

## Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная

Д.П. Аникеев\*, С.Н. Закиров, Э.С. Аникеева, А.Д. Лысенко  
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва  
E-mail: anikeev@ogri.ru

**Аннотация.** В статье, на конкретных примерах, показаны фактический недостаток внимания к обеспечению герметичности скважин при их ликвидации и последствия бездействия в данном вопросе. Указаны проблемы как технологического, так и организационного плана. Описан подход, способный обеспечить герметичность скважин на длительный срок в определенных условиях.

**Ключевые слова:** добыча нефти и газа, ликвидация скважин, заканчивание скважин, фонд скважин.

**Для цитирования:** Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Аникеева Э.С., Лысенко А.Д. Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15>

### Проблема негерметичности скважин

Проблема негерметичности скважин, с одной стороны, уже не первый год изучается специалистами, с другой стороны, далеко не всегда ей придается должное значение. Многие специалисты считают, что возникающие проблемы локальны в пространстве и времени, в силу чего эти проблемы могут быть легко решены в рамках существующих ремонтных работ.

Данное представление проблемы, на наш взгляд, несколько упрощенное. Проблема глобальнее. Ее следует разделить на несколько элементов:

1. Возможность организации работ на скважине. В зависимости от этапа жизни скважины можно рассматривать различные сценарии:

1а. Текущий ремонт эксплуатируемой скважины.

1б. Обеспечение герметичности при ликвидации или консервации скважины.

1в. Ликвидация негерметичности на уже ликвидированной скважине, возможно, через десятки лет после прекращения ее функционирования.

2. Наличие технологий, способных обеспечить необходимый уровень герметичности.

Очень часто первый пункт вообще выпадает из рассмотрения как очевидно решенный. Однако фактически – далеко не по всем скважинам это является настолько простой ситуацией.

Так, например, по данным [1], только на территории юга Тюменской области и только в 1990-х гг. пробурено более 300 поисково-разведочных скважин на нефть и газ. Эти скважины считаются ликвидированными.

Но можно выделить 2 группы скважин, которые вряд ли будут ликвидированы с соблюдением всех норм:

- «Бесхозные» скважины. Это скважины, не имеющие балансодержателя и находящиеся на территории распределенного фонда недр. Так, на территории Ямало-Ненецкого округа более 30% находящихся в федеральной собственности скважин являются «бесхозными» [2]. При этом складывается парадоксальная ситуация – «бесхозные» скважины активно используются, добыча углеводородного сырья на них осуществляется. Но при этом скважина не зарегистрирована, и расходов в виде налогов на нее недропользователь не несет. То есть нет собственника, с которого можно было бы потребовать ликвидации такой скважины после окончания ее фактической эксплуатации. Что же касается состояния таких скважин, то в работе [3] автор оценивает количество скважин, находящихся на распределенных участках недр и при этом не являющихся объектом какого-либо лицензионного соглашения. Это число на начало 2015 г. приближалось к 10 тыс., притом лишь несколько процентов из них было учтено в кадастровом учете. А скважин, находящихся в удовлетворительном состоянии, было и того меньше.

- Скважины, закрепленные на балансе отдельных организаций с государственной формой собственности, которые не имеют соответствующей лицензии на добычу полезных ископаемых и вовсе не эксплуатируются. При отсутствии лицензии на добычу, вполне вероятно, что над такими объектами не будут осуществляться надзор, обслуживание и ликвидация – по многим причинам, в том числе по причине отсутствия необходимого оборудования и специалистов. Данные из разных источников разнятся, но можно говорить как минимум о тысячах скважин.

Сколько из 300 скважин (в приведенном выше примере) попало в обе указанные категории – не ясно, но возможно, что не 1 и не 2.

Еще более сложная ситуация наблюдается со скважинами по варианту 1в. Далеко не всегда возможно определить собственника объекта. Даже если собственник найдет, в ряде случаев заставить ликвидировать проявления негерметичности удастся только на основании решения суда. Это означает, что в аварийном состоянии скважина может пребывать годами. Согласно Закону, устранять так называемый «накопленный вред окружающей среде» должно, в том числе, и Государство. Но оперативность решения такого рода проблем за счет государственных средств вызывает вопросы.

