ISSN 2412-6497

Российское Газовое Общество

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

ПХГ

ТЕМА НОМЕРА:

«ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА: НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ»

* Строительство, обустройство, безопасная и эффективная эксплуатация подземных хранилищ природного газа
* Подземное хранение водорода, водород-метановых смесей, «климатических» газов (CO_2) и т. д.: геологические и технологические особенности, перспективы
* Проведение буровых и скважинных работ на ПХГ
* Безопасность: экологическая, геоэкологическая, промышленная

2

По материалам Международной научно-практической конференции «Научного журнала Российского газового общества» «Подземное хранение газа: надежность и эффективность» в рамках XI Петербургского международного газового форума, Санкт-Петербург, сентябрь 2022

www.gazo.ru

2(38) 2023

Российское
Газовое
Общество

СОЮЗ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)
Houpu Clean Energy Co., Ltd
«ROSTEC MENA» Компания свободной экономической зоны
Sulzer Chemtech AG
Администрация муниципального образования город Новый Уренгой
Администрация муниципального образования Надымский район
«АК-БУР Сервис» ООО
«Альфа Транс Альянс» ООО
«А-ПРО» Адвокатское бюро Москва
«АУ «Правосознание» СРО СОЮЗ
«Ачимгаз» АО
«Винтерсхалл Дэа Раша ГмбХ» Представительство
«Водпроектстрой» ООО
«Восточно-Арктическая Нефтегазовая Корпорация» ООО
«Газовый вектор» ООО
«Газпром автоматизация» ООО
«Газпром газомоторное топливо» ООО
«Газпром газораспределение Белгород» АО
«Газпром газораспределение Брянск» АО
«Газпром газораспределение Владимир» АО
«Газпром газораспределение Волгоград» ООО
«Газпром газораспределение Вологда» АО
«Газпром газораспределение Калуга» АО
«Газпром газораспределение Кострома» АО
«Газпром газораспределение Краснодар» АО
«Газпром газораспределение Ленинградская область» АО
«Газпром газораспределение Липецк» АО
«Газпром газораспределение Москва» ООО
«Газпром газораспределение Нижний Новгород» ПАО
«Газпром газораспределение Оренбург» АО
«Газпром газораспределение Ростов-на-Дону» ПАО
«Газпром газораспределение Смоленск» АО
«Газпром газораспределение Ставрополь» АО
«Газпром газораспределение Тамбов» АО
«Газпром газораспределение Тверь» АО
«Газпром газораспределение Тула» АО
«Газпром газораспределение Уфа» ПАО
«Газпром газораспределение» АО
«Газпром добыча Краснодар» ООО
«Газпром добыча Надым» ООО
«Газпром добыча Ноябрьск» ООО
«Газпром добыча Оренбург» ООО
«Газпром добыча Уренгой» ООО
«Газпром добыча Ямбург» ООО
«Газпром межрегионгаз Белгород» ООО
«Газпром межрегионгаз Брянск» ООО
«Газпром межрегионгаз Владимир» ООО
«Газпром межрегионгаз Волгоград» ООО
«Газпром межрегионгаз Казань» АО
«Газпром межрегионгаз Калуга» ООО
«Газпром межрегионгаз Кемерово» ООО
«Газпром межрегионгаз Краснодар» ООО
«Газпром межрегионгаз Липецк» ООО
«Газпром межрегионгаз Москва» ООО
«Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» АО
«Газпром межрегионгаз Новосибирск» ООО
«Газпром межрегионгаз Рязань» ООО
«Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» ООО
«Газпром межрегионгаз Тверь» ООО
«Газпром межрегионгаз Тула» ООО
«Газпром межрегионгаз Уфа» ООО
«Газпром межрегионгаз Ухта» ООО
«Газпром межрегионгаз» ООО
«Газпром нефть шельф» ООО
«Газпром нефть» ПАО
«Газпром переработка» ООО
«Газпром трансгаз Волгоград» ООО
«Газпром трансгаз Екатеринбург» ООО
«Газпром трансгаз Казань» ООО
«Газпром трансгаз Краснодар» ООО
«Газпром трансгаз Москва» ООО
«Газпром трансгаз Нижний Новгород» ООО
«Газпром трансгаз Самара» ООО
«Газпром трансгаз Саратов» ООО
«Газпром трансгаз Ставрополь» ООО
«Газпром трансгаз Сургут» ООО
«Газпром трансгаз Томск» ООО
«Газпром трансгаз Уфа» ООО
«Газпром трансгаз Ухта» ООО
«Газпром трансгаз Югорск» ООО
«Газпром экспорт» ООО
«ГАЗПРОМ» ПАО
«Газхолодтехника» ООО
«Гипрониигаз» АО
«ГРАД» Московская Коллегия Адвокатов
«Имеральд» ООО
«ИРЗ ТЭК» ООО
«Иркутская нефтяная компания» ООО
«КРИОГАЗ-Челябинск» ООО
«Леманс» ООО
«Минерально-химическая компания «ЕвроХим» АО
«МИРТЕК» ООО
«МИРТЕК-КАСКАД» ООО
«Мосгаз» АО
«Мособлгаз» АО
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» ООО
«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциации организаций в области газомоторного топлива
«НД» ООО
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО
«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО
«OMB Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия) Представительство
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Премиум Энерджи» ООО
«РАО Энергетические системы Востока» АО
«РНГ Газ» ООО
«Росгеология» АО
«РОТЕК» АО
«Руспройсгаз» ООО
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО
«Саратовгаз» АО
«Сикрет Технолоджис» ООО
«СОХО» ООО
«Средневолжская газовая компания» ООО
«ССПЭБ» ООО
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО
«СтройНафтаСервис-М» ТОО
«Сургутнефтегаз» ПАО
«Т Плюс Инвест» ООО
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО
«Трансгаз» ООО
«УК «Битривер» ООО
«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство
«Химмаш-Аппарат» ООО
«Центрэнергохолдинг» ПАО
«Эгида» ООО
«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО
«Юнипер Глобал Коммодитиз СЕ» Представительство

