DOI: 10.24412/2076-6785-2025-4-41-45 УДК 622.245 I Научная статья

Цементирование скважин в условиях межколонных давлений

Евсеев И.Н.[1], **Капитонов В.А.**[1,2]
[1]ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия; [2]ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
ilia-evseev2016@mail.ru

Аннотация
В статье освещаются проблемы обеспечения надежной изоляции водоносных и нефтегазоносных пластов. На основе проведенных научных исследований на примере скважин Бованенковского месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа обоснован подход к предупреждению межколонных давлений (МКД). Как известно, разгерметизация цементного камня с образованием каналов, по которым возможно движение пластового флюида, в межколонном пространстве происходит в основном во время загустевания и формирования структурного каркаса цементного раствора. Авторами изложен опыт выработки решений, позволивших предотвратить возникновение межколонных давлений. Также получены положительные результаты применения описываемого способа ликвидации МКД.

Материалы и методы
К причинам возникновения межколонных давлений относят прорыв газа при схватывании цементного раствора; превышение прочности цементного камня на растяжение при превышении давления, термоциклическом воздействии, тектонических движениях; разрушение цементного камня под действием механических и ударных нагрузок и др. В процессе цементирования важно обеспечить минимальный эксцентриситет обсадной колонны с помощью центраторов; соблюдать иерархию плотности флюидов и реологии для лучшего вытеснения бурового раствора; выполнять расхаживание труб при отсутствии риска поглощений; при необходимости применять управляемое цементирования под давлением (managed pressure cementing) и другие инновационные технологии.

Ключевые слова
цементирование скважин, подбор рецептуры, газоблокирующие добавки, расширяющаяся добавка, цемент, цементирование

Для цитирования
Евсеев И.Н., Капитонов В.А. Цементирование скважин в условиях межколонных давлений // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 4. С. 41–45.
DOI: 10.24412/2076-6785-2025-4-41-45

Поступила в редакцию: 18.04.2025

UDC 622.245 I Original Paper

Cementing wells under inter-column pressure conditions

Evseev I.N.[1], **Kapitonov V.A.**[1,2]
[1]Samara State Technical University, Samara, Russia; [2]"SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia
ilia-evseev2016@mail.ru

Abstract
The article highlights the problems of reliable isolation of aquiferous and oil-and-gas bearing formations. On the basis of the conducted scientific researches on the example of wells of Bovanenkovskoye field of Yamalo-Nenets Autonomous District the approach to prevention of inter-column pressures (ICP) is substantiated. As it is known, depressurization of cement stone with formation of channels through which formation fluid can move in the intercolumn space occurs mainly during thickening and formation of structural framework of cement solution. The authors set forth the experience of developing solutions that allowed preventing the occurrence of inter-column pressures. Positive results of application of the described method of ICD elimination are also obtained.

Materials and methods
The causes of intercasing pressures include gas breakthrough during setting of cement slurry; excessive tensile strength of cement stone during overpressure, thermocyclic action, tectonic movements; failure of cement stone under mechanical and shock loads, etc. It is important to ensure minimum eccentricity of the casing string by using centralizers; to observe the hierarchy of fluid density and rheology for better displacement of drilling fluid. During cementing it is important to ensure minimum casing eccentricity with the help of centralizers; to observe hierarchy of fluid density and rheology for better displacement of drilling mud; to perform pipe running with no risk of absorption; to apply managed pressure cementing and other innovative technologies if necessary.

Keywords
well cementing, formulation selection, gas blocking additives, expanding additive, cement, cementing

For citation
Evseev I.N., Kapitonov V.A. Cementing wells under inter-column pressure conditions. Exposition Oil Gas, 2025, issue 4, P. 41–45. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2025-4-41-45

Received: 18.04.2025

Качественное разобщение проницаемых пластов является основным условием при строительстве скважин. Это требуется для исключения загрязнения пластовых вод и предупреждения заколонной циркуляции в процессе эксплуатации скважины, при этом конструкция скважины должна обеспечивать устойчивый проектный дебит, что является наиболее сложной задачей [1, 2].

