



# РАБОТА С ФОНДОМ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ: ЭВОЛЮЦИЯ НОРМАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПОДХОДЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

**Е.В. Демин<sup>1,\*</sup>, А.Р. Хуснутдинов<sup>1</sup>, П.С. Соловьев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Международный эксперт

**Электронный адрес:** demin.ev@gazprom-neft.ru

**Введение.** На протяжении жизненного цикла скважины возможно возникновение межколонного давления в скважине (МКД). В мировой практике скважинной добычи углеводородов (УВ) сложились различные нормативные требования и подходы к работе с этой проблемой.

**Целью** данной статьи является описание эволюции нормативного регулирования и подходов нефтегазодобывающих компаний к вопросу эксплуатации скважин с МКД, в том числе в отсутствие нормативно-методических рекомендаций, либо их противоречивости.

**Материалы и методы.** Комплексно использованы отраслевые нормативные и методические документы, а также локальные нормативно-методические документы (НМД) различных нефтегазодобывающих компаний. В отсутствие единой базы данных по скважинам с МКД собраны и обобщены разрозненные источники информации, позволяющие увидеть общую картину по работе с фондом скважин с МКД в мире.

**Результаты.** Выполненный анализ продемонстрировал эволюцию нормативного регулирования и текущее положение отечественных нефтегазодобывающих компаний, которые, в отсутствие, единого подхода к работе с фондом скважин МКД, выбирают различные варианты совмещения требований локальных НМД и регуляторных органов, используют лучшие мировые практики по обеспечению целостности скважин.

**Выводы.** В статье показаны реальные примеры локальных НМД нефтегазодобывающих компаний, а также тенденции дальнейшего совершенствования и гармонизации отраслевых стандартов и регламентирующих документов различных стран.

**Ключевые слова:** межколонные давления, МКД, целостность скважин

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Демин Е.В., Хуснутдинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний. ПРО НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):60–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>

*Статья поступила в редакцию 01.11.2021*

*Принята к публикации 17.03.2022*

*Опубликована 30.06.2022*

MANAGEMENT OF WELL STOCK WITH CASING PRESSURE:  
THE EVOLUTION OF REGULATORY AND APPROACHES OF OIL AND GAS COMPANIES

**Eugene V. Demin<sup>1,\*</sup>, Artur R. Khusnutdinov<sup>1</sup>, Pavel S. Solovjov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

<sup>2</sup>International expert

**E-mail:** demin.ev@gazprom-neft.ru

**Introduction.** During the life cycle of the well, the occurrence of sustained casing pressure in the well (SCP) is very possible. In practice, various regulatory requirements and approaches to working with such wells have been developed in the worldwide oil and gas industry.

**The aim** of this work is to describe the evolution of regulations and approaches of oil and gas companies well operations with SCP, including conditions of the regulatory and methodological recommendations absence, or their inconsistency.

**Materials and methods.** This article comprehensively reviews industry regulatory and methodological documents, as well as local regulatory and methodological documents (LRD) from various oil and gas companies. In the absence of a single database on wells with SCP, disparate sources of information have been collected and summarized, allowing you to see the overall picture of working with the well stock with SCP in the world.

**The results** of the performed analysis demonstrate the evolution of regulatory and the current situation in the domestic oil and gas companies, which, in the absence of a unified approach to working with the well stock with

SCP, choose different options for harmonizing LRD with the current requirements of regulatory authorities and the best world practices to ensure the integrity of wells.

**Conclusions.** The article shows real examples of LRD of oil and gas producing companies, as well as trends in further improvement and harmonization of industry standards and regulatory documents of various countries.

**Keywords:** sustained casing pressure, SCP, well integrity

**Conflict of interest:** the authors declare that there is no conflict of interest.

**For citation:** Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solovjov P.S. Work with the fund of wells with casing pressure: the evolution of regulatory and approaches of oil and gas companies. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):60–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>

Manuscript received 01.11.2021

Accepted 17.03.2022

Published 30.06.2022

## ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕЖКОЛОННОМ ДАВЛЕНИИ

Согласно п. 3.5 ГОСТ Р 55415-2013

«Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки» [1] межколлонное давление (МКД) — это измеренное на устье скважины давление газа, жидкости или их смеси, находящихся в пространстве между эксплуатационной и последней технической колонной, а также между остальными промежуточными колоннами. Другими словами, это давление в межколлонном пространстве скважины (МКП) (рис. 1) [2].

На протяжении жизненного цикла скважины (проектирование, строительство, эксплуатация, консервация и ликвидация) наличие МКД в скважине не допускается, т.к. МКД является инструментально контролируемым параметром, который свидетельствует о наличии негерметичности и нарушении барьеров безопасности, предусмотренных на этапе

проектирования и строительства скважин. Термин «барьер безопасности» широко используется мировым нефтегазовым сообществом, но требует уточнения. Под барьером безопасности в повседневной речи профильных специалистов и в публикациях могут подразумевать как материальные объекты — цементный камень (ЦК), обсадные колонны (ОК) и другое оборудование, так и нематериальные понятия — процедуры периодического контроля технического состояния скважины и МКП, требования к персоналу и т.д. Для контроля скважины всегда должны присутствовать два независимых физических барьера безопасности, препятствующих разгерметизации скважины. Нефтегазовая промышленность использует философию двух барьеров с 1920-х годов [3]. С точки зрения МКД первичный барьер — крепь скважины и уплотнения устьевого оборудования, вторичный — запорная арматура (ЗА) колонной головки (КГ). В НМД нефтегазовой промышленности понятие барьеров безопасности скважины

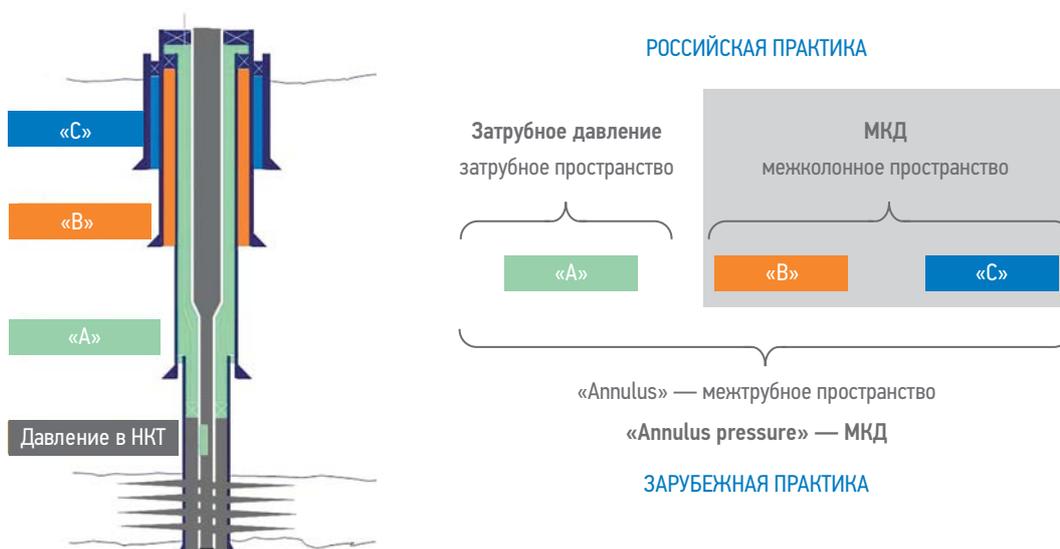
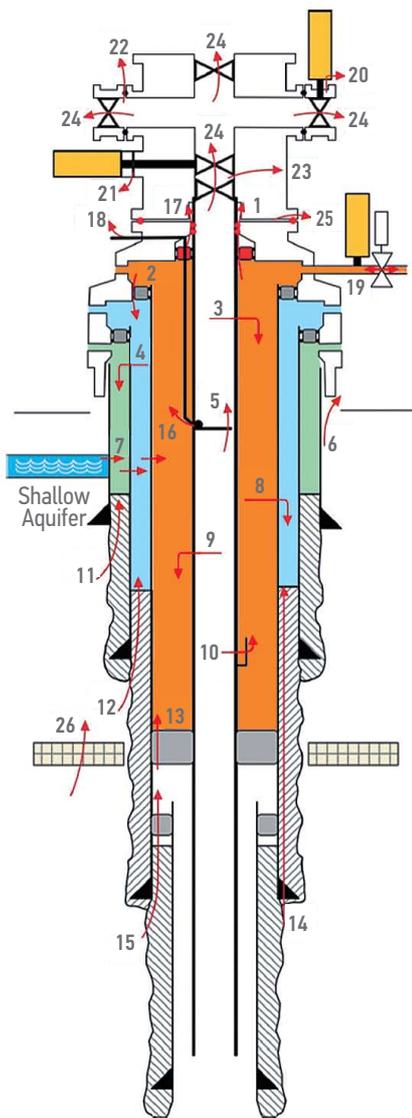