Так, в 2017 г., в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды», Правительство Российской Федерации поручило Министерству природных ресурсов и экологии осуществлять ведение государственного реестра объектов накопленного вреда окружающей среде [4]. Но к середине 2019 г. в реестре (находящемся в свободном доступе) было менее 100 объектов и ни одного, имеющего отношение к заброшенным или «бесхозным» скважинам.

К сожалению, негативные эффекты от пренебрежения требованиями к ликвидации скважин уже неоднократно фиксировались. Показательна ранее указанная работа [1], в ней отмечаются три важных для нас факта:

- старые разведочные скважины, в основном, «ликвидировались» без установки цементных мостов – просто переводились на буровой раствор с установкой на устье глухой заглушки или заваркой устьевого оборудования – и это даже не являлось нарушением действующих на тот момент инструкций;
- под действием минерализованных пластовых вод происходят разрушение цементных мостов и заколонного цементного камня, коррозия обсадных колонн и устьевого оборудования;
- во многих скважинах отсутствуют или спущены не до забоя эксплуатационные колонны.

На иллюстрациях к статье [1] приведены фотографии фонтанов жидкости, бьющих из остатков арматуры на устье скважины.

На рис. 1. представлена классификация причин негерметичности заколонного цемента, согласно [5].

Ряд аварийных ситуаций демонстрируют, насколько активны могут быть процессы прорыва флюида (в основном, газа) по заколонному пространству.



**Рис. 1.** Факторы, приводящие к прорыву флюидов по цементному камню за колонной

Например, в работе [6] описана авария на разведочной скважине с проектной глубиной 620 м. В процессе спуска эксплуатационной колонны (1953 г.) при глубине 372 м скважина перешла в открытое фонтанирование газом и в образовавшийся кратер провалился буровой станок. Для ликвидации аварии было закачено 160 тыс. м<sup>3</sup> воды и более 50 м<sup>3</sup> тампонажного раствора.

Через много лет в районе скважины возобновились газопроявления, что потребовало в 2008 г. проведения новых работ, с бурением дополнительной скважины и с закачкой суммарно более 130 м<sup>3</sup> тампонажного раствора.

Для нас наиболее интересна правая ветвь на рис. 1, так как указанные на ней эффекты могут проявляться длительное время, превышая срок службы скважины. Более того, они имеют место не только в пространстве за колонной, но и в материале цементных мостов. Установка же мостов, согласно РД, является не только обязательной процедурой, но в ряде случаев и основным способом обеспечения изоляции скважины от внешней среды [7]. Данный РД утвержден Ростехнадзором, который подчиняется Министерству сельского хозяйства Российской Федерации.

### **Альтернативные технологии обеспечения герметичности**

Многие специалисты согласны с тем, что установка цементных мостов недостаточно эффективна. В качестве способов обеспечения герметичности предложены различные технические решения, связанные с использованием традиционных тампонажных растворов, но призванные обеспечить большую надежность по сравнению с требованием РД [8].