Появление межколонных давлений (МКД) в скважине после завершения строительства может быть связано с наличием каналов в цементном камне, с возникновением перетоков через резьбовые соединения обсадных колонн или элементы устьевого оборудования. Такие скважины классифицируются как технически неисправные и требуют принятия мер по устранению МКД, а при невозможности их реализации — подлежат ликвидации.

Межколонные, заколонные и межпластовые перетоки флюидов проявляются в виде аномального повышения давления на устье скважины, а также могут сопровождаться формированием техногенных скоплений и грифонов. Подобные явления способны привести к выбросам, возгораниям и другим аварийным ситуациям, влекущим за собой значительные финансовые потери и наносящим ущерб окружающей среде и экосистемам недр.

МКД, связанные с негерметичностью резьбы обсадных колонн или оборудования в скважине, ликвидируются при капитальном ремонте [3]. Межколонные движения газа по цементному камню ликвидировать намного сложнее. Для этого может применяться закачка на устье специальных герметизирующих составов совместно с обработкой межколонного пространства генератором силовых волн (волновая технология) [4]. Но эффективнее не допускать появления МКД, для чего могут применяться заколонные пакеры различных конструкций или добавки в цементный раствор. Также имеется ряд публикаций [5–7], в которых описана эксплуатация скважин с межколонными давлениями, реализованная при соблюдении регламентированных мероприятий по обвязке межколонных пространств, осуществлении контроля за давлением и состоянием скважин.

К заколонным пакерам относятся набухающие [8], механические [9] и металлокордовые [10]. В цементных растворах применяют расширяющиеся и газоблокирующие добавки, также возможно применение самовосстанавливающихся цементов и добавок, повышающих адгезию цементного камня [11–14].

Основные причины движения флюида по заколонному пространству в условиях правильно подобранного тампонажного состава [15]:

- некачественное вытеснение бурового раствора при цементировании обсадной колонны;
- неправильно подобранные буферные жидкости, которые не смывали образовавшуюся фильтрационную корку бурового раствора, что способствовало образованию каналов для движения флюида;
- выделение газа в процессе цементирования обсадной колонны и движение его вверх по стволу, что также провоцирует образование каналов.

Объектом исследования являются горизонтальные нефтяные скважины Бованенковского месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа, эксплуатация которых осложнена наличием межколонных давлений. Типовая конструкция скважин приведена на рисунке 1. Количество и соотношение межколонных давлений, возникших при цементировании различных секций, приведены на рисунке 2.

Рассмотрим цементирование технической колонны и способы ликвидации МКД.

Основной проблемой цементирования технической колонны является маленький диапазон допустимых плотностей. Изначально использовалось два цементных раствора: облегченный цементный раствор (далее ОЦР) плотностью 1580 кг/м^3 и цементный раствор нормальной плотности 1 880 кг/м^3. Оба цементных раствора затворялись на основе готовых смесей. Но при использовании ОЦР постоянно наблюдались межколонные давления. При этом время переходного периода (загустевания после остановки циркуляции) цементного раствора нормальной плотности составляло 24 мин., что является отличным результатом, но оказалось недостаточно.

Было принято решение выполнить цементирование до устья одним цементным раствором нормальной плотности 1 900 кг/м^3. В процессе осуществления работ было получено поглощение и проведено встречное цементирование. Таким способом провели цементирование трех секций. В итоге на всех трех секциях получили МКД.