Рис. 1. Различие терминов в российской и зарубежной практике. Составлено авторами  
Fig. 1. The difference between terms in Russian and foreign practice. Prepared by the authors



1. Негерметичность трубодержателя
2. Негерметичность уплотнений колонной головки
3. Негерметичность НКТ выше клапана-отсекателя
4. Негерметичность промежуточной обсадной колонны
5. Негерметичность клапана-отсекателя
6. Грифон
7. Сквозная коррозия обсадной колонны грунтовыми водами
8. Негерметичность эксплуатационной колонны
9. Негерметичность НКТ ниже клапана-отсекателя
10. Негерметичность оправок/клапанов
11. Переток по ЦК из под башмака кондуктора
12. Переток по циркуляционному клапану из-под башмака промежуточной обсадной колонны
13. Негерметичность пакера
14. Переток по циркуляционному клапану эксплуатационной колонны
15. Негерметичность циркуляционной колонны и подвески хвостовика
16. Негерметичность соединения линии управления клапана-отсекателя
17. Негерметичность соединения линии управления клапана-отсекателя с фонтанной арматурой
18. Негерметичность запорно-регулирующей арматуры линии управления клапаном-отсекателем
19. Негерметичность запорно-регулирующей арматуры затрубной линии
20. Негерметичность сальниковых уплотнений штока запорно-регулирующей арматуры
21. Негерметичность уплотнений крышки запорно-регулирующей арматуры
22. Негерметичность фланца запорно-регулирующей арматуры
23. Негерметичность корпуса фонтанной арматуры
24. Негерметичность запорно-регулирующего элемента запорно-регулирующей арматуры
25. Негерметичность фланцевого соединения колонной головки с трубной головкой
26. Переток через пласт-покрышку

Рис. 2. Основные виды нарушений герметичности скважины [6]  
 Fig. 2. The main types of well integrity failures [6]

впервые включено в 1992 году инициативой норвежской системы стандартизации для шельфовых проектов NORSOK [3]. В отечественные НМД барьеры безопасности, как составная часть системы управления целостностью скважины (Well Integrity), рекомендованы к включению в рамках российско-норвежского проекта Баренц-2020 [4], но в настоящее время так и не включены. Проект Баренц-2020 стартовал в 2007 году и в течение пяти лет более 100 специалистов из России, Норвегии, Дании, Франции и США вели работу по гармонизации стандартов по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды для работ в Баренцевом море. Результатом явилась серия отчетов «Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом

море» [5]. Сравнение отечественных и зарубежных подходов к работе с МКД будет рассмотрено далее. Важность понимания терминологии в области МКД иллюстрирует следующий пример. Затрубное давление и давление в МКП в зарубежной литературе обозначаются одним термином «annulus pressure» (рис. 1), для российской практики термины «затрубное давление» и «межколонное давление» имеют существенное различие. «Межколонное давление» обычно фигурирует в процессе контроля технического состояния скважины и должно быть равно нулю, в то время как «затрубное давление» активно используется при бурении и эксплуатации скважины и, как правило, отлично от нуля. Нефтяная или газовая скважина — горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли без доступа человека

к забою. Отсутствие доступа человека к забою говорит о том, что работы по строительству скважины большей частью являются скрытыми и проверить их качество достаточно сложно, что может с течением времени привести к проявлению дефектов и нарушению герметичности крепи. Типовые нарушения герметичности в скважине приведены на **рис. 2** [6]. На **рис. 2** видно, что МКД может явиться следствием более десятка нарушений в скважине, но в итоге появление и наличие МКД обуславливают два фактора:

- источник давления — флюид, находящийся относительно МКП под избыточным давлением;
- гидродинамическая связь источника давления с МКП.

Наличие МКД в скважинах является дефектом, и согласно п. 9.3 ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки» [7] «эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и прочими нарушениям) не допускается». По мнению авторов, данное требование является слишком общим и требует более конкретных критериев. Далее будут представлены примеры, иллюстрирующие фактически сложившуюся практику в отношении фонда скважин с МКД.

В большинстве нефтегазодобывающих стран мира законодательство требует от недропользователей мониторинга фонда скважин на предмет МКД, но статистика по данному направлению мировым сообществом не ведется, поэтому для оценки фонда скважин

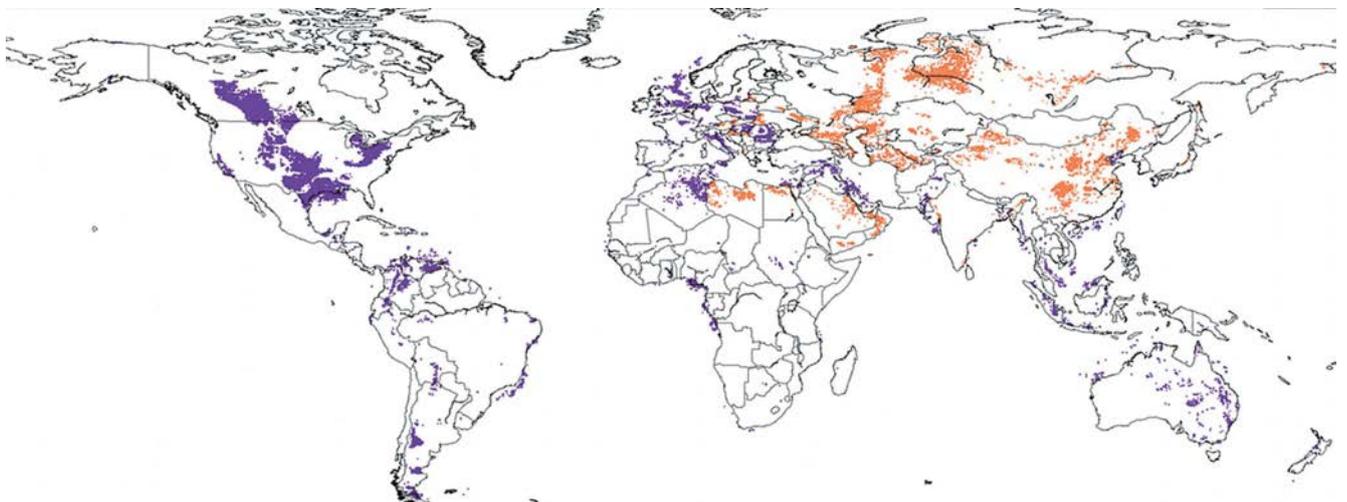
с МКД необходимо проанализировать различные доступные источники.

## ФОНД СКВАЖИН С МКД

Исчерпывающей статистики о техническом состоянии мирового фонда действующих и ликвидированных нефтяных и газовых скважин не существует, а имеющиеся разрозненные источники зачастую расходятся в оценках. Периодически на конференциях, посвященных вопросам обеспечения целостности скважин, озвучивается обобщенная статистика, например:

- обзор, проведенный Службой управления полезными ископаемыми США в 2004 году, показал проблемы с герметичностью в 6 650 из 12 927 скважин в Мексиканском заливе (45 %) [8];
- исследование целостности скважин Норвежского управления нефтяной безопасности (Norwegian Petroleum Safety Authority) выявило, что проблемы имеются у 482 скважин из 2 682 скважин в Северном море на побережье Норвегии (18 %) [9];
- в 2009 году проведенный в рамках форума Сообщества инженеров-нефтяников (SPE) «Проблемы целостности скважин в Северном море» опрос около 100 участников позволил сделать выводы, что в среднем 1600 из 4700 скважин в Северном море на побережье Великобритании (34 %) имели как минимум одну проблему [10].