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

- ***Конторович Алексей Эмильевич*** (*главный редактор Редколлегии*), д.г.-м.н., академик РАН, профессор, главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
- ***Аксютин Олег Евгеньевич*** (*зам. гл. редактора Редколлегии*), д.т.н., член-корреспондент РАН, заместитель председателя правления – начальник департамента ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург
- ***Завальный Павел Николаевич*** (*зам. гл. редактора Редколлегии*), к.т.н., президент Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», г. Москва
- ***Самсонов Роман Олегович*** (*зам. гл. редактора Редколлегии*), д.т.н., профессор кафедры Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербургф
- ***Андреев Николай Николаевич***, д.х.н., руководитель лаборатории Института физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина Российской академии наук, г. Москва
- ***Бухаркина Татьяна Владимировна***, д.х.н., профессор, профессор кафедры Российского химико-технологического университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва
- ***Быков Игорь Юрьевич***, д.т.н., профессор, профессор кафедры Ухтинского государственного технического университета, г. Ухта
- ***Ваганов Юрий Владимирович***, к.т.н., доцент, проректор по научной и инновационной деятельности Тюменского индустриального университета, г. Тюмень
- ***Ваграмян Тигран Ашотович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского химико-технологического университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва
- ***Васильев Геннадий Германович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Вязьмин Андрей Валентинович***, д.ф.-м.н., профессор, зав. кафедрой Института тонких химических технологий имени М.В. Ломоносова МИРЭА – Российского технологического университета, г. Москва
- ***Глебов Михаил Борисович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского химико-технологического университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва
- ***Голубева Ирина Александровна***, д.х.н., профессор, профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Двойников Михаил Владимирович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург
- ***Дзюбло Александр Дмитриевич***, д.г.-м.н., профессор, зам. зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Дмитриевский Анатолий Николаевич***, д.г.-м.н., академик РАН, профессор, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва
- ***Ермолаев Александр Иосифович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Казак Александр Соломонович***, д.т.н., ученый секретарь, ООО «НИИгазэкономика», г. Москва
- ***Капустин Владимир Михайлович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Керимов Вагиф Юнусович***, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой Геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г. Москва
- ***Кузеев Искандер Рустемович***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа
- ***Лобусев Александр Вячеславович***, д.г.-м.н., профессор, проректор по исследованиям и развитию технологий ресурсной базы ТЭК, зав. кафедрой Российского государственного университа нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Мансуров Марат Набиевич***, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Мурадов Александр Владимирович***, д.т.н., профессор, профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина
- ***Оганов Александр Сергеевич***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва
- ***Оганов Гарри Сергеевич***, д.т.н., профессор, первый заместитель генерального директора ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Красноярск
- ***Прищепа Олег Михайлович***, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург
- ***Рогачёв Михаил Константинович,*** д.т.н., профессор, профессор кафедры Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа
- ***Сызранцев Владимир Николаевич***, д.т.н., профессор, зав. кафедрой Тюменского индустриального университета, г. Тюмень
- ***Тимошенко Андрей Всеволодович***, д.т.н., профессор, проректор по учебной работе, профессор кафедры Института тонких химических технологий имени М.В. Ломоносова МИРЭА – Российского-технологического университета, г. Москва
- ***Чертес Константин Львович***, д.т.н., профессор, профессор кафедры Самарского государственного технического университета, г. Самара
- ***Якушев Владимир Станиславович***, д.г.-м.н., профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва

