

# Особенности промышленной безопасности скважин подземного хранения газа Герасимов С. А.<sup>1</sup>, Доронин А. В.<sup>2</sup>, Степанов Е. Г.<sup>3</sup>, Мещеряков А. П.<sup>4</sup>, Пищухин М. А.<sup>5</sup>

<sup>1</sup>Герасимов Сергей Александрович / *Gerasimov Sergej Aleksandrovich* - ведущий инженер экспертно-аналитического отдела;

<sup>2</sup>Доронин Алексей Викторович / *Doronin Aleksej Viktorovich* - начальник экспертно-аналитического отдела;

<sup>3</sup>Степанов Евгений Георгиевич / *Stepanov Evgenij Georgievich* – начальник испытательной лаборатории неразрушающего контроля;

<sup>4</sup>Мещеряков Алексей Петрович / *Meshherjakov Aleksej Petrovich* - инженер II категории отдела геофизических исследований скважин;

<sup>5</sup>Пищухин Михаил Алексеевич / *Pishhuhin Mihail Alekseevich* - заместитель начальника управления комплексного исследования скважин, ООО «Энергодиагностика» г. Москва

**Аннотация:** в статье рассматриваются особенности промышленной безопасности скважин, их характерные дефекты и комплексный подход к решению проблем промышленной безопасности.

**Ключевые слова:** промышленная безопасность [1], опасный производственный объект [1], подземное хранилище газа, фонтанная арматура, колонная головка, оборудование устья скважины, эксплуатационная колонна, межколонное давление.

Система подземных хранилища газа (ПХГ) выполняет важную роль в единой системе газоснабжения. Решение задачи надежного обеспечения потребителей газа при условии сезонной неравномерности потребления, значительных пиковых нагрузках, общего старения оборудования и других проблемах, безусловно является приоритетным направлением деятельности эксплуатирующих организаций. Решение данной проблемы лежит в разных плоскостях, связанных с применением современного технического оборудования, применением компьютерного моделирования отдельных технологических процессов, использованием инновационных разработок и знаний в данной области, обеспечением высокого уровня безопасности при эксплуатации и т. д. Таким образом, становится понятно, что только в случае комплексного подхода в решении задач, связанных с эксплуатацией ПХГ, возможно получение эффективных критериев, способных повысить уровень надежности системы подземного хранения газа.

Промышленная безопасность таких специфических объектов, как подземные хранилища газа, охватывает широкий круг вопросов промышленной безопасности. Ряд ПХГ располагается вблизи крупных городов (Москва, Санкт–Петербург, Самара и т. д.). Однако с годами рост городов привел к тому, что ПХГ оказались либо в пределах городской черты, либо близко к ней, или вокруг ПХГ сильно разрослись их собственные объекты (как произошло, например, в г. Щелково, Московской области). В результате любые аварии или выбросы и сбросы хранилищ, а также размещение твердых отходов вспомогательных цехов ПХГ могут оказать прямое негативное влияние на окружающую среду или привести к гибели людей.

При создании и эксплуатации таких сложных систем хранения газа, как подземные хранилища, в соответствующие проекты закладываются критерии определения воздействия системы на элементы геологической среды [2]:

1. Воздействия на горные породы (недра):
  - 1.1. изменение деформационно-прочностных характеристик пластов и покрышек;
  - 1.2. изменение напряженного состояния пород;
  - 1.3. изменение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов;
  - 1.4. изменение герметичности покрышек.
2. Воздействия на пластовые воды:
  - 2.1. изменение химического состава;
  - 2.2. изменение режима;
  - 2.3. изменение газонасыщенности и состава газа.
3. Воздействия на пластовые воды питьевых горизонтов:
  - 3.1. содержание углеводов;
  - 3.2. содержание токсичных веществ (в сравнении с предельно допустимыми сбросами и концентрациями);
  - 3.3. соленость;
  - 3.4. мутность;
  - 3.5. температура.

Одним из наиболее опасных видов воздействия ПХГ на окружающую среду является процесс разгерметизации хранилищ, который подразумевает под собой зачастую неконтролируемый переток хранимого флюида в вышележащие проницаемые пласты и/или выход на дневную поверхность.