Тогда приняли решение перейти на тампонажные смеси на основе цементов

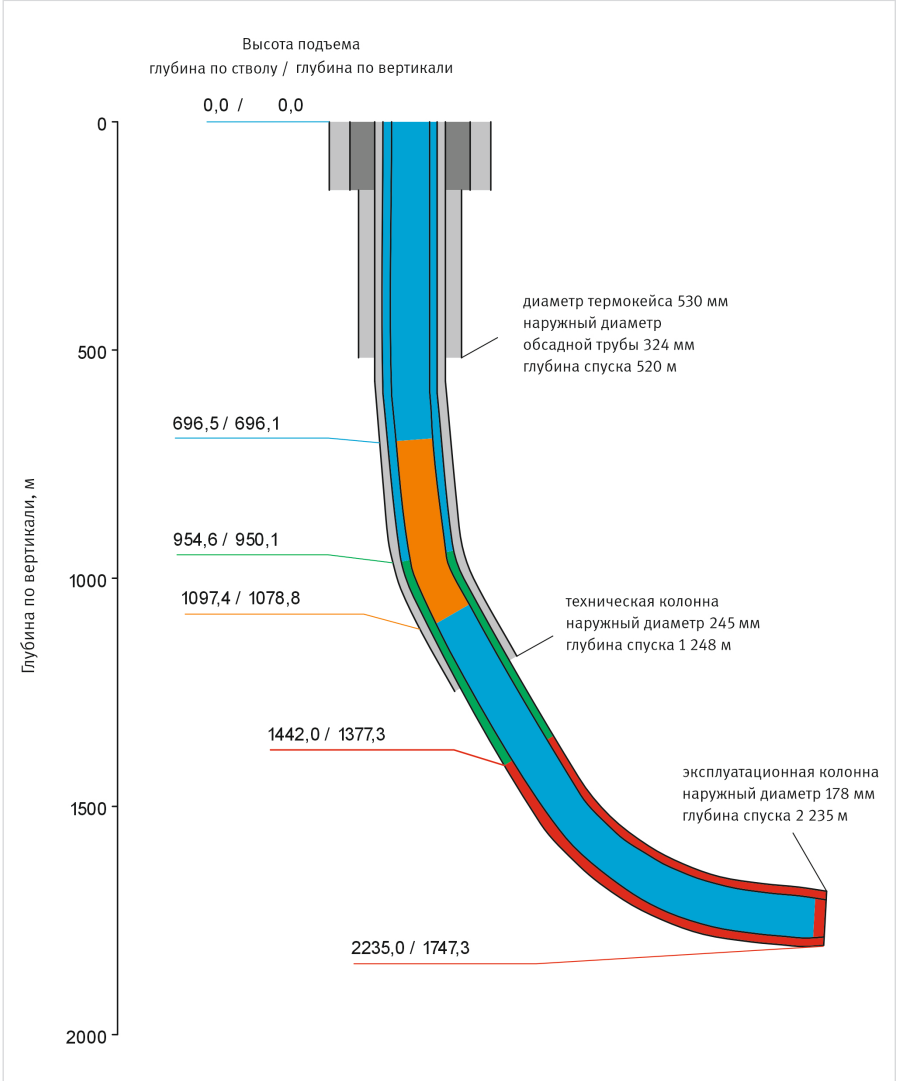

Рис. 1. Типовая конструкция горизонтальных скважин Бованенковского месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа
Fig. 1. Typical design of horizontal wells in the Bovanenkovskoye field of the Yamalo-Nenets Autonomous Area

Рис. 2. Количество случаев проявления межколонных давлений на Бованенковском месторождении Ямало-Ненецкого автономного округа
Fig. 2. The number of column-to-column pressures Bovanenkovskoye field Yamalo-Nenets Autonomous Area

по ГОСТ 1581-2019, но с добавлением расширяющейся и газоблокирующей добавок [16]. В случае применения расширяющейся добавки эффект повышения герметичности цементного кольца связан с уплотнением фильтрационной корки на стенках скважин за счет линейного расширения раствора и цементного камня в радиальном направлении [17, 18]. Результаты исследований влияния расширяющей добавки на расширение цементного раствора приведены на рисунке 3.

По результатам исследований выбрали концентрацию расширяющей добавки — 15 %, параметры полученного состава приведены в таблице 1. При этом расширение составило 6 %. Однако проблема заключалась в том, что это расширение за 24 часа, а газ успевал пройти через цементный раствор в первые минуты его твердения. Данная добавка позволила снизить количество МКД, но устранить их полностью не удалось.

