена поступлением в расширяющуюся первую зону пенной жидкости. Эти расчёты позволят по известной скорости закачки определить необходимое на втором этапе рабочее давление насоса для подачи ЖГ в ЛК.

Уравнение при постоянном давлении закачки в виде, разрешённом относительно времени

$$t = \frac{\mu_1 \cdot m \cdot (1 - S_{в.ост.}) \cdot R_{скв}^2}{2 \cdot k \cdot (P_0 - P_{пл})} \cdot \left[\frac{r^2 \cdot \lambda n \left(\frac{r}{R_{скв} \cdot \sqrt{e}} \right)}{R_{скв}^2} + \frac{1}{2} \right]. \quad (1)$$

- где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;
 P_0 – постоянное давление закачки, МПа;
 r – текущий радиус границы раздела фаз жидкости глушения, м;
 μ_1 – вязкость жидкости, сП;
 $R_{скв}$ – радиус забоя скважины, м;
 m – пористость;
 k – проницаемость, мД;
 $S_{в.ост.}$ – остаточная водонасыщенность, %.

Приведённый расчёт примера времён закачки в ПЗП заданного объёма пенной жидкости в газовой скважине показал зависимость радиусов зон кольматации от длительности времени глушения скважины на первом этапе и вязкостей закачиваемых жидкостей при постоянном давлении закачки и пластовом давлении [1, 5, 21] (рис. 8).

Радиусы зон кольматации за рассматриваемое время ЖГ могут быть вычислены не только по аппроксимационным уравнениям, но и по вычисленным объёмам закачанной ЖГ по формуле

$$R_{загр}(M) = \sqrt{\frac{V(M^3, \text{жс.зл.})}{\pi \cdot h(M) \cdot m \cdot (1 - S_{в.ост.})}} + R_{скв}^2(M). \quad (2)$$

- где V – объём жидкости глушения, м³; h – толщина пласта-коллектора, м.

Результаты расчётов (рис. 8) показывают зависимость радиусов зон кольматации от длительности времени глушения скважины и вязкостей закачиваемых жидкостей при постоянном давлении закачки и пластовом давлении.