Утечки из хранилища могут привести к авариям и загрязнению окружающей среды. Своевременное их обнаружение, определение количества перетекающего газа и повышение мероприятий по ликвидации причин утечки являются необходимыми условиями промышленной безопасности эксплуатации ПХГ.

Исходя из вышеизложенного, становится понятно, что промышленная безопасность на объектах ПХГ напрямую зависит от технического и технологического состояния эксплуатируемого оборудования, зданий и сооружений [1].

В руководящих документах РФ, регламентирующих порядок создания и эксплуатации ПХГ, в обязательном порядке предусмотрена необходимость мониторинга технического состояния скважин как сооружений, от которых, в первую очередь, зависит безопасность эксплуатации хранилища газа.

В соответствии с вышеуказанными руководящими документами контроль за эксплуатацией ПХГ проводится с использованием геофизических методов исследований. Кроме того, особое внимание уделяется долговременной (более 50 лет), безопасной и экологической эксплуатации ПХГ, для чего проводится комплекс исследований, включающий поверхностную газовую съёмку, гидрогеохимические работы и оценку технического состояния отдельных элементов скважин (обсадные колонны, ФА и КГ).

Таким образом, вопросам оценки технического состояния скважин уделяется первостепенное внимание с точки зрения определения потенциальных факторов аварий и рисков на ПХГ. Т. е. скважина как сооружение и ее техническое состояние являются, в том числе, неким отражением (индикатором) промышленной безопасности в системе подземного хранения газа. Использование этого индикатора связано, в первую очередь, с предупреждением аварийных ситуаций, связанных с негерметичностью хранилища газа как одной из причин аварийности на ПХГ.

Проявления флюидов различного химического состава в межколонных пространствах (МКП) скважин и переток их на дневную поверхность, в свою очередь, может спровоцировать наиболее опасные нарушения геоэкологического статуса, способствовать растворению или переотложению цементирующих фаз естественных и искусственных флюидоупоров, оказывать коррозионное воздействие на состояние элементов подземного оборудования: металлические колонны, муфты, резьбовые соединения и т. д. Неконтролируемый выход высокотоксичного пластового флюида на дневную поверхность или его миграция в другие пласты способны повлечь непредсказуемые аварии и экологические осложнения.

Учитывая многолетний опыт в области оценки технического состояния опасных производственных объектов, в том числе скважин, можно отметить общие причины негерметичности ПХГ, к ним относятся:

- высокий процент физического износа оборудования скважины и его составных частей (обсадные колонны, внутрискважинное оборудование и т. п.);
- моральное устаревание применяемого оборудования при условии увеличения объема закачиваемого и отбираемого газа.

Сокращение количества аварий на ПХГ и месторождениях, а также раннее обнаружение и предупреждение их появления – это основная задача, которая в РФ возлагается на систему экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ).

С целью увеличения эффективности работы ПХГ в целом, проведена комплексная проверка 17 ПХГ РФ с целью определения основных проблем на ПХГ и установления очередности решения выявленных проблем.

Подробно рассмотрим скважины как опасные производственные объекты (ОПО) [1]. К характерным дефектам скважин можно отнести следующие:

**Газопроявления за эксплуатационной колонной (ЭК):**

- межколонные давления (МКД);
- скопления газа;
- вторичные скопления газа;
- перетоки.

**Технические дефекты эксплуатационной колонны:**

- утонение стенки ЭК;
- коррозионный износ;
- недостаточная прочность и ресурс ЭК;
- дефект ЭК.

**Технологические дефекты ЭК:**

- негерметичность ЭК;
- негерметичность пакера.

**Несоответствие требованиям ПБ:**

- нестандартное оборудование ОУС;
- некачественный цементаж обсадных колонн.

Как видно из нижеприведенной диаграммы, наиболее распространенными нарушениями в скважине являются газопроявления за эксплуатационной колонной (68 %, от общего числа дефектов), к которым относятся: межколонные давления, вторичные скопления газа, перетоки газа и т. п.

Далее следуют скважины с нестандартным оборудованием устья (устаревшим устьевым оборудованием) 25 % от общего числа выявленных дефектов.