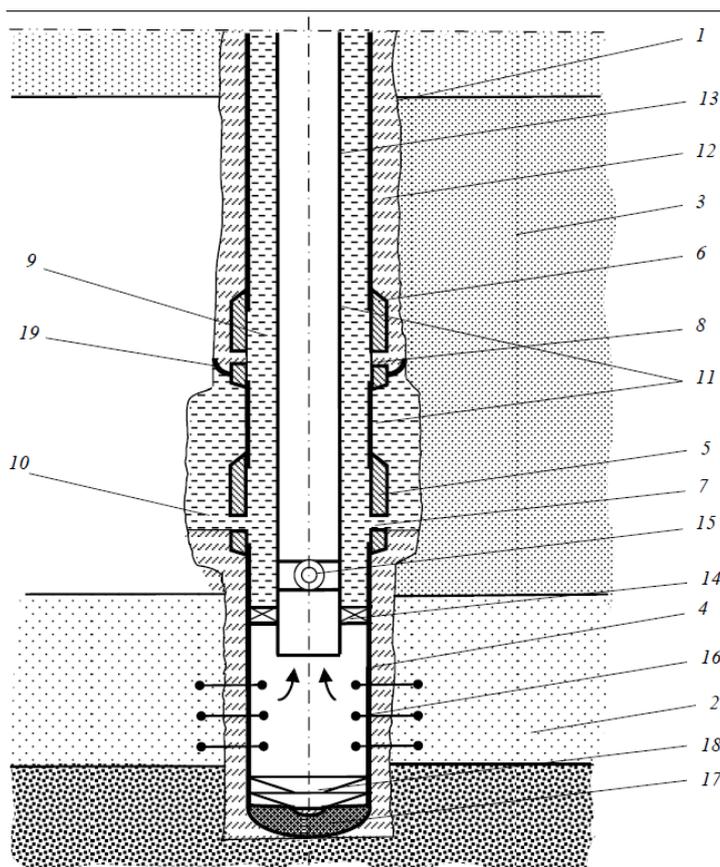
При этом по отдельным объектам разработки вклад разных элементов различен. Например, для ПХГ актуальна проблема разрушения цементного камня из-за динамических нагрузок при эксплуатации одних и тех же газовых скважин в режиме добычи и закачки [9, 10].

При этом исследования зацементированных колонн на Заполярном месторождении [11] показывают, что плохое сцепление цемента имеют от 18% до 41% фонда обследованных скважин (в зависимости от исполнителя работ), а отсутствие сцепления – от 9% до 22%. Ожидаемые проблемы с негерметичностью таких скважин подтверждаются фактическим материалом [12].

По ряду скважин на ПХГ были проведены работы по продлению сроков эксплуатации скважин [13]. Максимальный срок эксплуатации добывающей скважины составил 42 года. При этом для более старых скважин он меньше, чем для новых. Но срок в 42 года в ряде случаев меньше проектного или фактического срока эксплуатации газового месторождения. Так, на Медвежьем месторождении газ добывается уже 47 лет. Некоторые проектные документы имеют расчеты с прогнозным сроком более 100 лет.

Есть ряд технологий, которые не ограничиваются установкой только цементного камня. Например, в работах [14, 15] предлагается использовать гидрозатвор внутри эксплуатационной колонны, который имеет гидравлическую связь с заколонным пространством. Жидкость гидрозатвора создает противодействие на продуктивный пласт, препятствуя притоку из него. Но авторы работы [14] указывают, что стабильность жидкости гидрозатвора не превышает 10 лет. Этого достаточно при эксплуатации ПХГ, но не достаточно при ликвидации скважины.

Схема гидрозатвора, согласно [15], представлена на рис. 2. На схеме приняты следующие сокращения: МСЦ – муфта ступенчатого цементирования, ЦК – циркуляционный клапан.



**Рис. 2.** Схема гидрозатвора, согласно [15]

- |                              |                                 |                            |                         |
|------------------------------|---------------------------------|----------------------------|-------------------------|
| 1 – ствол скважины           | 6 – вторая МСЦ                  | 11 – жидкость гидрозатвора | 16 – перфорация         |
| 2 – продуктивный пласт       | 7 – отверстия первой МСЦ        | 12 – цементное кольцо      | 17 – башмак             |
| 3 – непроницаемая кровля     | 8 – отверстия второй МСЦ        | 13 – лифтовая колонна      | 18 – продавочная пробка |
| 4 – эксплуатационная колонна | 9 – внутриколонное пространство | 14 – пакер внутриколонный  | 19 – манжета            |
| 5 – первая МСЦ               | 10 – за колонное пространство   | 15 – ЦК                    |                         |

На основании идеи гидрозатвора получены два патента [16, 17]. Первый касается способа заканчивания скважины, а второй – способа восстановления герметичности за колонного пространства скважины, добывающей газ.

На наш взгляд, предложенная технология гидрозатвора – это правильный шаг от цементных мостов к более пластичным системам. Но для того, чтобы стать инструментом, пригодным для использования при ликвидационных работах, данная технология должна обеспечивать более длительный эффект.