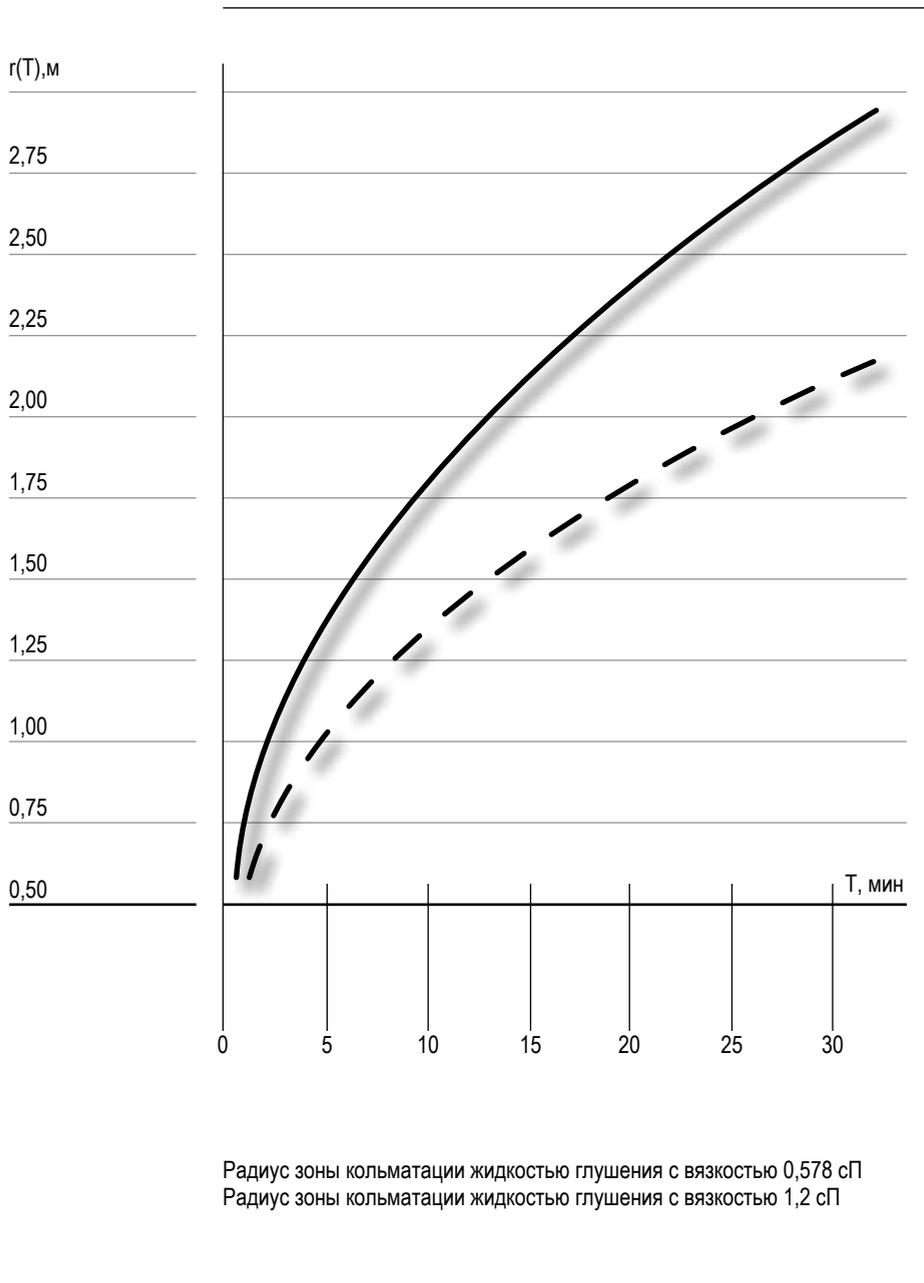


Рис. 8.

Зависимость радиусов зон кольматации от длительности времени глушения скважины и вязкостей закачиваемых жидкостей при постоянном давлении закачки и пластовом давлении.

Fig. 8. Dependence of the radii of clogging zones on the duration of well killing time and the viscosities of injected fluids at constant injection pressure and reservoir pressure.

Заключение

Способ управления гидродинамическими процессами в ПЗП при проведении ремонтных работ в скважинах в условиях сверх АНПД предотвращает разрушение пласта-коллектора и обеспечивает сохранение его фильтрационно-емкостных свойств.

Установлена зависимость радиусов зон кольматации от длительности времени глушения скважины и вязкостей закачиваемых жидкостей при постоянном давлении закачки и пластовом давлении.

Управление гидродинамическими процессами в ПЗП при блокировании газовых скважин имеет большое значение для эффективности проведения ремонтных работ в условиях сверх АНПД на истощённых ГКМ, а расчёт режима закачки блокирующей жидкости определяется с учётом характеристики конкретного пропластка с учётом реологических и иных ее свойств.

Способ обеспечивает возможность поинтервальной закачки блокирующей жидкости в многопластовую залежь с целью обеспечения адресного воздействия на конкретный интервал пласта.

Список источников

1. Gasumov R. A., Gasumov E. R. Mathematical model for injection of viscoelastic compositions into the productive formation // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2023. Vol. 334. No. 03. P. 218–228.
2. Gasumov R. A., Minchenko Y. S., Gasumov E. R. Development of technological solutions for reliable well killing by temporarily blocking the productive formation under ANPD conditions (using the example of Cenomanian gas deposits) // Proceedings of the Mining Institute. 2022. Vol. 258. P. 895–905.
3. Blinov P. A., Dvoynikov M. V. Rheological and Filtration Parameters of the Polymer Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2020. Vol. 15. Iss. 2. P. 694–697.
4. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Tradeoffs Between Emul-