Анализ ряда подобных источников [11–35] показывает, что появление МКД на скважинах происходит повсеместно. Доля



**Рис. 3.** Мировой фонд пробуренных скважин по данным Enverus и Rose  
**Fig. 3.** Stock of drilled wells according to Enverus and Rose

Таблица 1. Данные о фонде с МҚД по некоторым странам. Составлено авторами  
Table 1. Stock of wells with sustained casing pressure in some countries. Prepared by the authors

Страна	Месторождение/Компания	Кол-во изученных скважин	Скважин с МҚД	% изученных скважин	% скважин с МҚД	Год	Источник
Россия	Астраханское ГКМ	505	423	-	76-84	1998	[18, 22]
	ООО «Ямбурггаздобыча»	-	251	-	-	2006	[18]
	ООО «Уренгойгазпром» (Уренгойское ГКМ)	2 400	47	-	2-4	2006	[18, 20, 23]
	ООО «Надымгазпром»	-	61	-	-	2006	[18]
	Заполярное месторождение	314	175	-	56	2007	[21]
Канада	-	-	-	5	64		[14]
	Альберта	316 439	12 458	7	4	2009	[32]
	Альберта	31 077	18 271	-	59	2020	[31]
	Британская Колумбия	21 525	2 329	-	11	2018	[33]
США	-	969 136	-	5	23	2019	[11]
	Пенсильвания	3 533	1 144	-	32	2011	[12]
	Мексиканский залив	15 500	6 692	100	43	2003	[12, 29]
	Санта Фе Спрингс, Калифорния	50	-	-	75	2005	[17]
	Энн Мэг, Южный Техас	18	-	-	61	2014	[12]
	ПХГ и утилизация CO <sub>2</sub>	470	-	-	2	2014	[12]
	Колорадо	22 108	4 593	-	21	2021	[28]
	Нью-Мексико	25 925	2 507	-	10	2021	[28]
Норвегия	8 компаний	193	-	-	38	2011	[12]
	8 месторождений	217	-	-	-	2007	[12]
	Не известно (внутренний аудит)	711	-	-	20	-	[12]
	-	406	-	-	18	2006	[12]
Индонезия	-	175	-	100	43	2010	[15]
Китай	Шэнли (Shengli)	4 054	1 122	100	28	2007	[16]
	Sour Gas Fields in Sichuan Basin	-	-	-	-	2021	[30]
Бахрейн	-	750	-	100	13	2004	[12]
Вьетнам	СП «Вьетсовпетро»	163	116	-	71	1997	[24]
	Белый Тигр	-	-	-	50	2006	[27]
Казахстан	-	32 000	-	-	-	2016	[19]
	Месторождение Бозой (Актюбинск) — ПХГ	42	-	-	50	2019	[26]
	Карачаганакское НГКМ	236	136	-	58	1999	[25]

фонда с МҚД на разных месторождениях и в разных странах различна, и эти различия обусловлены особенностями технологии строительства скважин и контроля ее соблюдения, применяемыми материалами и множеством других факторов, которые и становятся предметом исследований, но сам факт наличия МҚД является неоспоримым. Поэтому добывающие компании вводят весьма успешные процедуры подконтрольной эксплуатации скважин с МҚД. Общее количество пробуренных в мире нефтяных и газовых скважин по различным оценкам составляет более 30 млн [34, 35], в эксплуатации в настоящее время находится не более 5 %. На мировой карте скважины распределены неравномерно [35] (рис. 3), поэтому для оценки состояния фонда скважин с точки зрения МҚД рассмотрим 10 наиболее важных локаций: Россия, Канада, США, Мексиканский залив, Норвегия, Индонезия, Китай, Бахрейн, Вьетнам, Казахстан (табл. 1)-

Можно сделать вывод, что в настоящее время подавляющее большинство нефтедобывателей не может исключить появление МҚД на скважинах..

### ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ФОНДА СКВАЖИН С МҚД

Наличие МҚД свидетельствует о нарушении барьеров безопасности скважины, которые в нормальном состоянии обеспечивают надежное разобщение залежей УВ с другими объектами охраны окружающей среды. Подобные нарушения барьеров могут повлечь за собой ряд последствий:

1. Выбросы больших объёмов УВ за короткий промежуток времени легко воспламеняются, приводят к взрывам, разрушению скважин и колоссальным выбросам продуктов горения в атмосферу [36, 41, 42].

2. Выбросы любых объемов УВ в атмосферу вносят свой вклад в явление парникового эффекта. Метан (CH<sub>4</sub>) является вторым по распространенности антропогенным парниковым газом после двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>), на его долю приходится около 20 % мировых выбросов. Хотя метан находится в атмосфере в течение более короткого периода времени, его способность удерживать тепло в атмосфере в 28–34 раза выше [37].
3. Выбросы УВ в невоспламеняемых концентрациях могут накапливаться в нижних слоях атмосферы, оказывая негативное воздействие на жизнедеятельность растительного и животного мира.
4. Заколонные перетоки нефти и газа, не выходящие на поверхность, также могут приносить нежелательные последствия для окружающей среды [43].

В контексте вышеперечисленных последствий немаловажным фактором безопасности является факт принадлежности скважин недропользователю как на этапе эксплуатации, так и после ликвидации. Скважины, находящиеся в эксплуатации и на балансе действующих недропользователей, подлежат объездам персонала и периодическому обслуживанию.

Проблема «бесхозных» скважин актуальна как в мире, так и в России. В США количество незадокументированных «бесхозных» скважин составляет около 1,2 млн, количество задокументированных и нуждающихся в консервации — 2,6 млн [40]. В России в 2000-х годах принято решение о постановке «бесхозных» скважин на госбаланс [38, 39] и в настоящее время создана Информационная система документального мониторинга федерального фонда скважин с оценкой технического и экологического состояния скважин, степени полезности для хозяйственной деятельности, степени опасности по воздействию на окружающую среду и недр [44]. Также за государственный счет ведется планомерная работа по восстановлению и поддержанию безопасного состояния данного фонда скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. Федеральный реестр скважин ИС ФРС включал 99 260 скважин, из них 19 100 отнесены к нераспределенному фонду недр по данным лицензирования на эту же дату, из них 1 665 скважин находятся в состоянии консервации, 17 435 скважин ликвидированы [45].

## **НМД РФ по МКД**

В настоящее время в нормативно-технической базе РФ отсутствует единый подход

к эксплуатации скважин с межколонными давлениями, за исключением специально оговоренных случаев для ПХГ и континентального шельфа. Ранее подобные требования были и для сероводородсодержащих месторождений, но в последней редакции ПБНИГП (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности) их исключили. В **табл. 2** приведены выдержки из основных российских НМД, регламентирующих эксплуатацию скважин с МКД, с указанием изменения требований к эксплуатации скважин с МКД за последние 20 лет. Стоит отметить, что для нефтяных и газовых скважин в части МКД требования различаются, хотя авторы не согласны с подобным подходом. Риск возникновения МКД и наступление связанных с этим негативных последствий обусловлен не формальным отнесением той или иной скважины к определенному фонду, а к добываемому флюиду и термобарическим условиям в скважине.

Отсутствие единого подхода к эксплуатации нефтяных и газовых скважин с МКД на федеральном уровне приводит к тому, что отечественные недропользователи вынуждены разрабатывать локальные НМД. Учитывая, что скважина является объектом надзора и контроля различных служб (Ростехнадзор, профессиональные аварийно-спасательные формирования (ПАСФ)), локальными документами недропользователя, регламентирующими эксплуатацию скважин с МКД, могут быть:

- обоснование безопасности опасного производственного объекта (статья 3 116-ФЗ) [54];
- технологический регламент (пункт 32 ПБНИГП) [50];
- инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (пункт 33 ПБНИГП) [50];
- производственная инструкция, регламент, руководство по эксплуатации скважин и др.

Приведем примеры вышеуказанных подходов из отечественной практики.

1. Обоснование безопасности опасного производственного объекта с решениями, которые снижают риск эксплуатации скважин с МКД до приемлемого уровня, продлевая этим период их возможной безопасной эксплуатации до необходимого ремонта, либо ликвидации в рамках 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [54].

Пример подобного подхода продемонстрировало ООО «Ачим Девелопмент» [55].

Согласно извещению № 32110792501 от 08.11.2021 года о проведении

Таблица 2. Требования к эксплуатации скважин с МКД в российских НМД  
 Table 2. Requirements for the operation of wells with sustained casing pressure in Russian regulatory and guidance documentation