По решению ВАК журнал внесен в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по научным специальностям и соответствующим им отраслям науки, по которым присуждаются ученые степени

Специальности:

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки);
2.6.9. Технология электрохимических процессов и защита от коррозии (технические науки);
2.6.12. Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ (технические науки);
2.6.13. Процессы и аппараты химических технологий (технические науки);
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки);
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки).

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ) и доступен на платформе www.elibrary.ru

Импакт-фактор журнала в РИНЦ: двухлетний – 0,518, пятилетний – 0,300

DOI-prefix журнала: 10.55557

ISSN 2412-6497

Журнал издается с 2014 года

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68557 от 31.01.2017

Учредитель и издатель –
Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»
Тел. +7 (495) 660-55-80. E-mail: rgo@gazo.ru

Почтовый адрес:
119261, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 7, корп. 5
www.gazo.ru

Выпускающая редакция
✉ **journal@gazo.ru**
Шеф-редактор
Петрова Наталья Витальевна
Научный редактор
Паронькин Владимир Павлович

Подписано в печать: 12.03.2023

Тираж 300 экз.
Индекс журнала в объединенном каталоге «Пресса России» – 40778
Периодичность выхода – 4 номера в год
Журнал распространяется по редакционной подписке и адресной рассылке

«Научный журнал Российского газового общества» не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Перепечатка текстов и фотографий журнала «Научный журнал Российского газового общества» допускается только с письменного разрешения редакции. При цитировании ссылка на журнал «Научный журнал Российского газового общества» обязательна.

ТЕМА НОМЕРА:

«ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА: НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ»

СОДЕРЖАНИЕ

НЕФТЕГАЗОПРОВОДЫ, БАЗЫ И ХРАНИЛИЩА

6 **А. А. Михайловский, А. Н. Лобанова**
Состояние и актуальные направления технологического развития системы ПХГ ПАО «Газпром»

14 **А. А. Михайловский, М. Г. Гилязиев**
Расчет технологических режимов отбора газа на ПХГ с учетом газодинамических характеристик центробежных компрессоров

22 **В. Г. Фетисов, Г. В. Буслаев, А. В. Шалыгин**
Оценка потенциала России по хранению водорода в месторождениях каменной соли

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

30 **А. И. Ермолаев, А. Р. Латипов, Л. М. Амшинов**
Модели оптимизации количества и расстановки скважин в подземных хранилищах газа

36 **М. К. Тупысев**
Обоснование целесообразности сооружения геодинамических полигонов на ПХГ

42 **А. В. Ступакова, М. Ю. Карпушин, А. В. Корзун**
Природные объекты для хранения и захоронения углекислого газа

50 **Л. А. Абукова, Е. А. Сафарова, Д. С. Филиппова, В. И. Лесин**
Возможные риски коррозийных эффектов на объектах хранения водород-метановых смесей

56 **К. В. Дорохина**
Оценка влияния параметров сетки модели с наличием ярко выраженной слоистой неоднородности геологической структуры на зону смешения «природный газ – сверхкритический CO_2»

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

66 **А. В. Ершов**
Сейсмогеологический анализ отложений верхней перми на территории Верхнепечорской впадины

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

72 **В. Г. Аусев, Н. Н. Луговский, С. В. Красновский, А. А. Машезов, В. А. Ткачёв, Г. Г. Котяшев**
Особенности создания и эксплуатации Мозырского подземного хранилища газа в отложениях каменной соли

82 **Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Н. Н. Закиров, М. В. Листак**
Улучшение фильтрационно-емкостных свойств пласта после первичного вскрытия на Пунгинском ПХГ

90 **Г. В. Буслаев, А. Ю. Лаврик**
Анализ воздействия сверхкритического углекислого газа на цементный камень для совершенствования крепления ПХГ-скважин