Известно, что по мере загустевания и твердения тампонажного раствора создаваемое им гидростатическое давление становится ниже пластового давления. Данное снижение обусловлено «зависанием» гидростатического столба тампонажного раствора на стенках скважины за счет образования в нем структурного каркаса. Это провоцирует прорыв газовых пачек по затрубному пространству, также проявляются контракция и седиментационная неустойчивость раствора, что интенсифицирует разгерметизацию цементного кольца с образованием различных каналов, по которым в дальнейшем происходит движение пластового флюида в межколонном пространстве. Таким образом, процесс «зависания» цементного раствора на стенках скважин является одной из основных причин проявления заколонных перетоков при освоении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин [15, 16].

Следующим шагом по предупреждению образования каналов стала работа с временем загустевания. Решили использовать один цементный раствор плотностью 1890 кг/м^3, разделив его на 2 пачки с различным временем загустевания [19, 20]. Первая пачка цементного раствора должна быть с большим временем загустевания, а вторая с малым временем загустевания — и именно она должна перекрыть газовые и нефтеносные пласты. В таком случае верхняя пачка оказывала гидростатическое давление на цементный раствор ниже, в то время как нижняя пачка переходит в состояние геля и пропускает через себя газ. Суть данного метода заключается в том, что время начала переходного периода первой пачки должно стартовать только после окончания времени переходного периода второй пачки.

Данный способ также можно подтвердить расчетами. Газовый пласт находится на глубине 580 м по вертикали. Первая пачка цементного раствора находится в интервале 0–450 м, а вторая пачка — 450–1 250 м. Проведем расчет гидростатического давления, оказываемого на пласт, после твердения цементного раствора.

$$Pгидр = \rho \times g \times h \qquad (1),$$

где ρ — плотность цементного раствора, кг/м^3, g — ускорение свободного падения, м/с^2, h — глубина по вертикали, м.

$$Pгидр\ (1\ пачка) = 1880 \times 9{,}81 \times 450 \div 10^6 = 8{,}3\ МПа.$$

Согласно инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин п. 2.6 [21] плотность цементного раствора после его твердения равна 1 121 кг/м^3. Тогда:

$$Pгидр\ (2\ пачка) = 1121 \times 9{,}81 \times 130 \div 10^6 = 1{,}4\ МПа;$$

$$Pгидр\ (суммарное) = 1{,}4 + 8{,}3 = 9{,}7\ МПа.$$

А теперь проведем расчет без учета первой пачки:

$$Pгидр = 1121 \times 9{,}81 \times 580 \div 10^6 = 6{,}4\ МПа.$$

Разница гидростатических давлений составляет более 3 МПа.

Таким образом удалось добиться противодавления на пласт и избежать осложнения с заколонными проявлениями.

В соответствии с лучшими мировыми практиками также рекомендуется добиваться следующих параметров тампонажного раствора (определяемых по стандарту API 10B-2) для предотвращения прорывов газа [19]:

- развитие статического напряжения сдвига (SGSA) от 48 Па до 239 Па (от 100 до 500 фунтов/100 футов^2) — в течение 20 минут;
- объем статической фильтрации за 30 мин. — менее 30 мл;
- набор консистенции от 40 до 100 Вс — в течение 15 минут;
- предпочтительная газонепроницаемая добавка — латекс.

Итоги

Опытно-промысловые испытания (ОПИ) по применению тампонажного раствора с разделением на 2 пачки были выполнены в процессе цементирования технической колонны 245 мм горизонтальной скважины Бованенковского месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа. По результатам ОПИ получен положительный эффект предотвращения миграции газа по затрубному пространству.

Выводы

Данный способ рекомендуется к дальнейшему применению на скважинах, имеющих риск проникновения газа в затрубное пространство в процессе твердения цементного камня, а также на скважинах, где допустимый диапазон изменения плотностей менее 0,03 г/см^3.