п/п	Наименование НМД	Содержание пунктов касательно межколонных давлений	Возможность эксплуатации скважин с МКД в действующей редакции
1	2	3	4
1.	ГОСТ Р 53239-2008 «Хранилища природных газов подземные» [46]	Контроль за техническим состоянием скважин — измерение межколонного давления по всему фонду скважин 2 раза в год (весной и осенью при сырой погоде).	Нет прямого указания
2.	ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки» [7]	9.3 <...> Эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и прочими нарушениями) <b>не допускается</b> .	Эксплуатация не допускается
3.	ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки» [0]	9.3.5 Контроль за техническим состоянием скважин включает: шаблонирование, определение уровня жидкости в скважине, определение высоты песчаной пробки, контроль межколонных давлений. При необходимости предусматривают возможность обслуживания межколонного пространства скважин дополнительными задвижками, <b>фанельным отводом</b> . 12.3.5 Не допускается эксплуатация скважин при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, фланцевых соединений и фонтанной арматуры, что может привести к утечкам или перетокам газа (пластовых флюидов). При наличии <b>межколонных давлений выше предельно допускаемых значений</b> в каждом конкретном случае составляют план мероприятий по определению причин возникновения межколонных давлений и принимают меры по их устранению. По результатам выполнения плана мероприятий принимают, по согласованию с органами государственного горного надзора, решение о возможности эксплуатации скважины либо ее ликвидации. 13.1.17 На промыслах проводят систематический контроль за герметичностью межколонного пространства скважин путем измерений давления и отбора проб флюида. Рекомендуется использовать стационарные электронные датчики давления и температуры, установленные на устье скважины и подключенные в систему телемеханики промысла, для регистрации межколонных давлений в режиме реального времени. В случаях обнаружения в межколонном пространстве давления газа или газированной жидкости, а также при появлении грифонов, принимают срочные меры по их ликвидации.	Эксплуатация разрешается по согласованию с госорганами
4.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНигП) [48–50]	2003–2013 [48] 6.5.2.7. Эксплуатация скважины при наличии межколонного проявления <b>запрещается</b> . При обнаружении давления в межколонном пространстве должны быть проведены необходимые исследования и приняты оперативные меры по выявлению и устранению причины перетока. По результатам исследований решается вопрос о возможности эксплуатации скважины. 2013–2020 [49] 296. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: <...> – отсутствуют межколонные давления. 1196. В процессе эксплуатации скважины должен осуществляться контроль межколонного давления. При обнаружении давления в межколонном пространстве эксплуатация скважины должна быть прекращена. <b>Решение о дальнейшей эксплуатации скважины принимается пользователем недр</b> на основании результатов исследований и принятия мер по выявлению и устранению причин возникновения межколонного давления. * — раздел «Эксплуатация и ремонт скважин, вскрывших пласты, содержащие в продукции сернистый водород» <b>2021 (действующая редакция)</b> [50] 282. Не допускается эксплуатация скважин с давлением в межколонном пространстве, вызванным негерметичностью обсадных колонн. Примечание: п. 282 применяется для шельфовых месторождений	Нет прямого указания
5.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа» [51–53]	2013–2018 [51] 31. При эксплуатации скважин должны проводить контроль технического состояния, который включает: замер межколонных давлений. 2018–2020 / <b>2021 (действующая редакция)</b> [52, 53] 131 (129) Запрещается эксплуатация скважин с межколонным давлением (далее — МКД), имеющих следующие <b>признаки предельных состояний</b> : – превышающее предельно допустимое значение для данного межколонного пространства, не снимаемое методами текущего ремонта (МКД не должно превышать значение 80 % от давления гидроразрыва пласта на уровне башмака внешней колонны данного межколонного пространства); – присутствие в составе межколонного флюида сероводорода в объеме и при давлении в области сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением; – присутствие сероводорода в межколонных пространствах между промежуточными колоннами или между промежуточной колонной и кондуктором на месторождениях с содержанием сероводорода в добываемой продукции больше 6 % объема; – присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода при парциальном давлении, равном или превышающем 0,2 МПа; – расход межколонного флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания более 1000 м <sup>3</sup> /сут для газовой фазы или 1 м <sup>3</sup> /сут для жидкой фазы; – присутствие заколонных перетоков газа; – присутствие негерметичности обсадной эксплуатационной колонны; – грифоны вокруг устья скважины.	Эксплуатация допускается для скважин без признаков предельных состояний

конкурентного отбора в Единой информационной системе РФ [www.zakupki.gov.ru](http://www.zakupki.gov.ru) и на электронной торговой площадке ЭТП Общество провело конкурентный отбор на разработку локально-нормативного документа: обоснования безопасности опасных производственных объектов — скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями.

2. Технологический регламент, разрабатываемый согласно главе LVII ПБНиГП [50], должен включать безопасные условия работы в соответствии с действующими нормативно-техническими актами, а также обеспечивать безопасные условия работы на ОПО, эксплуатацию оборудования в паспортном режиме и т.д.

Например, «Технологический регламент по эксплуатации скважин с предельно-допустимыми межколонными давлениями на месторождениях предприятия «Ямбурггаздобыча» (1996 год), согласованный Управлением Тюменского округа Госгортехнадзора РФ и Северной военизированной частью по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов [56], или «Проект по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ» (2005 год), имеющий положительное заключение экспертизы промышленной безопасности, утвержденное Ростехнадзором [57].

3. Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, разрабатываемые в обязательном порядке с 2013 года совместно с ПСФА (противофонтанной военизированной частью) с учетом специфики эксплуатации конкретного месторождения согласно пункту 33 ПБНиГП [50].

4. Производственные инструкции, регламенты, руководства по эксплуатации скважин с межколонными давлениями, которые содержат сведения о горно-геологических условиях эксплуатации скважин, потенциальных источниках и причинах МКД, характерных для данного месторождения, требования к организации работ по контролю фонда скважин, оценке риска, эксплуатации скважин, мероприятиям по снижению МКД, а также требования к охране недр и окружающей среды, противопожарной безопасности и безопасному выполнению работ. То есть отдельный локальный документ, который содержит все технические мероприятия, позволяющие безаварийно эксплуатировать фонд скважин, подверженный риску МКД, не снижая эксплуатационные

характеристики в течение всего жизненного цикла скважин.

Например, «Газпром» разработал собственные стандарты, которые адаптируются его дочерними обществами под особенности разрабатываемых месторождений:

- СТО Газпром 2-2.3-696-2013 «Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа» [58];
- СТО Газпром 2-2.3-702-2013 «Ликвидация скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа» [59];
- СТО Газпром 2-3.5-883-2014 «Инструкция по использованию скважин подземного хранения газа с межколонными давлениями» [60].

Синхронизация требований во всех вышеуказанных НМД, возможно, потребует от недропользователя разработки системного верхнеуровневого документа, обеспечивающего единую техническую политику по обеспечению целостности скважины, но, к сожалению, найти подобный пример в отечественной практике в открытых источниках авторам не удалось.

В любом случае обязательными условиями эксплуатации скважин с МКД являются: осуществление систематического контроля, принятие оперативных мер по выявлению причин (источников) его возникновения и проведение работ по ограничению и снижению межколонных давлений. Эксплуатация скважин с МКД выше предельного состояния не допускается.

## **СРАВНЕНИЕ ПОДХОДОВ РФ И МИР**

В настоящее время в нормативно-технической базе зарубежных стран, лидирующих в добыче УВ, также отсутствует единый подход к эксплуатации скважин с межколонными давлениями, об этом свидетельствует несогласованность терминологии. Согласно API RP 90 [61] и ISO 16530 [62] МКД определено как *sustained annulus pressure (SAP)*, в то же время широко употребляются термины и аббревиатуры *sustained casing pressure (SCP)*, *trapped annular/casing pressure (TAP/TCР)* и др.

Но в отличие от РФ, в мировой практике нефтедобывающих компаний в том или ином виде существует концепция управления целостностью скважины, составной частью которой является работа с МКД. Концепция обеспечения целостности скважины очень важна, поэтому остановимся подробнее на ее развитии [63].

Толчком к разработке концепции целостности скважины (well integrity) послужила катастрофа на морской платформе Браво месторождения Энофиск (Ekofisk Bravo), случившаяся в апреле 1977 года в Северном море. Этот выброс был первым для шельфо-

## МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРЕДЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ С МЕЖКОЛОННЫМ ДАВЛЕНИЕМ НЕТ, НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ САМИ ОПРЕДЕЛЯЮТ ПОДХОД, ПРИ КОТОРОМ ДАЛЬНЕЙШАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУДЕТ ВОЗМОЖНА.

вой добычи и остается самым масштабным для Северного моря. Экономические и экологические последствия для шельфовых активов на несколько порядков выше традиционной континентальной добычи, что потребовало от Норвегии разработки новых подходов в работе с рисками разрушения скважин. Разработанная Норвегией концепция целостности скважины в дальнейшем была доработана и получила широкое распространение в Великобритании и США. С 1996 года Норвежское управление нефтяной безопасности (Norwegian Petroleum Safety Authority (PSA)) начало систематически проводить исследования технологий обеспечения целостности скважин и обеспечивать их внедрение на шельфовых месторождениях Норвегии.

США присоединились к вопросу обеспечения целостности скважин в 2001 году в ответ на большое количество выявляемых МКД на скважинах Мексиканского залива и сопутствующих этому осложнений. На основе статистического анализа большого количества полевых данных были разработаны технологии диагностики, профилактики и ликвидации МКД на скважинах [64–66].

Следующим крупным происшествием явился выброс на платформе Snorre A в Северном море, который произошел в 2004 году [67]. Анализ данного происшествия показал необходимость детализации концепции барьеров безопасности на скважине. Это было сделано в третьей редакции NORSOK D-010 «Guidelines for Well Integrity during Drilling and Operations» [68] и многие нефтегазодобывающие компании начали адаптировать данный подход в локальных НМД. Например, компания ZADCO из ОАЭ в статье 2004 года [69] приводит комплексный подход в работе с целостностью скважины, включая концепцию барьеров безопасности.