ГЕОЭКОЛОГИЯ

102 **А. В. Чугунов, А. А. Михайловский**
Системный контроль за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах

ЭКОЛОГИЯ

108 **Н. В. Попадько, М. П. Хайдина**
Экологическая безопасность гибридного хранения биогаза и природного газа

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

116 **Д. Ю. Захаров, С. А. Токарева, И. В. Климова**
Исследование рисков эскалации нештатных ситуаций на объектах газовой промышленности с учетом психофизиологических аспектов деятельности персонала

По материалам Международной научно-практической конференции «Научного журнала Российского газового общества» «Подземное хранение газа: надежность и эффективность» в рамках XI Петербургского международного газового форума, Санкт-Петербург, сентябрь 2022

EDITORIAL BOARD

- ***Alexey E. Kontorovich*** (*editor-in-chief of the Editorial Board*), D.Sc. in geology and mineralogy, academician of RAS, Professor, chief researcher of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk
- ***Oleg E. Aksyutin*** (*Deputy Editor-in-Chief of the Editorial Board*), D.Sc. in Engineering, Associate member of RAS, Deputy Chairman of Management Committee — Head of the Department, Gazprom PAO, St.-Petersburg
- ***Pavel N. Zavalnyi*** (*Deputy Editor-in-Chief of the Editorial Board*), PhD, President of the Union of Oil and Gas Industry Organizations "Russian Gas Society", Moscow
- ***Roman O. Samsonov*** (*Deputy Editor-in-Chief of the Editorial Board*), D.Sc. in Engineering, Professor of Department, St.-Petersburg Mining University, St.-Petersburg
- ***Nickolay N. Andreev***, D.Sc. in Chemistry, laboratory manager, A. N. Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry, Russian Academy of Sciences, Moscow
- ***Tatiana V. Bukharkina***, D.Sc. in Chemistry, Professor, Professor of Department, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
- ***Igor Y. Bykov***, D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department, Ukhta State Technical University, Ukhta
- ***Yury Y. Vaganov,*** PhD, Assistant Professor, vice-rector for scientific and innovation activities, Tyumen Industrial University, Tyumen
- ***Tigran A. Vagramyan***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
- ***Gennady G. Vasilyev***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Andrey V. Vyazmin***, D.Sc. in Physics and Mathematics, Professor, Head of Department, Lomonosov Fine Chemical Technologies Institute of the Russian Technological University (MIREA), Moscow
- ***Mikhail B. Glebov***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
- ***Irina A. Golubeva***, D.Sc. in Chemistry, Professor, Professor of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Mikhail V. Dvoynikov***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, St.-Petersburg Mining University, St.-Petersburg
- ***Alexander D. Dzyublo***, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Anatolij N. Dmitrievskij***, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Academician of RAS, Professor, Academic Director of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow
- ***Alexander I. Ermolayev***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Alexander S. Kazak***, D.Sc. in Engineering, Scientific Secretary, NIIgazekonomika LLC, Moscow
- ***Vladimir M. Kapustin***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Vagif Y. Kerimov***, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Head of Department, Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Prospecting University, Moscow
- ***Iskander R. Kuzeev***, D.Sc.in Engineering, Professor, Head of Department, Ufa State Oil Technological University, Ufa
- ***Alexander V. Lobusev***, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Vice-Rector for Research and Development of Technologies for the Resource Base of the Fuel and Energy Complex, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Marat N. Mansurov***, D.Sc. in Engineering, Professor, chief researcher of GazpromVNIIGAZ, Professor of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Alexander V. Muradov***, D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Alexander S. Oganov***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
- ***Garry S. Oganov***, D.Sc. in Engineering, Professor, First Director General, Krasnoyarskgazprom neftegazproekt LLC, Professor of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Krasnoyarsk
- ***Oleg M. Prischepa***, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Head of Department, St.-Petersburg Mining University, St.-Petersburg
- ***Mikhail K. Rogachev,*** D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department, Ufa State Oil Technological University, Ufa
- ***Vladimir N. Syzrantsev***, D.Sc. in Engineering, Professor, Head of Department, Tyumen Industrial University, Tyumen
- ***Andrey V. Timoshenko***, D.Sc. in Engineering, Professor, Vice-Rector for Academic Affairs, Professor of Department, Lomonosov Fine Chemical Technologies Institute of the Russian Technological University (MIREA), Moscow
- ***Konstantin L. Tchertes***, D.Sc. in Engineering, Professor, Professor of Department, Samara State Technical University, Samara
- ***Vladimir S. Yakushev***, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor of Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

The journal is included in the List of peer-reviewed scientific publications, in which there must be published the main scientific results of PhD and Dr. of science dissertations in the corresponding science fields, for which the following scientific degrees are awarded

Scientific areas:

1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences);
2.6.9. Technology of electrochemical processes and protection against corrosion (technical sciences);
2.6.12. Chemical technology of fuel and high-energy substances (technical sciences);
2.6.13. Processes and apparatus of chemical technologies (technical sciences);
2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences);
2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences).