Скважины с технологическими дефектами, такими как нарушение герметичности ЭК, негерметичность внутрискважинного оборудования, они составляют 6 % из общего количества дефектов.

Скважины с техническими дефектами (утонение стенки ЭК, коррозионный износ, дефект ЭК) составляют 1%.

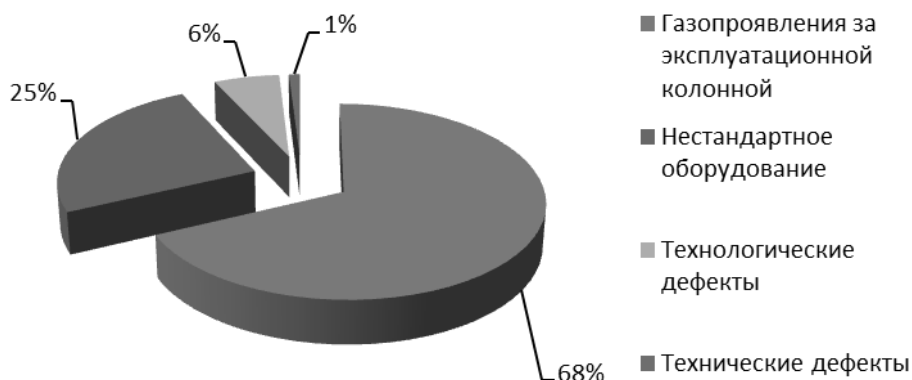


Рис. 1. Распределение дефектов по скважинам ПХГ

Газопроявления за обсадными колоннами являются наиболее распространенным видом дефектов в скважине, и эта тенденция сохраняется из года в год.

Проблема эксплуатации скважин с межколонными газопроявлениями остается актуальной с точки зрения обеспечения герметичности ПХГ.

Попытки ликвидировать межколонные давления (МКД) или снизить величину давления и расхода газа из межколонного пространства (МКП) методом закачки растворов зачастую приводят к ещё большим осложнениям. При ликвидации МКД известны случаи возникновения грифонов вблизи скважин. При обнаружении давления в МКП должны быть проведены необходимые исследования и приняты меры по выявлению и устранению причины МКД.

Важно понимать, что зачастую причиной газопроявлений в МКП скважин является негерметичность устьевого оборудования. Безусловно, рассматривая скважину как сооружение, состоящее из различных составных единиц оборудования, нельзя оставить без внимания и столь важные ее элементы как фонтанная арматура и оборудование устья скважины (ФА и ОУС). Основной функциональной задачей ФА и ОУС является (в том числе) препятствие выхода газа на дневную поверхность и обеспечение герметичности пробуренной скважины. Т. е. ФА и ОУС являются одним из элементов системы обеспечения герметичности ПХГ. В связи с чем анализ наиболее распространенных дефектов данного вида оборудования представляет особый интерес.

Работы по оценке технического состояния скважин начаты ООО «Энергодиагностика» в 2004 г. Большое количество обследованных в первые годы АФ и ОУС были введены в эксплуатацию в 60–70-х годах, т. е. срок их эксплуатации превышал паспортный срок службы не менее чем в 2–4 раза.

Для наглядности результаты обследования (количество обнаруженных несоответствий в пересчете на одну скважину) сведены в диаграмму, представленную на рисунке 2.