В 2005 году нефтепромысловая компания Petro China Tarim представила новую

для Китая концепцию целостности скважин для проведения оценки риска проблемных скважин из-за аномального давления в МКП нескольких скважин на газовом месторождении Кела 2 [63]. Данный подход так или иначе применялся недропользователями по всему миру и заключался в эксплуатации скважин с МКД с учетом недопущения превышения предельно допустимого давления. В отсутствие единых подходов и методик по данному вопросу каждая компания сама определяла допустимый предел по давлению.

Стандарт Американского нефтяного института API RP 90 «Recommended Practice for Annular Pressure Management in Offshore Oilfields» [61] впервые был опубликован в 2006 году. Рекомендованные практики касались вопросов мониторинга давления в затрубном и межколлонном пространствах, диагностики и выявления причин появления давления, и, что важно, определения максимально допустимого давления в скважине (концепция MAWOP будет рассмотрена ниже).

В 2006 году Норвежское управление нефтяной безопасности (PSA) инициировало комплексное обследование целостности скважин семи компаний, работающих на норвежском континентальном шельфе. Исследование показало, что в среднем 18 % имели проблемы с целостностью [70]. Это активизировало совместную работу данных компаний и в 2007 году они объединили свои усилия в рамках Well Integrity Forum (WIF), выпустив первую версию специализированного программного обеспечения Well Integrity Management Software, которое позволило систематизировать и синхронизировать работу компаний на практике [71]. Таким образом, окончательно сформировалась система управления целостностью нефтяных и газовых скважин Well Integrity Management System (WIMS) — система непрерывного управления, оценки и проверки, используемая для обеспечения непрерывности и надежности на протяжении всего жизненного цикла скважины от проектирования и строительства до консервации и ликвидации.

В 2009 году API выпустил отдельное руководство для защиты грунтовых вод и окружающей среды от загрязнений в результате ГРП «Wellbore Structure and Well Integrity Guidelines» [72].

В 2010 году произошла упомянутая ранее масштабная катастрофа в Мексиканском заливе, что привело к объединению усилий компаний, работающих на шельфе Мексиканского залива, и пересмотру подходов к обеспечению целостности скважины

на всех этапах жизненного цикла. В основных принципах разработанная система управления безопасностью и охраной окружающей среды Safety and environmental Management System (SEMS) схожа с норвежской WIMS [73]. Масштабы катастрофы Манондо привели к тому, что концепция обеспечения целостности скважины на всех этапах жизненного цикла скважины очень быстро распространилась по нефтегазовым компаниям по всему миру.

Возвращаясь к вопросу о барьерах безопасности, после аварии на Deepwater Horizon компания Det Norske Veritas (DNV) провела исследование [74], отметившее различия между нормативными требованиями в Норвегии и США. Одним из основных отличий был тот факт, что в Норвегии обязательным условием является использование двух независимых испытанных барьеров безопасности при проведении всех операций, в то время как аналогичных требований в нормативных актах США на тот момент не было.

В 2011 году Норвежская Нефтяная Промышленная Ассоциация (Norwegian Petroleum Industry Association) разработала руководство «OLF-117 Well Integrity Recommended Guide» [75].

В 2011–2012 годах Британская Нефтегазовая Ассоциация (Oil and Gas UK) готовит несколько документов по вопросу обеспечения безопасности скважин. «OIL & GAS UK-1 Suspended and Abandoned Well Plugging Material Requirements» [76] и «OIL & GAS UK-2 Suspended and Abandoned Well Guidelines» [77] затрагивают скважины на завершающем этапе жизненного цикла, а «Oil & Gas UK Well Integrity Guide» [78] обеспечивает соответствие британских НМД мировым стандартам в области комплексного обеспечения целостности скважин.

В 2013 году Международная организация по стандартизации (ISO) выпускает «ISO 16530-2 Production Well Integrity» [62], а Норвежская нефтяная организация по стандартизации (Norwegian Petroleum Standardization Organization) выпускает четвертую редакцию NORSOK D-010 [68].

В 2014 году Petro China Southwest Oil & Gas Field Company выпускает «Technical Specifications for Integrity Evaluation of High Temperature, High Pressure, and High Acid Gas Wells» [79].

В 2015 году формируется обширная база НМД, которая обеспечивает дальнейшее развитие концепции управления целостностью скважин на всех этапах жизненного цикла и с учетом различных осложняющих факторов [63]:

- ANSI/API «Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing—Well Integrity and Fracture Containment» [80], учитывающие особенности обеспечения целостности скважин при проведении гидроразрывов пласта;
- третья редакция Oil & Gas UK «Well Life Cycle Integrity Guidelines» [81];
- API RP 90-2 «Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells», учитывающий отличие эксплуатации скважин на материковой части от континентального шельфа [82];
- вторая редакция OLF No. 117 «Recommended Guidelines for Well Integrity» [83];
- ISO 16530-1 «Petroleum and Natural Gas Industries—Well Integrity—Life Cycle Governance», охватывающий управление целостностью скважины на всем жизненном цикле [84];
- первое руководство для китайских компаний по обеспечению целостности скважины с учетом наличия сероводорода «Integrity Guidelines for High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells» [85]; «Code for Integrity Management of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Content Wells» [86] и «Design Guidelines for Integrity of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells» [87] в последствии дополнили данный документ.

Таким образом, основными НМД, регламентирующими работу со скважинами, в том числе учитывая МКД, за пределами РФ в настоящее время являются:

- ISO 16530-1 «Well integrity. Part 1: Life cycle governance» (2017);
- API RP 90-1 «Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells» (2021);
- API RP 90-2 «Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells» (2016);
- NORSOK D-010 «Well integrity in drilling and well operations» (2021) (Норвегия);
- CSA Z624 «Well integrity management for petroleum and natural gas industry systems» (2020) (Канада);
- 30 CFR Part 250 Subpart E «Casing Pressure Management» (США).

Примером синхронизации и гармонизации НМД различных стран может служить ранее упомянутый проект «Баренц-2020», в рамках которого было рассмотрено 27 стандартов:

- ISO — 13 документов;
- IEC — 5 документов;
- IMO — 1 документ;
- API — 7 документов;
- NORSOK — 4 документа,

из которых в качестве приоритетных и рекомендованных для включения в список стандартов для ведения работ в морских условиях

в Баренцевом море с целью снижения рисков и обеспечения безопасного производства работ было отобрано 14 (рис. 4) [5]. Возвращаясь к вопросу МКД на скважине важно отметить, что подходы к работе с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины будут различаться. Например, на этапе эксплуатации скважины работа с МКД по устьевому оборудованию и приустьевой части обсадных колонн требует привлечения специалистов противofонтанной и газовой безопасности и проведения специализированных ремонтных работ, в то время как работа с МКД ниже приустьевой части потребует проведения расширенных ГИС по оценке технического состояния и ВСП с извлечением внутрискважинного оборудования (рис. 5). Детальное рассмотрение работы с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины требуют рассмотрения в отдельной статье или более объемном документе. В настоящей работе остановимся на таком важном понятии как предельное состояние, которое ранее упоминалось и присутствует в НМД РФ.

Методических рекомендаций по определению предельного состояния скважины в настоящее время нет, поэтому проектные институты и недропользователи сами выбирают подход к определению давления в МКП, при котором разрешается дальнейшая эксплуатация скважины.

Приведем методические подходы, которые встречаются в зарубежных НМД при определении максимально допустимого МКД.

1. API RP 90 [61] рекомендует устанавливать максимально допустимое рабочее давление на устье для каждого МКП (Maximum Allowable Wellhead Operating Pressure (MAWOP)). Для определения конкретных значений MAWOP в рекомендациях предложено три метода:
  - определение MAWOP по умолчанию (DDM — сокр. англ. Default Designation Method);
  - простой метод снижения рейтинга (SDM — сокр. англ. Simple De-rating Method);
  - метод явного снижения рейтинга (EDM — сокр. англ. Explicit De-rating Method).