The journal is included in the Russian Science Citation Index (RSCI) and available on www.elibrary.ru

The journal impact factor by RSCI: two-year IF 0,518, five-year IF 0,300

DOI-prefix of the journal: 10.55557

ISSN 2412-6497

Published since 2014
Certificate of registration of mass media information (Periodical Edition) No. ФС77-68557 dated 31.01.2017

The founder and the publisher:
The Union of Oil and Gas Industry Organizations "Russian Gas Society"
Phone: +7 (495) 660-55-80. E-mail: rgo@gazo.ru

Postal address:
7/5, Lomonosovsky Prospekt, Moscow, 119261
www.gazo.ru

Editorial office
✉ **journal@gazo.ru**
Managing editor
Natalya V. Petrova
Science editor
Vladimir P. Paronkin

Issued to print: 12.03.2023

Circulation: 300 copies
Index in the Joint Catalogue «Press of Russia» – 40778
Periodicity – 4 issues per year
Distribution by subscription and mailing list

The Scientific Journal of the Russian Gas Society bears no responsibility for the content of promotional materials and advertising.
To reprint texts and photos of the Scientific Journal of the Russian Gas Society the written permission shall be obtained from the Founder and the Publisher.
References to publications in the Scientific Journal of the Russian Gas Society is obligatory when quoting.

ISSUE THEME:

UNDERGROUND GAS STORAGE: RELIABILITY AND EFFICIENCY

CONTENT

UNDERGROUND STORAGES

6 **A. A. Mikhailovsky, A. N. Lobanova**
The state and current directions of technological development of the ugs system of PJSC Gazprom

14 **A. A. Mikhailovsky, M. G. Gilyaziev**
Calculation of technological modes of gas extraction at UGS taking into account the gas dynamic characteristics of centrifugal compressors

22 **V. G. Fetisov, G. V. Buslaev, A. V. Shalygin**
Assessment of Russia's potential for hydrogen storage in rock salt deposits

FIELD DEVELOPMENT

30 **A. I. Ermolaev, A. R. Latipov, L. M. Amshinov**
Models for optimizing the number and placement of wells in underground gas storage facilities

36 **M. K. Tupysev**
Onsubstantiation of the feasibility of building geodynamic polygons at UGS facilities

42 **A. V. Stupakova, M. Yu. Karpushin, A. V. Korzun**
Natural objects for the storage and disposal of carbon dioxide

50 **L. A. Abukova, E. A. Safarova, D. S. Filippova, V. I. Lesin**
Possible risks corrosion effects at hydrogen-methane mixture storage facilities

56 **K. V. Dorokhina**
Evaluation of the influence of the model grid parameters with the presence of pronounced layered heterogeneity of the geological structure on the mixing zone "natural gas – supercritical CO_2"

GEOLOGY

66 **A. V. Ershov**
Seismogeological analysis of the upper permian deposits in the territory of the Upper Pechora depression

DRILLING

72 **V. G. Ausev, N. N. Lugovski, S. V. Krasnovski, A. A. Mashezau, V. A. Tkachou, G. G. Kotyashev**
Construction and operation features of Mozyrskoye underground gas storage in rock salt deposits

82 **E. V. Panikarovsky, V. V. Panikarovsky, N. N. Zakirov, M. V. Listak**
Improvement of filtration-capacity properties of formation after the primary opening at the Punginsky UGS

90 **G. V. Buslaev, A. Y. Lavrik**
Analysis of the impact of supercritical carbon dioxide on cement stone to improve the casing of UGS wells

GEOECOLOGY

102 **A. V. Chugunov, A. A. Mikhailovsky**
System control over the creation and operation of UGS in reservoir formations

ECOLOGY

108 **N. V. Popadko, M. P. Khaidina**
Eco-safe hybrid storage of biogas and natural gas