### Авторские предложения по решению проблемы

Как альтернативный вариант, нами предложена технология проведения работ на скважине. Так же, как и подход с установкой гидрозатвора, она может быть использована как на этапе заканчивания скважины, так и при ремонтно-изоляционных работах и ликвидации скважины (с небольшими вариациями).

В процессе традиционного цементирования затрубного пространства эксплуатационной колонны (а также и кондуктора) приходится создавать значительные давления в цементировочных агрегатах. При этом приходится преодолевать противодействие столба цементного раствора в затрубном пространстве. Подход с установкой гидрозатвора также требует достаточного противодействия при нагнетании жидкости гидрозатвора.

В предлагаемом способе (рис. 3) гравитационный фактор не преодолевают, а используют его в качестве подпорья.

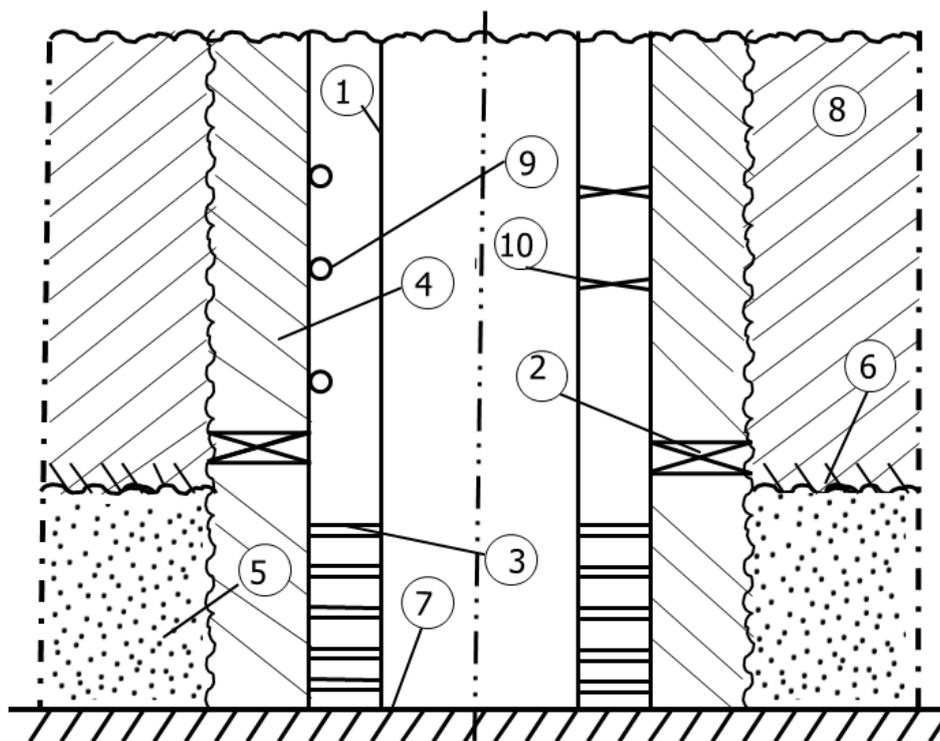


Рис. 3. Схема забоя при заканчивании скважины с закачкой герметизирующего текучего агента

На рис. 3 цифрами показано: 1 – обсадная колонна, 2 – пакер, 3 – сквозные перфорационные отверстия в обсадной колонне, 4 – сформированная герметизирующим составом зона, 5 – продуктивный пласт, 6 – кровля продуктивного пласта, 7 – подошва продуктивного пласта, 8 – массив непродуктивных пород, включая покрывку (кровлю

пласта), 9 – нагревательные элементы на внешней стороне обсадной колонны, 10 – односторонние клапаны газа.

Перед началом работ устье и затрубное пространство скважины герметизируют и монтируют оборудование, которое должно обеспечивать закачку герметизирующего агента в затрубное пространство под давлением с охватом по радиусу от 180 до 270 градусов кольцевого зазора между стенкой скважины и внешней поверхностью обсадной колонны. Оставшийся зазор оборудуют устройством для сбора и стравливания в атмосферу поступающего на устье по затрубью газового агента.