- sion and Powder Polymers for EOR. Oil Recovery Conference. Tulsa. Oklahoma. USA. April 2016. SPE-179631-MS. <https://doi.org/10.2118/179631-MS>
5. Гасумов Р. А., Минченко Ю. С., Костюков С. В., Толпаев В. А. Способ временного блокирования продуктивного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений. Патент РФ 2788935. С1. МПК E21B 43/32. C09K 8/42. 2022. Опубликовано: 2023.01.25.
 6. Бакирова А. Д., Шаляпин Д. В., Двойников М. В. Исследование вязкоупругих составов в качестве жидкости глушения скважин // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14. № 4. С. 44–45.
 7. Shagiakhmetov A. M., Podoprigora D. G., Terleev A. V. The study of the dependence of the rheological properties of gelforming compositions on the crack opening when modeling their flow on a rotational viscometer // Periódico Tchê Química. 2020. Vol. 17. No. 34. P. 933–939.
 8. Гасумов Р. А. Гасумов Э. Р. Особенности проведения ремонтно-восстановительных работ в газовых скважинах месторождений Западной Сибири, находящихся на стадии падающей добычи // Наука. Инновации. Технологии. 2023. № 2. С. 177–190.
 9. Mardashov D. V., Bondarenko A. V., Raupov I. R. Technique for calculating technological parameters of non – Newtonian liquids injection into oil well during workover // Journal of Mining Institute. 2022. Vol. 258. P. 881–894.
 10. Rogov E. A. Study of the well near-bottomhole zone permeability during treatment by process fluids // Journal of Mining Institute. Vol. 242. P. 169–173.
 11. Wagle V., Al-Yami A. S., AlSafran A. Designing invert emulsion drilling fluids for HTPT conditions // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam. Saudi Arabia. April 2018. 13 p. SPE-192192-MS. <https://doi.org/10.2118/192192-MS>
 12. Каракетов А. В. Математическое моделирование процесса блокирования продуктивного пласта при проведении капитального ремонта скважин // Газовая промышленность. 2020. № 2 (796). С. 96–102.
 13. Басниев К. С. и др. Подземная гидромеханика. М.: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.

14. Raupov I. R., Shagiakhmetov A. M. The results of the complex rheological studies of the cross – linked polymer composition and the grounding of its injection volume // *International Journal of Civil Engineering and Technology*. 2019. Vol. 10. No. 2. P. 493–509.
15. Егорова Е. В., Минченко Ю. С., Каверзин С. А. Гелеобразующие жидкости для эффективного глушения газовых скважин в условиях поглощений сеноманских залежей месторождений Западной Сибири // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2023. №10(370). С. 46–53.
16. Quintero L., Ponnapati R., Felipe M. J. Cleanup of Organic and Inorganic Wellbore Deposits Using Microemulsion Formulations // *Laboratory Development and Field Applications Offshore Technology Conference*. Houston. Texas. USA. May 2017. No OTC-27653-MS. <https://doi.org/10.4043/27653-MS>
17. Крылов В. И., Крецул В. В., Меденцев С. В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2015. № 1. С. 36–44.
18. Жариков М. Г., Ли Г. С., Копылов А. И. и др. Разработка и испытание жидкостей глушения и блокирующих составов на углеводородной основе при капитальном ремонте газовых скважин Уренгойского НГКМ // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2018. № 1. С. 20–23.
19. Mardashov D. V., Limanov M. N. Increasing the efficiency of killing oil wells in the fields of the Volga-Ural oil and gas province with abnormally low reservoir pressures // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. 2022. Vol. 333 (7). P. 185–194.
20. Leusheva E. L., Morenov V. A. Study on rheological properties of clayless drilling fluids influenced by fractional composition of carbonate weighting agents // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. No. 921. 10 p. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012013>
21. Leusheva E., Morenov V., Tabatabaee Moradi S. Effect of carbonate additives on dynamic filtration index of drilling mud // *International Journal of Engineering*. 2020. Vol. 33. No. 5. P. 934–939.

References

1. Gasumov RA, Gasumov ER. Mathematical model for injection of viscoelastic compositions into the productive formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023;334(03):218-228.
2. Gasumov RA, Minchenko YS, Gasumov ER. Development of technological solutions for reliable well killing by temporarily blocking the productive formation under ANPD conditions (using the example of Cenomanian gas deposits). *Proceedings of the Mining Institute*. 2022;(258):895-905.
3. Blinov PA, Dvoynikov MV. Rheological and Filtration Parameters of the Polymer Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum. *Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2020;15(2):694-697.
4. Jouenne S, Klimenko A, Levitt D. Tradeoffs Between Emulsion and Powder Polymers for EOR. Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016, SPE-179631-MS. <https://doi.org/10.2118/179631-MS>
5. Gasumov RA, Minchenko YuS, Kostyukov SV, Tolpaev VA. Method for temporarily blocking a productive formation under conditions of abnormally low reservoir pressures. RF Patent 2788935. C1. IPC E21B 43/32, C09K 8/42, 2022. Published, 2023.01.25. (In Russ.).
6. Bakirova AD, Shaliapin DV, Dvoynikov MV. Research of viscoelastic composition as a well-killing fluid. *Academic Journal of West Siberia*. 2018;14(4):44-45. (In Russ.).
7. Shagiakhmetov AM, Podoprighora DG, Terleev AV. The study of the dependence of the rheological properties of gelforming compositions on the crack opening when modeling their flow on a rotational viscometer. *Periódico Tchê Química*. 2020;17(34):933-939.
8. Gasumov RA, Gasumov ER. Features of repair and restoration work in gas wells of fields in Western Siberia that are at the stage of declining production. *Science. Innovations. Technologies*. 2023;(2):177-190. (In Russ.).
9. Mardashov DV, Bondarenko AV, Raupov IR. Technique for calculating technological parameters of non – Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*. 2022;(258):881-894.