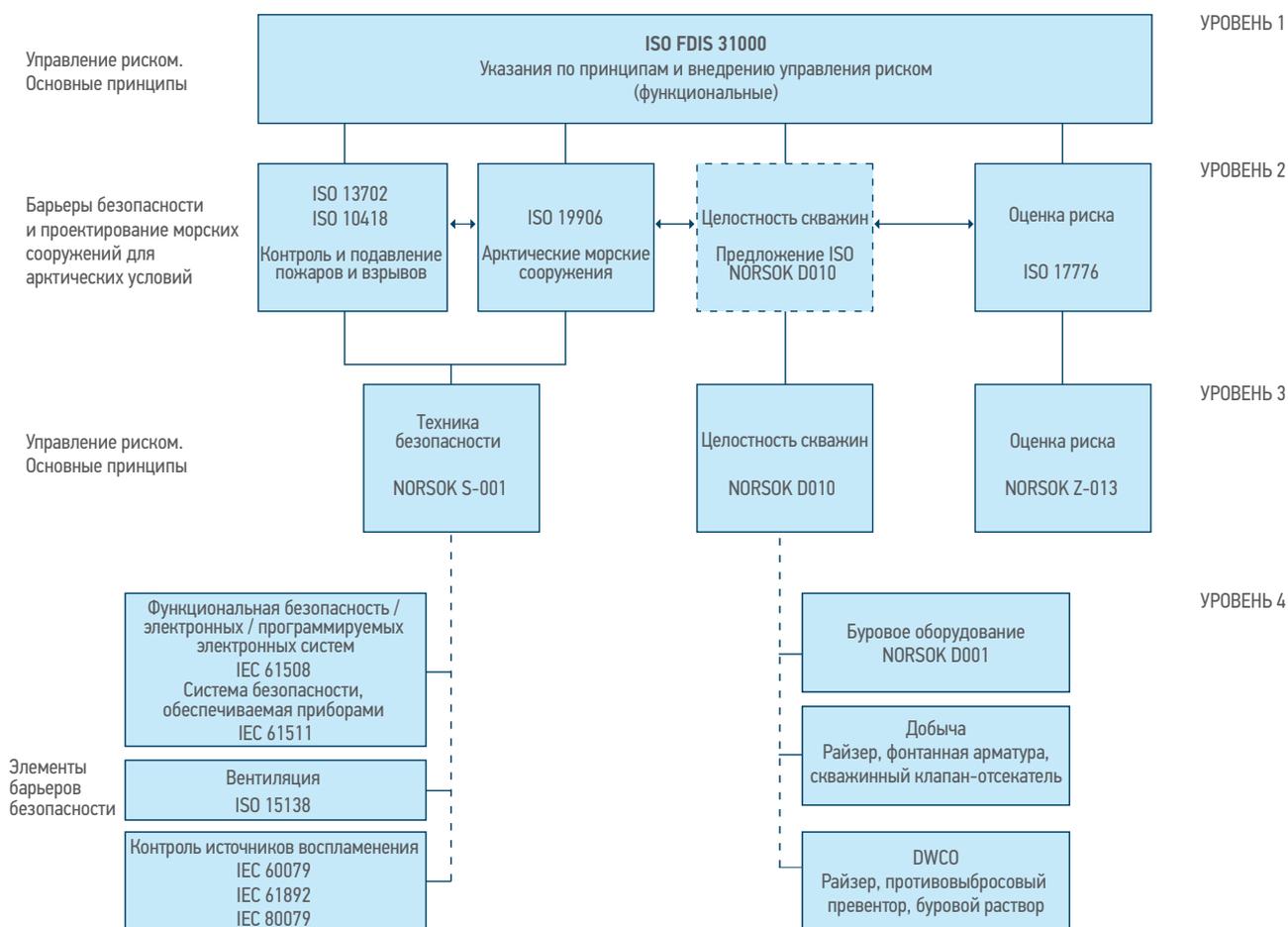


Рис. 4. Иерархическая гармонизация НМД различных стран для проведения работ в Баренцевом море, разработанная в рамках проекта «Баренц-2020» [5]

Fig. 4. Standards harmonization for work in Barents Sea (Barents-2020 Project) [5]



**Рис. 5.** Подходы к работе с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины. Составлено авторами  
**Fig. 5.** Sustained casing pressure regulation approaches at various stages of the well life cycle. Prepared by the authors

2. ISO 16530 [62] предлагает отталкиваться от максимально допустимых давлений на устье для каждого МКП (Maximum Allowable Annulus Surface Pressure (MAASP)). MAWOP, по сути, это MAASP с учетом понижающего коэффициента, так называемого коэффициента безопасности (safety factor). MAASP основан на таких величинах, как давление разрыва/смятия обсадной колонны, давление опрессовки обсадной колонны, давление гидроразрыва пласта и ограничение по давлению в системе заканчивания скважины. Согласно стандарту, MAWOP должен составлять 80 % от значения MAASP, оцениваемого МКП и 100 % от MAASP соседних внешних кольцевых пространств. Схожий подход содержится и в норвежском OLF 117 [83].

Отдельно следует отметить, что ISO 16530 [62] и OLF 117 [83] также устанавливают минимально допустимое давления в МКП. Это связано с тем, что в зарубежной практике возможность эксплуатации скважин с МКД предусмотрена в трех случаях [78]:

- причиной МКД является термическое расширение газа;
- давление в МКП искусственно создается закачкой флюида для поддержания определенного МКД (в отечественной практике подобный подход не встречается);
- установившееся МКД от внешнего источника.

## ВЫВОДЫ

В рамках выполненной работы была собрана статистическая информация, продемонстрировавшая распространенность и актуальность проблем, связанных с контролем МКД в течение жизненного цикла скважин по всему миру.

Участники нефтегазового сектора той или иной страны разрабатывали и модернизировали нормативные документы разного уровня. В настоящей работе были рассмотрены подходы, принятые в РФ и в мире, к работе со скважинами, эксплуатация которых осложнена МКД. Данный анализ выявил потребность в дальнейшей гармонизации отечественных подходов к вопросам целостности скважин и МКД в частности.

В «Газпром нефти» создан Центр управления целостностью и надежностью, направленный на формирование системного подхода к управлению проектной, операционной и технической целостностью нефтепромыслового оборудования. Помимо этого, в РФ создан «Институт нефтегазовых технологических инициатив», который осуществляет гармонизацию международных стандартов для нефтегазового комплекса России. Коллектив авторов рассчитывает, что рассмотренное в статье направление будет включено в план стандартизации как в группе компаний, так и в стране.