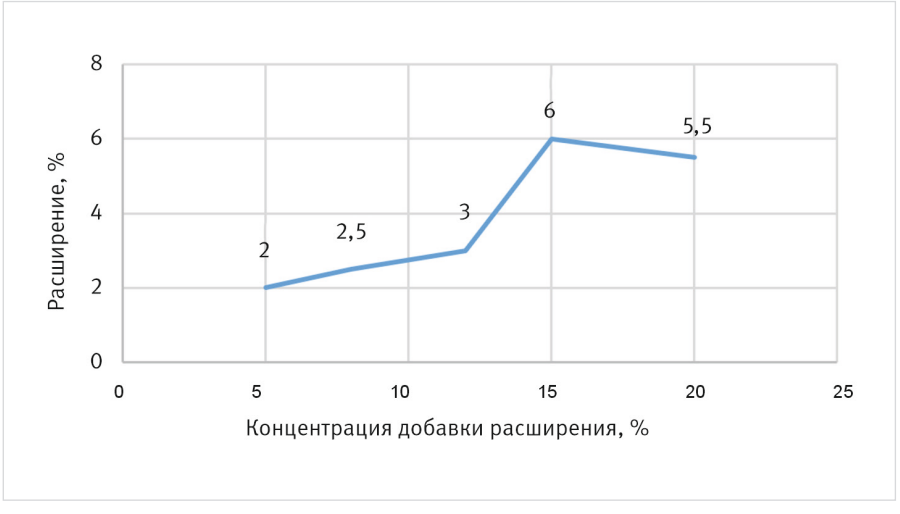

Рис. 3. Зависимость расширения от концентрации расширяющей добавки
Fig. 3. Dependence of expansion on the concentration of the expansion additive

Табл. 1. Результаты применения рецептуры с расширяющейся добавкой
Tab. 1. Results of using the formulation with an expanding additive

Водоотдача, см^3/30 мин	Водоотделение, %	Время загустевания до 70 Вс, ч:мин	Прочность на сжатие, 3,4 МПа, ч:мин	Время переходного периода, мин	Расширение цементного раствора за 24 ч, %
50	0	3:27	5:29	45	6

Литература

1. Кашкапеев С.В., Газиев С.Ю. Комплекс работ по выявлению и ликвидации источников межколонных давлений на примере газоконденсатной скважины Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Бурение и нефть. 2015. № 7–8. С. 40–43.
2. Белей И.И., Кулябин А.Г., Маринин В.И. и др. Применение тампонажных растворов с газоблокирующими добавками для цементирования обсадных колонн в условиях АВПД и повышенных температур // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2012. № 2. С. 32–35.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001.
4. Ликвидация межколонного давления // Недра-С. 2025. URL: https://nedras.ru/