Следующий этап предлагаемой технологии соответствует схеме на рис. 3. Пакер (2) изначально закрыт, то есть не препятствует движению флюида за колонной.

Поэтому производят закачку в затрубное пространство газового агента, который осуществляет вытеснение жидкости (бурового раствора) из затрубного пространства во внутреннюю часть обсадной колонны. Газовый агент нагнетается в затрубное пространство при давлении существенно выше атмосферного.

Вытесняемая смесь через перфорационные отверстия (3) поступает в обсадную колонну и в дальнейшем поднимается на поверхность. После того как доля газового агента в продукции скважины на устье приближается к 100%, пакер (2) раскрывают (происходит разобшение затрубного пространства выше и ниже пакера) и в затрубье начинают нагнетать герметизирующий агент.

Объем поданного в скважину герметизирующего вещества должен быть таким, чтобы обеспечить подъем герметизирующего агента на устье скважины и сформировать зону (4). В процессе закачки нагревательные элементы (9) поддерживают необходимую температуру.

Если в силу геолого-технологических условий вытеснение бурового раствора газовым агентом сопряжено с высокими сопротивлениями, то на обсадной колонне предусматриваются клапаны (10), обеспечивающие одностороннее поступление нагнетаемого вещества из затрубного пространства во внутреннее пространство обсадной колонны.

Поступающая на устье газо-жидкостная смесь отстаивается и производится учет объемов жидкости, вытесненных из скважины.

В качестве газового агента для вытеснения может выступать воздух, азот или природный газ. После окончания работ по герметизации затрубного пространства создают

забойный фильтр из проницаемого тампонажного материала напротив продуктивного пласта (5).

Использование герметизирующего агента обеспечивает лучшую герметичность за счет большей пластичности и адгезии, чем у тампонажного раствора.

На этапе бурения предпочтительно использовать буровой раствор на нефтяной основе, так как его использование позволяет в дальнейшем дорастворить остатки бурового раствора в герметизирующем агенте.

В дальнейшем возможно использование нагревательного элемента (9) в процессе эксплуатации скважины для управления состоянием затрубного пространства. Так, в случае обнаружения заколонных перетоков и их локализации осуществляют локальный прогрев соответствующего участка заколонного пространства. После обретения подвижности герметизирующий агент «залечивает» образовавшиеся трещины. Если нарушения достаточно обширны, возможно, будет необходим прогрев части заколонного пространства от места образования трещин до устья.

Способ имеет ограничения к применению. Он, возможно, не будет достаточно эффективным в условиях наличия в разрезе многолетнемерзлых пород, а также в случае, если в процессе эксплуатации в скважину планируется закачка высокотемпературного агента (например, перегретого пара). При наличии промежуточных колонн выполняют процедуру герметизации аналогично изложенной, но с применением подходов, разработанных для цементирования промежуточных колонн.

### **Заключение**

По мнению авторов, вопросам ликвидации скважин на данный момент не уделено достаточного внимания. При практических подходах к ликвидации скважин не предполагается обеспечения ее герметичности на длительные периоды времени, что подтверждается фактическими данными и возникающими аварийными ситуациями.

Поэтому авторы предлагают техническое решение, которое в ряде случаев обеспечивает длительную надежную герметизацию скважины.

Если рассматривать вопрос еще шире, то проблема возможных экологических катаклизмов становится глобальной, что показано в другой статье авторов [18].

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-*

компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований», № АААА-А19-119022090096-5).

### Литература

1. Курбанов Я.М., Черемисина Н.А., Комбаров Р.К. и др. Опыт проведения ремонтно-изоляционных и ликвидационных работ на старом фонде геолого-разведочных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. № 12. С. 33–37.

2. Овечкина Г. Принципы и методы формирования реестра фонда буровых скважин как объектов недвижимого имущества. Разработка моделей управления // ПравоТЭК.ru <https://www.lawtek.ru/analytics/14> (Дата обращения 22.08.2019).