## Список литературы/References

1. ГОСТ Р 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. [GOST R 55415-2013. Gas, gas condensate, oil-gas and oil-gas condensate fields. Rules of development].
2. <https://www.devonenergy.com/sustainability/safety/well-safety>
3. Anders J., Mofley B., Nicol S. et al. Implementation of well barrier schematic workflows. In SPE digital energy conference and exhibition. SPE-173433-MS. 2015. <https://doi.org/SPE-173433-MS>
4. Жуков И.С. Барьеры безопасности: основные понятия, обзор, концепция // Безопасность труда в промышленности — 2017. — №4. — С. 49–56. <https://doi.org/10.24000/0409-2961-2017-5-49-56> [Zhukov I.S. Safety Barriers: Notion, Classification, Concepts. Occupational Safety In Industry. 2017. №4. P. 49–56. (In Russ.)].
5. Коллектив авторов проекта «Баренц-2020». Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом море. Окончательный отчет по этапу 4 — 2012. [https://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth\\_stage/Barents\\_2020\\_report\\_phase\\_4\\_RUS.pdf](https://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth_stage/Barents_2020_report_phase_4_RUS.pdf) [Authors of the "Barents-2020 Project". Assessment of international standards for the safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents Sea. Final report of stage 4 — 2012].
6. DS DS/CEN ISO/TS 16530-2-2016 "Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase".
7. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. [GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development].
8. Howard D. API committee addresses annular casing pressure management» Oil Gas J. 2004. — №102 (38). <https://www.ojg.com/exploration-development/article/17232183/api-committee-addresses-annular-casing-pressure-management>.
9. Vignes B., Andreassen J., Tønning S.A. PSA Well Integrity Survey, Phase 1 summary Report. 2006. <https://silo.tips/download/psa-well-integrity-survey-phase-1-summary-report-o-o-begrenset-fortrolig-strengt>
10. SPE forum North Sea Well Integrity Challenges. 2009.
11. EIA: The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate. 2020. [https://www.eia.gov/petroleum/wells/pdf/full\\_report.pdf](https://www.eia.gov/petroleum/wells/pdf/full_report.pdf)
12. Davies R.J. et al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. 2014. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>
13. Runar Nygaard. Well Design and Well Integrity. Wabamun Area CO<sub>2</sub> Sequestration project (WASP). 2010. <https://www.ualgary.ca/wasp/Well%20Integrity%20Analysis.pdf>
14. Watson T., Bachu S. Evaluation of the Potential for Gas and CO<sub>2</sub> Leakage Along Wellbores. SPE-106817. 2009. <https://doi.org/10.2118/106817-PA>
15. Weka Janitra Calosa; Bambang Sadarta; Ronaldi Ronaldi. Well Integrity Issues in Malacca Strait Contract Area. SPE-129083. 2010. <https://doi.org/10.2118/129083-MS>
16. Suping Peng, Jitong Fu, Jincai Zhang. Borehole casing failure analysis in unconsolidated formations: A case study // Journal of Petroleum Science and Engineering — 2007. — P. 226–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2007.04.010>
17. Chilingar G.V., Endres B. Environmental hazards posed by the Los Angeles Basin urban oilfields: an historical perspective of lessons learned // Environmental Geology. 2005. P. 302–317. <https://link.springer.com/article/10.1007/s00254-004-1159-0>
18. Гриценко А.И., Григулецкий В.Г. Настоящее и будущее технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2012. — №10. — С. 50–59. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44313088> [Gritsenko A.I. Griguletskiy V.G. The present and future of oil and gas well construction technology offshore and onshore. Neftegaz.RU. 2012. №10. P. 50–59. (In Russ.)].
19. Нефтяные скважины Западного Казахстана нуждаются в модернизации. (neftegaz.ru) <https://neftegaz.ru/news/dobycha/222861-neftyanye-skvazhiny-zapadnogo-kazakhstana-nuzhdajutsya-v-modernizatsii/> [Oil Wells of Western Kazakhstan Need Modernization (neftegaz.ru)].
20. Хадиев Д.Н. Внедрение герметизирующих составов на основе дисперсных систем для ликвидации межколонных давлений в скважинах УНГКМ // Сборник симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». 2000. [Khadiyev D.N. Implementation of sealing compositions based on dispersed systems to eliminate annular pressure in the wells of the Urengoy oil, gas and condensate field. "Science and technology of hydrocarbon dispersed systems" symposium. 2000].
21. Райкевич С.И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. [монография]. — ОАО «Газпром», 2007 [Raikovich S.I. Ensuring of reliability and high productivity in gas wells. Monograph. Gazprom. 2007].
22. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Мавлютов М.Р. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. Самара. 1998. [Agzamov F.A., IzmuKhambetov B.S., Karimov N.K., Mavlutov M.R. Increasing the durability of cement stone in aggressive fluids of oil and gas wells. Samara. 1998].
23. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2000. — 219 с. [Akhmetov A.A. Well workover operations in the Urengoy field. Problems and solutions. Ufa, UGNTU. 2000. 219 p.].
24. Лой Г.М., Долгов С.В., Каримов М.Ф. О межколонных давлениях на добывающих и нагнетательных скважинах месторождений СП «Вьетсовпетро». [Loy G.M., Dolgov S.V., Karimov M.F. Casing pressure analysis on production and injection wells of Vietsovpetro Company].
25. Серебряков О.И., Попков В.И., Ларичев В.В., Серебряков А.О. Эколого-геологические проблемы разработки нефтегазовых месторождений Прикаспия. — INFRA-M. 2017. — 308 с. [Serebryakov O.I., Popkov V.I., Larichev V.V., Serebryakov A.O. Ecological and geological problems of the oil and gas fields development in the Caspian region. INFRA-M. 2017. 308 p.].
26. Токтарбаев А. Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении Бозой Актюбинской области. Ақтөбе өңірлік мемлекеттік университеті. 2019. [Toktarbaev A. Complications during operation of wells in the Bozoy field of Aktobe region. 2019].
27. Зунг Ф.Т. Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах: дис. ... канд. тех. наук. 25.00.15. / Тиен Зунг Фан). 2006. — 156 с. [Zung F.T. Sustained Combating casing pressure in oil wells. PhD dissertation: 25.00. 15. 2006. 156 p.].
28. Lackey G., Rajaram H., Bolander J., Sherwood O.A., Ryan J.N., Shih C.Y., Bromhal G.S., Dilmore R.M. Public data from three US states provide new insights into well integrity // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2021.
29. Bourgoyne A.T., Scott S.L., James B.R. Sustained Casing Pressure in Offshore Producing Wells // Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 1999. <https://doi.org/10.4043/11029-MS>
30. Su San, Vo Minh, Jia Changqing, Yuan Jianbo, Zhang Junliang, Qiang Zhang. Integrated Gas Source Analysis for Wells with Sustained Casing Pressure: A Case Study from Sour Gas Fields in Sichuan Basin, China // Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Virtual. 2021. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21485-MS>
31. Abboud JM, Watson TL, Ryan MC. Fugitive methane gas migration around Alberta's petroleum wells // Greenhouse Gases: Science and Technology. 2021. — Feb. — №11 (1). — P. 37–51.
32. Wisen J, Chesnaux R, Werring J, Wendling G, Baudron P, Barbecot F. A portrait of wellbore leakage in northeastern British Columbia, Canada // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2020. Jan. 14. №117(2). P. 913–922.

33. King G.E., Daniel E. K. Environmental Risk Arising From Well–Construction Failure—Differences Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations, and Well Age // SPE Prod & Oper 28. 2013. — P. 323–344. <https://doi.org/10.2118/166142-PA>
34. Enverus DrillingInfo Workspace. Enverus, Austin, TX, USA. 2017. <https://app.drillinginfo.com/gallery/>
35. Scarpelli T.R., Jacob D.J., Maasackers J.D., Sulprizio M.P., Sheng J.X., Rose K., Romeo L., Worden J.R., Janssens-Maenhout G. A global gridded (0.1° × 0.1°) inventory of methane emissions from oil, gas, and coal exploitation based on national reports to the United Nations Framework Convention on Climate Change // Earth System Science Data. 2020. Mar. — Vol. 11. — №12(1). — P. 563–575. Tia R. Scarpelli et al. "A global gridded (0.1° × 0.1°) inventory of methane emissions from oil, gas, and coal exploitation based on national reports to the United Nations Framework Convention on Climate Change" <https://doi.org/10.5194/essd-12-563-2020>
36. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Формирование залежей углеводородов в верхней части разреза и кратеров выбросов газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. — №1. — С. 48–55. [Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Formation of hydrocarbon deposits and gas craters in the upper part of the section. Neftegaz.RU. 2019. — №1. — P. 48–55. (In Russ.)]
37. Global Methane Initiative. Global methane emissions and mitigation opportunities. GMI [Online] Available: <http://www.globalmethane.org>. 2011.
38. Игнатьева А. В России зафиксировано около 26 тыс. заброшенных нефтяных скважин // Онлайн-журнал «Neftegaz.RU», сентябрь 2021. [Ignatieva A. About 26,000 abandoned oil wells recorded in Russia. Neftegaz.RU, September 2021] <https://neftegaz.ru/news/dobycha/696304-v-rossii-zafiksirovano-okolo-26-tys-zabroshennykh-neftyanykh-skvazhin/>
39. Игнатьева А. В Казахстане рекомендовано ликвидировать 82 нефтяные скважины // Онлайн-журнал «Neftegaz.RU», июнь 2021. [Ignatieva A. 82 oil wells are recommended to be abandoned in Kazakhstan. Neftegaz.RU, June 2021] <https://neftegaz.ru/news/ecology/684693-v-kazahstane-rekomendovano-likvidirovat-82-neftyanye-skvazhiny/>
40. Институт развития технологий ТЭК (ИРТТЭК). В США миллионы бесхозных и незаглушенных скважин. 2022. [There are millions of orphan and non-killed wells in USA. IRTTEK. 2022]. <http://neftianka.ru/v-ssha-millyony-besхозnyx-i-nezaglushennykh-skvazhin/>
41. Henderson Dean, David Hainsworth. Elgin G4 Gas Release: What Happened and the Lessons to Prevent Recurrence. Paper presented at the SPE International Conference on Health, Safety, and Environment, Long Beach, California, USA, March 2014. <https://doi.org/10.2118/168478-MS>
42. Lee James, Mobbs Stephen, Wellpott Axel, Allen Grant, Bauguitte Stephane, Burton Ralph, Camilli Richard, Coe Hugh, Fisher Rebecca, France J., Gallagher Martin, Hopkins James, Lanoisellé Mathias, Lewis Alastair, Lowry David, Nisbet Euan, Purvis Ruth O, Shea Sebastian, Pyle John, Ryerson Thomas. Flow rate and source reservoir identification from airborne chemical sampling of the uncontrolled Elgin platform gas release // Atmospheric Measurement Techniques Discussions. 2017. P. 1–28.
43. Stephen G. Osborn, Avner Vengosh, Nathaniel R. Warner, Robert B. Jackson. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. 2011. <https://doi.org/10.1073/pnas.1100682108>
44. Информационно-аналитическая система состояния государственного фонда скважин на нефть и газ ИАС «Федеральный реестр скважин» — НПЦ «Недра» [Analytic database of oil and gas wells condition "Federal Registry" — "Nedra"]. <http://portal.frs.geosys.ru/>
45. Отчет о результатах контрольного мероприятия «Проверка достаточности мер по обеспечению сохранности имущества казны Российской Федерации, за исключением находящихся в федеральной собственности акций, долей (вкладов) в уставном (складочном) капитале хозяйственных обществ и товариществ (в рамках контроля за реализацией государственной программы Российской Федерации «Управление федеральным имуществом». 2016. [Review of control activity: "Verification of measures to ensure the safety of the property of the Russian Federation treasury, with the exception of federally owned shares, shares (contributions) in the authorized (share) capital of economic companies and partnerships (as part of control over the implementation of the state program of the Russian Federation «Federal Property Management». 2016].
46. ГОСТ Р 53239-2008. Хранилища природных газов подземные. [GOST R 53239-2008. Underground storages of hydrocarbons. Monitoring rules for construction and operation].
47. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. [GOST R 53710-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development].
48. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 5 июня 2003 года №56 [Safety rules in the oil and gas industry, approved by enactment of Russian Federal Mining and Industrial Inspectorate by June 5, 2003 №56].
49. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года №101 [Safety rules in the oil and gas industry, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by March 12, 2013 №101].
50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года №534 [Safety rules in the oil and gas industry, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by December, 2020 №534].
51. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 ноября 2013 года №561 [Safety rules for hazardous production facilities of underground gas storages, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by November 22, 2013 №561].
52. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 ноября 2017 года №486 [Safety rules for hazardous production facilities of underground gas storages, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by November 20, 2017 №486].
53. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 9 декабря 2020 года №511 [Safety rules for hazardous production facilities of underground gas storages, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by December 9, 2020 №511].
54. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Federal Law of July 21, 1997 № 116-FL "On the industrial safety of hazardous production facilities"].
55. <https://etp.gpb.ru/#com/procedure/view/procedure/558183>
56. РД 04803457-186-96 «Технологический регламент по эксплуатации скважин с предельно-допустимыми межколлонными давлениями на месторождениях предприятия «Амбурггаздобыча», согласованный Управлением