INDUSTRIAL SAFETY

116 **D. Yu. Zakharov, S. A. Tokareva, I. V. Klimova**
Investigation of the risks of escalation of emergency situations at gas industry facilities, taking into account the psychophysiological aspects of personnel activities

Based on scientific reports on the International scientific and practical conference 'Underground gas storage: reliability and efficiency' by the 'Scientific Journal of the Russian Gas Society' within the framework of the XI St. Petersburg International Gas Forum, St. Petersburg, September 2022

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 6–13

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-6-13
EDN: KZZOWK

СОСТОЯНИЕ И АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ПХГ ПАО «ГАЗПРОМ»

Александр Артемович Михайловский[1],
Анна Николаевна Лобанова[2]
[1, 2]Газпром ВНИИГАЗ, Москва, Россия
[1]A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru,
[2]A_Lobanova@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье приведена общая геолого-технологическая характеристика текущего состояния системы подземных хранилищ газа ПАО «Газпром» на территории России и ближнего зарубежья. Рассмотрен диапазон основных геолого-технологических показателей подземных хранилищ газа.

Представлены актуальные направления технологического развития системы подземных хранилищ газа ПАО «Газпром», вытекающие из основных тенденций развития газовой отрасли. К числу таких направлений относятся: оптимизация системы подземных хранилищ газа в развивающейся системе газоснабжения, интенсификация подземных хранилищ газа, технико-экономическая оптимизация технологических показателей эксплуатации подземных хранилищ газа в современных экономических условиях, интеллектуализация проектирования и управления технологическими процессами эксплуатации подземных хранилищ газа, разработка инновационных технологий регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в низкопроницаемых пластах истощенных газовых месторождений и сложнопостроенных ловушках водоносных пластов.

Ключевые слова: система ПХГ ПАО «Газпром», технологическое развитие, актуальные направления, оптимизация, интенсификация, интеллектуализация, инновационные технологии

Для цитирования: Михайловский А. А., Лобанова А. Н. Состояние и актуальные направления технологического развития системы ПХГ ПАО «Газпром» // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 6–13. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-6–13. EDN: KZZOWK.

© Михайловский А. А., Лобанова А. Н., 2023

© Mikhailovsky A. A., Lobanova A. N., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):6-13

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-6-13
EDN: KZZOWK

THE STATE AND CURRENT DIRECTIONS OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF THE UGS SYSTEM OF PJSC GAZPROM

Alexander A. Mikhailovsky[1],
Anna N. Lobanova[2]
[1, 2]Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russia
[1]A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru,
[2]A_Lobanova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article presents the general geological and technological characteristics of the current state of the underground gas storage system of PJSC Gazprom in Russia and the near abroad. The range of the main geological and technological indicators of underground gas storage facilities is considered.

The current directions of technological development of the underground gas storage system of Gazprom PJSC, arising from the main trends in the development of the gas industry, are considered. Such directions include optimization of the underground gas storage system in the developing gas supply system, intensification of underground gas storage, technical and economic optimization of technological indicators of underground gas storage operation in modern economic conditions, intellectualization of design and management of technological processes of underground gas storage operation, development of innovative technologies for regulating the creation and operation of underground gas storage facilities in low-permeable layers of depleted gas fields and complex traps of aquifers.

Keywords: Gazprom's UGS system, technological development, current trends, optimization, intensification, intellectualization, innovative technologies

For citation: Mikhailovsky A. A., Lobanova A. N. The state and current directions of technological development of the UGS system of PJSC Gazprom. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):6-13. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-6-13. EDN: KZZOWK.

Введение

Направления технологического развития системы подземных хранилищ газа (ПХГ) ПАО «Газпром» обуславливаются текущим состоянием и основными тенденциями в газовой отрасли.

Происходящие в последние годы изменения в системе газоснабжения страны характеризуются падением добычи газа на месторождениях в традиционных сухопутных районах, освоением и разработкой новых месторождений на шельфе и море в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях, диверсификацией внутренних среднегодовых, сезонных и максимальных суточных потоков транспортируемого газа; существенными изменениями экспортных поставок газа, опережающим ростом суточной неравномерности по сравнению с уровнем сезонной неравномерности газопотребления в связи с усилением экстремальных погодных условий изменяющегося климата.