page3.html (дата обращения: 05.06.2025).
5. Журавлев В.В. Проблемы строительства скважин Бованенковского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 7. С. 2–5.
6. Журавлев В.В., Чижова Т.И., Шестакова Н.А., Кустышев А.В. Проблемы межколонных газопроявлений на скважинах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 5. С. 52–55.
7. Журавлев В.В. Анализ причин возникновения открытых газовых фонтанов и совершенствование организации производства работ при их ликвидации // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 2. С. 170–177.
8. Исхаков А.Р., Мухаметшин В.В., Кадыров Р.Р. и др. Совершенствование технологий строительства и ремонта скважины с горизонтальным окончанием с применением отечественных водонабухающих пакеров. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. 118 с.
9. Патент № 2832382 C1 РФ, МПК E21B 33/12. Пакер заколонный механический: заявл. 11.07.2024: опубл. 23.12.2024 / В.В. Мовчан, И.М. Зарипов, А.В. Киршин, Р.М. Осипов. Заявитель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.
10. Лебедев И., Габдуллин А., Погурец В., Новиков С. Эффективное применение заколонных металлокордовых пакеров для предотвращения межколонных перетоков и давлений МКД, миграций газа, сохранения целостности конструкции скважины // Российская конференция по нефтяным технологиям SPE, Москва, Россия, октябрь 2019 г. SPE-196811-RU.
11. Родер С.А., Овчинников В.П., Щербич Н.Е., Семененко А.Ф. Исследование влияния расширяющейся добавки RD на физико-механические, контракционные свойства тампонажных растворов нормальной плотности // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 15 февраля 2023 г. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. С. 179–182.
12. Нурсканов В.Д., Колесников С.Г., Кузнецов О.А., Егоров А.О. Заколонные перетоки, методы предупреждения. Опыт применения латексного газоблокатора // Бурение и нефть. 2023. № S2. С. 50–53.
13. Кармаенков М.С., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е. и др. Комплексный подход к предупреждению межколонных и заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах на месторождениях Пермского края // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 1. С. 36–44.
14. Патент № 2539054 C2 РФ, МПК C09K 8/467. Самовосстанавливающиеся цементы: № 2013111848/03: заявл. 05.07.2011: опубл. 10.01.2015 / С. Ле Руа-Деляж, Л. Мартэн-Аль-катиб; заявитель ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL).
15. Мухаметшин Д.М., Ваганов Ю.В., Билецкий А.А., Мухаметшин А.Д. Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 4. С. 119–127.
16. Агзамов Ф.А., Комлева С.Ф. О механизме возникновения газопроявлений в период ОЗЦ // Нефтяная провинция. 2015. № 2. С. 11–35.
17. Никитин В.И., Нечаева О.А. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе // Бурение и нефть. 2023. № S2. С. 34–37.
18. Гилязов А.Р. Влияние условий движения расширяющихся тампонажных растворов на величину расширения цементного камня // Бурение и нефть. 2011. № 1. С. 47–49.
19. Alhadhrami N., Sinaga A., El-Sayed I., Husein M., Loucif A. Achieving excellent zonal isolation in linerless casing design through innovative cementing practice. ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2023, 216968-MS. (In Eng).
20. AlHulaymi M., Quintero E., Martanto R., Edgar D., Alqasab Jasim, Pohl J. Addressing complex well conditions: integration of cementing techniques to achieve zonal isolation in intermediate liners. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, May 2025, 225650-MS. (In Eng).
21. Джафаров В.Г., Колесников В.Ф., Кузнецов В.Д. и др. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва: 1997.

ENGLISH

Results
Pilot field tests (PFT) on application of plugging slurry with separation into 2 packs were carried out during cementing of 245 mm technical string in a horizontal well of the Bovanenkovskoye field in the Yamalo-Nenets Autonomous District. According to the results of the pilot test a positive effect of preventing gas migration through the annular space was obtained.

Conclusions
This method is recommended for further application in wells with the risk of gas penetration into the annulus during cement hardening, as well as in wells where the permissible range of density variation is less than 0,03 g/cm^3.