3. Генкин А.С. Современная проблематика негативных экстерналий: консервация и ликвидация нефтегазовых скважин // Мир новой экономики. 2015. № 3. С. 48–58.

4. Постановление Правительства РФ от 13.04.2017 № 445 «Об утверждении Правил ведения государственного реестра объектов накопленного вреда окружающей среде» // Российская газета. 2017. 26 апр.

5. Шарафутдинов З.З., Аносов Э.В. Влияние отдельных факторов технологии строительства скважин на прорыв пластовых флюидов по зацементированному пространству // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013. № 8. С. 28–34.

6. Дубенко В.Е., Крымов В.В. Опыт ликвидации газопроявлений на Кирюшкинском ПХГ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 11. С. 45–47.

7. РД 08-492-02. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Москва: ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2002. 10 с.

8. Агамалов Г.Б., Мамонтов В.В., Соболев С.Ф., Тупысев М.К. Пат. RU 2286438 С1. Способ герметизации заколонного пространства скважины. № 2005121209/03; Заявл. 07.07.2005; Опубл. 27.10.2006 // Изобретения. Полезные модели. 2006. Бюл. № 30. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

9. Тупысев М.К. Особенности проявления техногенных деформационных процессов при создании и эксплуатации ПХГ // Актуальные проблемы нефти и газа, 2018. Вып. 4(23). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art26>

10. *Тупышев М.К.* Контроль динамики техногенных напряжений в горных породах пластов, в том числе покрышки, при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа // Актуальные проблемы нефти и газа, 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art12>
11. *Шарафутдинов З.З., Ипполитов В.В.* Прорыв пластовых флюидов через зацементированное пространство скважин и основные пути его предотвращения (часть 1) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2008. № 6. С. 41–46.
12. *Райкевич С.И.* Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. М.: ООО «ИРЦ «Газпром», 2007. 247 с.
13. *Шагин В.И., Федорова Н.Г., Дубенко В.Е.* К определению сроков безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 3. С. 30–32.
14. *Гайдаров М.М.-Р., Лихущин А.М., Янкевич В.Ф.* и др. Методология выбора рабочих жидкостей гидрозатвора для предотвращения МКД в скважинах ПХГ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 7. С. 27–33.
15. *Лихущин А.М., Киришин В.И.* Проектирование высокогерметичных подземных хранилищ газа для хранения гелия или гелиевого концентрата // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3. С. 68–72.
16. *Лихущин А.М., Янкевич В.Ф., Рубан Г.Н., Мкртычан Я.С.* Пат. RU 2534548 С1. Способ заканчивания газовых скважин. № 2013131737/03; Заявл. 10.07.2013; Опубл. 27.10.2014 // Изобретения. Полезные модели. 2006. Бюл. № 33. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
17. *Лихущин А.М., Рубан Г.Н., Нифантов В.И.* и др. Пат. RU 2431033 С1. Способ восстановления герметичности заколонного пространства скважины газовой залежи или залежи, содержащей в своей продукции природный газ. № 2010107534/03; Заявл. 01.03.2010; Опубл. 10.10.2011 // Изобретения. Полезные модели. 2011. Бюл. № 28. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
18. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* и др. Устаревшие технологии добычи нефти и газа как источник новых экологических катаклизмов // Экологический Вестник России. 2019. № 8. С. 20–25.

## Well leakage is a global problem, not a local one

**D.P. Anikeev\***, **S.N. Zakirov**, **E.S. Anikeeva**, **A.D. Lysenko**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*anikeev@ogri.ru

**Abstract.** The article gives certain examples of insufficient attention paid to wellbore tightness during well abandonment, and the consequences of inaction in this matter. The technological and organizational issues are indicated. An approach that can ensure the tightness of wells for a long period in certain conditions is described.

**Keywords:** oil and gas production, well abandonment, well completions, old well stock.

**Citation:** *Anikeev D.P., Zakirov S.N., Anikeeva E.S., Lysenko A.D.* Well leakage is a global problem, not a local one // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15> (In Russ.)