К текущим актуальным направлениям технологического развития системы ПХГ можно отнести следующие: оптимизация системы ПХГ в развивающейся системе газоснабжения, интенсификация ПХГ, технико-экономическая оптимизация технологических показателей эксплуатации ПХГ в современных экономических

условиях, интеллектуализация проектирования и управления технологическими процессами эксплуатации ПХГ, разработка инновационных технологий регулирования создания и эксплуатации ПХГ в низкопроницаемых пластах истощенных газовых месторождений и сложнопостроенных ловушках водоносных пластов.

Общая технологическая характеристика системы ПХГ ПАО «Газпром» в России и ближнем зарубежье

Подземное хранение газа в России имеет более чем 60-летнюю историю, которая начинается с 50-х годов прошлого столетия. В этот период проводились масштабные работы по использованию истощенных газовых месторождений и одновременно велись исследования по поискам водоносных структур для строительства подземных газохранилищ в районах крупных городов и промышленных центров страны.

К настоящему времени в единой системе газоснабжения (ЕСГ) создана разветвленная система многофункциональных ПХГ, которая включает многочисленную сеть газохранилищ в основных регионах газопотребления, а также хранилища, расположенные вдоль трасс протяженных магистральных газопроводов.

Современная система ПХГ ПАО «Газпром» на территории России включает 23 действующих подземных хранилища с 27 объектами хранения газа. Из числа действующих 14 подземных хранилищ созданы в истощенных газовых месторождениях, семь – в водоносных пластах-коллекторах и два – в кавернах соляных пластов. Подземные хранилища в истощенных газовых месторождениях имеют 17 объектов хранения газа, хранилища в водоносных пластах – восемь объектов хранения газа.

На начало сезона отбора 2022/2023 оперативный резерв газа в ПХГ на территории России достиг 72,662 млрд м^3, максимальная суточная производительность – 852,4 млн м^3. Доля суточных отборов газа из подземных хранилищ в зимние пиковые нагрузки потребления достигала 44 %. Фонд скважин составляет 4711 единиц. Суммарная мощность установленных компрессорных агрегатов – около 1000 МВт.

ПХГ ПАО «Газпром» в ближнем зарубежье включают три газохранилища в Республике Беларусь, в том числе два в водоносных пластах и одно в соляных кавернах, с общим оперативным резервом газа 1,09 млрд м^3 и потенциальной максимальной суточной производительностью отбора 34 млн м^3, а также одно хранилище в Республике Армения в соляных кавернах с оперативным резервом газа 0,091 млрд м^3 и потенциальной максимальной суточной производительностью отбора 6 млн м^3.

Система ПХГ включает различные по географическим, геологическим, технологическим и режимно-эксплуатационным признакам группы, виды и типы подземных хранилищ природного газа (**рисунок 1**).