References

1. Kashkapeev S.V., Gaziev S.Yu. The complex of the works to identify and eliminate the sources of the annulus pressure at the example gas condensate wells in the Volga-Ural oil and gas province. Drilling and oil, 2015, issue 7–8, P. 40–43. (In Russ).
2. Beley I.I., Kuyabin A.G., Marinin V.I. et al. Application of cement slurries containing gas blocking agents for the cementing of casings in environments with abnormally high formation pressure and high temperatures. Bulletin of the Association of Drilling Contractors, 2012, issue 2, P. 32–35. (In Russ).
3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Theory and practice of prevention of complications and workover of wells during their construction and operation: Reference Manual: In 6 vol. Moscow: 2001. (In Russ).
4. Elimination of inter-column pressure (ICD). Nedra-S, 2025. URL: https://nedras.ru/page3.html (accessed: 05.06.2025). (In Russ).
5. Zhuravlev V.V. Problems of well construction of the Bovanenkovo field. Construction of oil and gas wells on land and at sea, 2011, issue 7, P. 2–5. (In Russ).
6. Zhuravlev V.V., Chizhova T.I., Shestakova N.A., Kustyshev A.V. Problems of annulus gas showing in wells. Izvestia vysokikh uchebnykh obrazovaniya. Oil and Gas, 2011, issue 5, P. 52–55. (In Russ).
7. Zhuravlev V.V. Analysis of causes of the open gas blowout occurrence, and improvement of organizing liquidation works. Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products, 2014, issue 2, P. 170–177. (In Russ).
8. Iskhakov A.R., Mukhametshin V.V., Kadyrov R.R. Improvement of technology of construction and repair of horizontal well with the use of domestic water swelling packers. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2020, 118 p. (In Russ).
9. Patent № 2832382 C1 Russian Federation, MPK E21B 33/12. External casing mechanical packer: applied for. 11.07.2024: published on 23.12.2024 / Movchan V.V., Zaripov I.M., Kirshin A.V., Osipov R.M.; Proprietor(s): V.D. Shashin «Tatneft» PJSC. (In Russ).
10. Lebedev I., Gabdullin A., Pogurets V., Novikov S. Effective application of metal expandable packer to prevent gas migration issues, leaks of gas and fluids in annulus, well integrity problems. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019. SPE-196811-RU. (In Russ).
11. Roder S.A., Ovchinnikov V.P., Shcherbich N.E., Semenenko A.F. Investigation of the influence of expanding additive RD on the physical-mechanical, contracting properties of normal density plugging solutions. Technological solutions for well construction in fields with complex geological and technological conditions of their development: proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, February 15, 2023. Tyumen: 2023, P. 179–182. (In Russ).
12. Nurskanov V.D., Kolesnikov S.G., Kuznetsov O.A., Egorov A.O. Wellbore leakage, methods of prevention. Experience

of latex gas migration control additive usage. Drilling and Oil, 2023, issue S2, P. 50–53. (In Russ).
13. Karmaenkov M.S., Derendyaev V.V., Chernyshov S.E. Integrated solutions for the prevention of inter-case and annular cross-flows in oil and gas wells at the fields of the Perm Region. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 1, P. 36–44. (In Russ).
14. Patent № 2539054 C2 Russian Federation, MPK C09K 8/467. Self-repairing cements: № 2013111848/03: applied. 05.07.2011: published on 10.01.2015 / S. Le Roy-Delage, L. Martin-Al-Katib; Proprietor(s): Schlumberger Technology B.V. (NL). (In Russ).
15. Mukhametshin D.M., Vaganov Yu.V., Biletskiy A.A., Mukhametshin A.D. An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen region. Oil and Gas Studies, 2022, issue 4, P. 119–127. (In Russ).
16. Agzamov F.A., Komleva S.F. On mechanism of gas showing during WOC. Oil Province, 2015, issue 2, P. 11–35. (In Russ).
17. Nikitin V.I., Nechaeva O.A. Evaluation of the permeability of filter cake of water-based drilling fluid. Drilling and oil, 2023, issue S2, P. 34–37. (In Russ).
18. Gilyazov A.R. Influence of traffic on the expanding cement slurry size expansion cement stone. Drilling and oil, 2011, issue 1, P. 47–49. (In Russ).
19. Alhadhrami N., Sinaga A., El-Sayed I., Husein M., Loucif A. Achieving excellent zonal isolation in linerless casing design through innovative cementing practice. ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2023, 216968-MS. (In Eng).
20. AlHulaymi M., Quintero E., Martanto R., Edgar D., Alqasab Jasim, Pohl J. Addressing complex well conditions: integration of cementing techniques to achieve zonal isolation in intermediate liners. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, May 2025, 225650-MS. (In Eng).
21. Dzhafarov V.G., Kolesnikov V.F., Kuznetsov V.D. et al. Instruction on calculation of casing strings for oil and gas wells. Moscow: 1997.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Евсеев Илья Николаевич, магистрант 2-го курса ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Для контактов: ilia-evseev2016@mail.ru

Капитонов Владимир Алексеевич, к.т.н., главный специалист, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Evseev Ilya Nikolaevich, 2nd year Master's student, SamSTU, Samara, Russia
Corresponding author: ilia-evseev2016@mail.ru

Kapitonov Vladimir Alekseevich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia; associate professor of the department of oil and gas well drilling, SamSTU, Samara, Russia