### References

1. *Kurbanov Ya.M., Cheremisina N.A., Kombarov R.K.* et al. Experience of performing repair-insulation and liquidation operations of old exploration wells // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2013. No. 12. P. 33–37. (In Russ.).
2. *Ovechkina G.* Principles and methods of forming a register of the stock of boreholes as objects of real estate. Development of management models // PravoTEK.ru <https://www.lawtek.ru/analytics/14> (Accessed on 22.08.2019). (In Russ.).
3. *Genkin A.S.* Modern perspective of negative externalities: preservation and elimination of oil and gas wells // World of New Economy. 2015. No. 3. P. 48–58. (In Russ.).
4. Decree of the Government of the Russian Federation of 13.04.2017 N 445 On the approval of the Rules for maintaining the state register of objects of accumulated harm to the environment // Rossiyskaya Gazeta. 2017. Apr 26. (In Russ.).
5. *Sharafutdinov Z.Z., Anosov E.V.* Influence of individual factors of the wells construction technology on break-through of reservoir fluids along the cemented space // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2013. No. 8. P. 28–34
6. *Dubenko V.E., Krymov V.V.* Experience in the elimination of gas occurrences at the Kiryushkinskoye UGS facility // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2012. No. 11. P. 45–47. (In Russ.).
7. RD 08-492-02. Instructions on the procedure for liquidation, conservation of wells and equipment of their mouths and shafts. Moscow: Industrial Safety, 2002. 10 p. (In Russ.).

8. *Agamalov G.B., Mamontov V.V., Sobolev S.F., Tupysev M.K.* Patent RU 2286438 C1. Casing annulus plugging method. No 2005121209/03; Declared 07.07.2005; Publ. 27.10.2006 // Inventions. Useful models. 2006. Bull. No. 30. – Available at: <http://www1.fips.ru>

9. *Tupysev M.K.* Features of technogenic deformation processes detection during development and operations of underground gas storages // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 4 (23). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art26> (In Russ.).

10. *Tupysev M.K.* Technogenic stresses dynamics control in rock formations, including cap rocks, during development and operation of underground gas storage facilities // Actual Problems of Oil and Gas, 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art12> (In Russ.).

11. *Sharafutdinov Z.Z., Ippolitov V.V.* The breakthrough of formation fluids through the cemented space of wells and the main ways to prevent it (part 1) // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2008. No. 6. P. 41–46. (In Russ.).

12. *Raikevich S.I.* Ensuring the reliability and high productivity of gas wells. Moscow: IRC Gazprom LLC, 2007. 247 p. (In Russ.).

13. *Shamshin V.I., Fedorova N.G., Dubenko V.E.* Safe lifetime estimation of oil and gas wells operation // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2014. No. 3. P. 30–32.. (In Russ.).

14. *Gaydarov M.M.-R., Likhushin A.M., Yankevich V.F.* et al. Methodology of selection of a water seal working fluids for prevention of inter-casing pressure (ICP) in wells of underground gas storage (UGS) // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2012. No. 7. P. 27–33. (In Russ.).

15. *Likhushin A.M., Kirshin V.I.* Design of high-tight underground gas storages for storing helium or helium concentrate // News of Gas Science: Scientific and Technical Collection. 2015 No. 3. P. 68–72. (In Russ.).

16. *Likhushin A.M., Jankevich V.F., Ruban G.N.* et al. Patent RU 2534548 C1. Method of gas well completion. No. 2013131737/03; Declared 10.07.2013; Publ. 27.10.2014 // Inventions. Useful models. 2006. Bull. No 33. – Available at: <http://www1.fips.ru>

17. *Likhushin A.M., Ruban G.N., Nifantov V.I.* et al. Patent RU 2431033 C1. Method to restore tightness of borehole annulus in well of gas field or field that contains natural gas in its produce. No. 2010107534/03; Declared 01.03.2010; Publ. 10.10.2011 // Inventions. Useful models. 2011. Bull. No. 28. – Available at: <http://www1.fips.ru>

18. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M.* et al. Obsolete oil and gas production technologies as a source of new environmental disasters // Ecological Bulletin of Russia. 2019. No. 8. P. 20–25. (In Russ.).