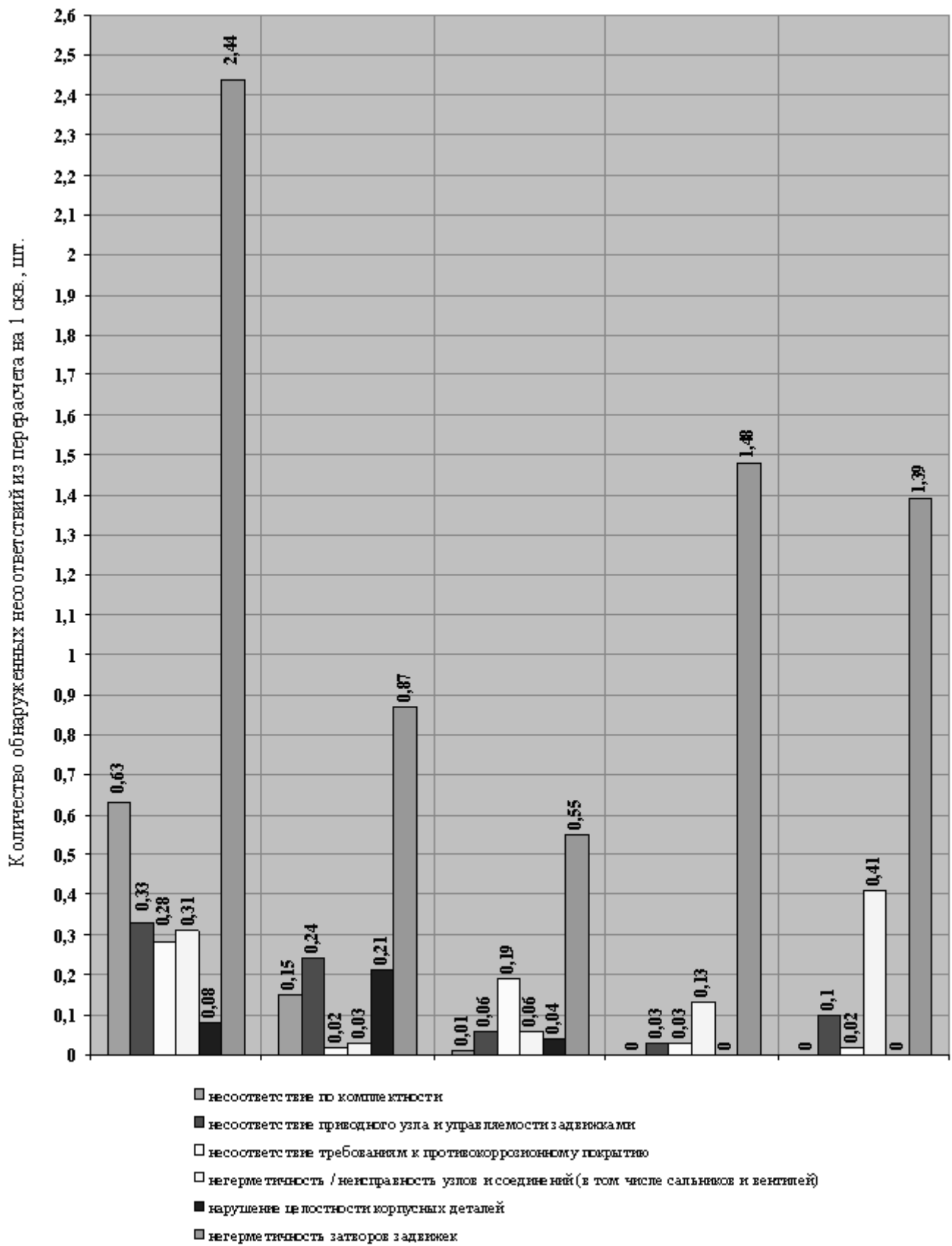


Рис. 2. Диаграмма результатов обследования АФ и ОУС

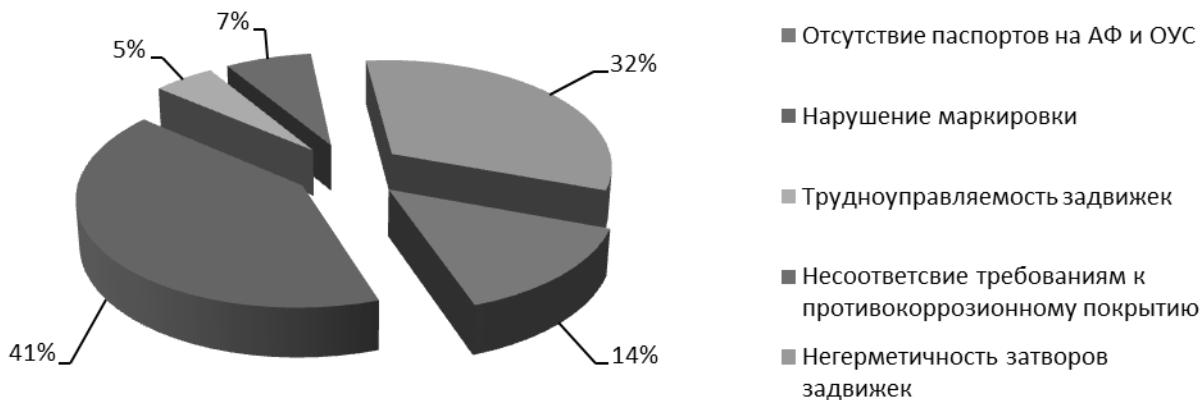


Рис. 3. Результаты обследования АФ и ОУС

Для корректности сравнение проводится по сопоставимому оборудованию, так называемого «нового» фонда скважин, введенных в эксплуатацию не ранее 1979 года.

В диаграмме несоответствия объединены в шесть групп, а именно:

- в группу «несоответствие комплектности» включены такие, как отсутствие вентиля или установка двухходового вентиля, отсутствие масленки, нагнетательного клапана, заглушек на свободных отводах и т. п.;
- в группу «несоответствие приводного узла и управляемости задвижками» включены трудно управляемые задвижки (не управляются усилием рук одного оператора), разрушение деталей ходовой пары и подшипников и т. п.;
- в группу «несоответствие требованиям к противокоррозионному покрытию» (некачественное покрытие, нарушено, частично нарушено);
- в группу «негерметичность/неисправность узлов и соединений (в том числе сальников и вентилях)» включены такие, через которые скважинная среда поступает в атмосферу;
- в группу «нарушение целостности корпусных деталей» сведены корпуса с трещинами, свищами и другими недопустимыми дефектами, а также и корпусные детали с утонением стенок свыше допустимого;
- в последнюю группу включены задвижки с негерметичными затворами.

На рисунке 3 приведены основные результаты обследования АФ и ОУС.

Как видно из представленных данных, проблема обеспечения герметичности остается одной из наиболее важных проблем, в том числе и с экологической точки зрения.

Кроме всего вышесказанного, с точки зрения такого специфического воздействия скважин на ПХГ и месторождения, как перетоки газа в вышележащие проницаемые пласты с возможностью их дальнейшего неконтролируемого выброса на поверхность, представляют серьезную угрозу как экологическому состоянию среды, так и жизни человека.