Тюменского округа Госгортехнадзора РФ и Северной военизированной частью по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. 1996 год. [RD 04803457-186-96. Technological regulations for the well operation with maximum allowable annular pressures at the fields of the Yamburggazdobycha, agreed by the Administration of the Tyumen District of the Gosgortekhnadzor of the Russian Federation and the Northern paramilitary unit to prevent and eliminate the occurrence oil, gas and water shows. 1996].

57. «Проект по эксплуатации скважин с межколлонными давлениями на Астраханском ГКМ», утвержденный Ростехнадзором. 2005. [Project for the wells operation with sustained casing pressures in the Astrakhan gas and condensate field, approved by Rostekhnadzor. 2005].
58. СТО Газпром 2-2.3-696-2013. Руководство по эксплуатации скважин с межколлонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа [STO Gazprom 2-2.3-696-2013. Guidance for the operation of wells with sustained casing pressures in the fields and underground gas storages].
59. СТО Газпром 2-2.3-702-2013. Ликвидация скважин с межколлонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа. [STO Gazprom 2-2.3-702-2013. Abandonment of wells with sustained casing pressures in the fields and underground gas storages].
60. СТО Газпром 2-3.5-883-2014. Инструкция по использованию скважин подземного хранения газа с межколлонными давлениями [STO Gazprom 2-3.5-883-2014. Operation of wells with sustained casing pressures in underground gas storages].
61. API RP 90. Recommended Practice for Annular Pressure Management in Offshore Oilfields.
62. ISO 16530-2. Production Well Integrity.
63. Ma L., Zhang K., Xie J., Yuan L., Geng H., Ning K. Research progress and prospect of well integrity technology. *Journal of Power and Energy Engineering*. 2020. — Jul. — Vol. 29. — №8(7). — P. 45–54. <https://doi.org/10.4236/jpee.2020.87004>
64. Wojtanowicz A.K, Nishikawa S, Rong X. Diagnosis and remediation of sustained casing pressure in wells. Final Report. Louisiana State University, Virginia. Submitted to: US Department of Interior, Minerals Management Service. 2001. — Jul 31.
65. Sathuvalli U.B., Suryanarayana P.V. Best Practices for Prevention and Management of Sustained Casing Pressure. *Stress Engineering Services, Inc.* 2001.
66. Bourgoyne A.T. A Review of Sustained Casing Pressure Occurring on the OCS. Louisiana State University. 2001.
67. Pettersen Geir, Moldskred Ivan, Edvin B. Ytredal. The Snorre A Incident 28 November 2004 — Lessons Learned // Paper presented at the SPE International Health, Safety & Environment Conference, Abu Dhabi, UAE, April 2006. <https://doi.org/10.2118/98739-MS>
68. NORSOK D-010. Guidelines for Well Integrity during Drilling and Operations.
69. Al-Ashhab, Jamal, Afzal, Mohamed, Cornelius O. Emenike. Well Integrity Management System (WIMS). Paper presented at the Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Abu Dhabi, United Arab Emirates, October 2004. <https://doi.org/10.2118/88696-MS>
70. Vignes B., Andreassen J., Tønning S.A. Psa well integrity survey, phase 1 summary report. Petroleum Safety Authority <http://www.ptil.no/getfile.php/z%20Konvertert/Helse%20miljø%20og%20sikkerhet/Sikkerhet%20og%20arbeidsmiljø/Dokumenter/nettspawellintegritysurveyphase1reportrevision3006.pdf> 2006. Sep 21.
71. Haga Jarle, Corneliusen Kjell, Folke B.M.B. Sorli. Well Integrity Management in Talisman Energy Norway: A Systematic Way of Describing and Keeping Track of the Integrity Status for Wells in Operation // Paper presented at the SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference, San Antonio, Texas, March 2009. <https://doi.org/10.2118/120946-MS>
72. API HF1. Wellbore Structure and Well Integrity Guidelines.
73. Santos O.L., Ribeiro P.R. An Overview of Deepwater Well Integrity Developments After the Blowout of Macondo. Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. <https://doi.org/10.2118/185599-MS>
74. DNV. Report OLF/NOFO — Summary of differences between offshore drilling regulations in Norway and U.S. Gulf of Mexico. 2010.
75. OLF-117 Well Integrity Recommended Guide.
76. OIL & GAS UK-1 Suspended and Abandoned Well Plugging Material Requirements.
77. OIL & GAS UK-2 Suspended and Abandoned Well Guidelines.
78. Oil & Gas UK Well Integrity Guide.
79. Technical Specifications for Integrity Evaluation of High Temperature, High Pressure, and High Acid Gas Wells.
80. ANSI/API. Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing—Well Integrity and Fracture Containment. 2015.
81. Oil & Gas UK. Well Life Cycle Integrity Guidelines, Issue 3. 2016.
82. API RP 90-2. Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. 2016.
83. OLF No. 117 Rev. 2. Recommended Guidelines for Well Integrity. 2016.
84. ISO 16530-1. Petroleum and Natural Gas Industries — Well Integrity — Life Cycle Governance. 2017.
85. Wu Q., Zheng X.Q. Integrity Guidelines for High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells. 2017.
86. Wu Q., Zheng X.Q. Code for Integrity Management of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Content Wells. 2017.
87. Wu Q., Zheng X.Q., et al. Design Guidelines for Integrity of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells. 2017.
88. eCFR 30 CFR Part 250 Subpart E — Casing Pressure Management <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-E/subject-group-ECFR7cee4c12995e05d>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Е.В. Демин** — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

**А.Р. Хуснутдинов** — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

**П.С. Соловьев** — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

**Eugene V. Demin** — data collection, analysis of materials, writing an article.

**Artur R. Khusnutdinov** — data collection, analysis of materials, writing an article.

**Pavel S. Solovjov** — data collection, analysis of materials, writing an article.

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

---

**Евгений Викторович Демин\*** — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Россия, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Demin.EV@gazprom-neft.ru

**Артур Ренисович Хуснутдинов** — специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, г. Санкт-Петербург, Россия, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.  
e-mail: Khusnutdinov.AR@gazpromneft-ntc.ru

**Соловьев Павел Сергеевич** — международный эксперт  
e-mail: pav.solovjov23071994@gmail.com

**Eugene V. Demin\*** — Chief specialist Gazpromneft STC LLC, 75–79 liter D, Moyka river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Demin.EV@gazprom-neft.ru

**Artur R. Khusnutdinov** — Specialist Gazpromneft STC 75–79 liter D, Moyka river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: Khusnutdinov.AR@gazpromneft-ntc.ru

**Pavel S. Solovjov** — International expert  
e-mail: pav.solovjov23071994@gmail.com

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author