10. Rogov EA Study of the well near-bottomhole zone permeability during treatment by process fluids. *Journal of Mining Institute*. 2020;(242):169-173.
11. Wagle V, Al-Yami AS, AlSafran A. Designing invert emulsion drilling fluids for HTPT conditions. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam. Saudi Arabia. April 2018. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. 2018. 13 p. SPE-192192-MS. <https://doi.org/10.2118/192192-MS>
12. Karaketov AV. Mathematical modeling of the process of blocking the productive formation during well overhaul. *Gas Industry Journal*. 2020;2(796);96-102. (In Russ.).
13. Basniev KS et al. Underground hydromechanics. Moscow: Institute of Computer Research, Moscow: Nedra; 2006. 488 p. (In Russ.).
14. Raupov IR, Shagiakhmetov AM. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume. *International Journal of Civil Engineering and Technology*. 2019;10(2):493-509. (In Russ.).
15. Egorova EV, Minchenko YuS, Kaverzin SA. Gel-forming liquids for effective killing of gas wells in conditions of absorption of Cenomanian deposits of fields in Western Siberia. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2023;10(370):46-53. (In Russ.).
16. Quintero L, Ponnapati R, Felipe MJ. Cleanup of Organic and Inorganic Wellbore Deposits Using Microemulsion Formulations: Laboratory Development and Field Applications Offshore Technology Conference, May 2017. Houston, Texas, USA, N OTC-27653-MS. <https://doi.org/10.4043/27653-MS>
17. Krylov VI, Kretsul VV, Medentsev SV. Modern technological fluids for well completion and workover. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2015;(1):36-44. (In Russ.).
18. Zharikov MG, Li GS, Kopylov AI et al. Development and testing of hydrocarbon-based killing liquids and blocking compositions for workover of gas wells at the Urengoykoye OGCF. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2018;(1):20-23. (In Russ.).
19. Mardashov DV, Limanov MN. Increasing the efficiency of killing oil wells in the fields of the Volga-Ural oil and gas prov-

- ince with abnormally low reservoir pressures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. 2022;333(7):185-194.
20. Leusheva EL, Morenov VA. Study on rheological properties of clayless drilling fluids influenced by fractional composition of carbonate weighting agents. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020;(921):10. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012013>
 21. Leusheva E, Morenov V, Tabatabaee Moradi S. Effect of carbonate additives on dynamic filtration index of drilling mud. *International Journal of Engineering*. 2020;33(5):934-939.

Информация об авторах

Рамиз Алиджавад-оглы Гасумов – доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой проектирования объектов нефтегазовой сферы Северо-Кавказского федерального университета, Scopus ID: 6507302404.

Эльдар Рамизович Гасумов – кандидат экономических наук, доцент Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности, докторант Азербайджанского технического университета, Scopus ID: 57217090200.

Вклад авторов

Рамиз Алиджавад-оглы Гасумов. Проведены исследования – сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Утверждение окончательного варианта – принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

Эльдар Рамизович Гасумов. Подготовка и редактирование текста, рисунки – составление черновика рукописи и формирование его окончательного варианта, участие в научном дизайне.

Information about the authors

Ramiz A. Gasumov – Dr. Sci. (Tech.), Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Department of Oil and Gas Facilities Design, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 6507302404.

Eldar R. Gasumov – Cand. Sci. (Econ), Associate Professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry, Doctoral student, Azerbaijan Technical University, Scopus ID: 57217090200.

Contribution of the authors

Ramiz A. Gasumov. Research was carried out – collection, interpretation and analysis of the data obtained. Approval of the final version – acceptance of responsibility for all aspects of the work, the integrity of all parts of the article and its final version.

Eldar R. Gasumov. Preparation and editing of text, drawings – drafting the manuscript and forming its final version, participation in scientific design.