В РФ и мировом опыте имеется большое количество примеров таких катастроф, как, например, на скважине № 427 Карачаганакского НГКМ: газ по стволу скважины попал в вышележащий горизонт и выходил на поверхность в 2 км от устья скважины. Последствия этой аварии, произошедшей в 1987 г., не ликвидированы по сегодняшний день.

Необходимо отметить, что радикальных технологий, гарантирующих предупреждение появления межколонных газопроявлений как способа миграции газа в вышележащие горизонты, так и на дневную поверхность, не только в российской, но и в мировой практике пока не существует. Следовательно, систематический контроль за составом межколонных проявлений, идентификация источников их поступления являются актуальной научной и инженерной задачей и залогом обеспечения безопасного функционирования скважин.

Касаясь вопроса, связанного с решением проблем промышленной безопасности, следует отметить большое количество решений, но наиболее эффективным является комплексный подход, который условно можно разделить на пять основных пунктов:

1. Разработка комплексной системы контроля технического состояния скважины.
2. Определение предельных и допустимых величин МКД в эксплуатируемых скважинах.
3. Совершенствование методов исследований и определение дополнительных критериев для диагностики источников МКД.

4. Разработка технологии преждевременного выявления признаков негерметичности скважин и оборудования.

5. Повышение эффективности мероприятий по ограничению, снижению и ликвидации причин негерметичности в скважинах и оборудовании.

Основными практическими результатами, полученными за период действия применения подобного принципа, являются снижение числа скважин с МКД, уменьшение скважин наиболее высокого класса опасности и сохранение действующего фонда скважин.

#### *Литература*

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». М.: «Консультант Плюс» 2015. 23 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-696-2013 «Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа». М.: ООО «Газпром экспо» 2014. 36 с.