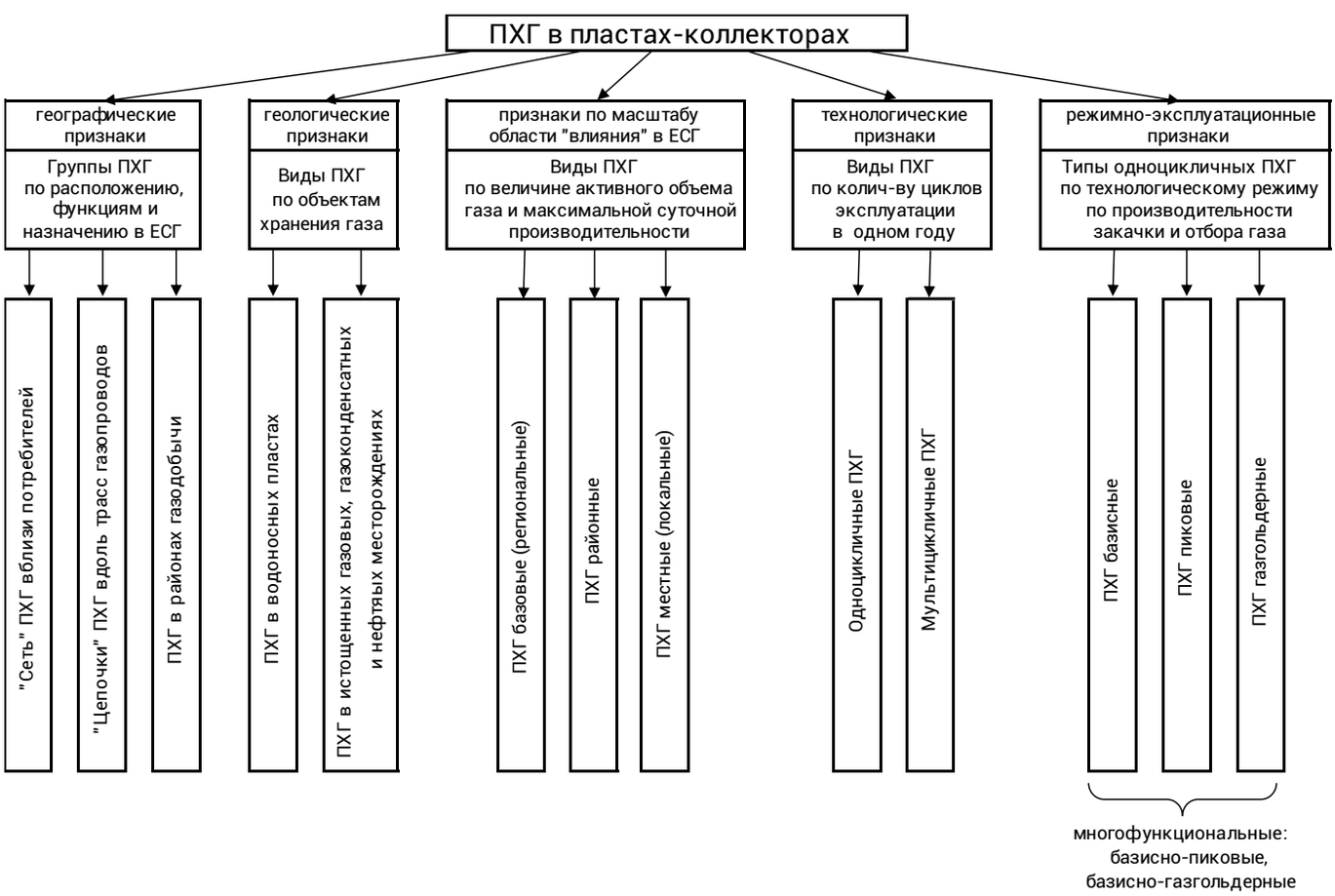


Рисунок 1 – Классификация ПХГ ПАО «Газпром»

В системе ПХГ ПАО «Газпром» по расположению, функциям и назначению в системе газоснабжения выделяются следующие две основные группы газохранилищ.

Традиционная и наиболее многочисленная группа объединяет «сеть» подземных хранилищ, расположенных вблизи потребителей в основных регионах газопотребления европейской части. В таких хранилищах создаются системные оперативные резервы газа на среднесрочную перспективу для регулирования сезонной, суточной и часовой неравномерности газопотребления и резервирования газоснабжения в случаях нештатного снижения поставок газа, а также долгосрочные резервы газа на отдаленную перспективу для регулирования многолетней неравномерности газопотребления и резервирования газоснабжения в случаях масштабных чрезвычайных ситуаций.

Вторая группа включает «цепочки» ПХГ, расположенных вдоль трасс в узловых точках систем протяженных магистральных газопроводов. Создаваемые в этих хранилищах резервы газа используются для регулирования неравномерности транспортировки газа и резервирования поставок по участкам газопроводов, на «границе» которых они расположены. Использование таких ПХГ позволяет увеличивать годовые объемы транспортировки газа за счет номинальной в течение года загрузки участков магистральных газопроводов.

Кроме указанных групп, возможно нетрадиционное применение ПХГ, которые могут располагаться в районах газодобычи и использоваться для регулирования неравномерности и резервирования поставок из районов добычи в периоды проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтных работ или возникновения нештатных ситуаций на промыслах.

Эффект применения ПХГ в районе газодобычи может быть получен за счет создания на одном объекте, с наиболее подходящими горно-геологическими условиями и лучшими удельными технико-экономическими показателями, необходимых резервов газа и мощностей и их многократного использования для группы месторождений всего района в течение длительного периода времени освоения и разработки последовательно нескольких месторождений.

По величине активного объема газа и максимальной суточной производительности ПХГ, определяющих масштаб области «влияния» в системе газоснабжения, различаются базовые (региональные), районные и локальные (местные) подземные хранилища газа.

Базовые подземные хранилища характеризуются активным объемом газа до нескольких десятков миллиардов кубических метров и максимальной производительностью до нескольких сотен миллионов кубических метров в сутки, имеют региональное значение и распространяют область своего «влияния» на целые районы газопотребления и газотранспортные системы.

Районные подземные хранилища характеризуются активным объемом газа в несколько миллиардов кубических метров и максимальной производительностью в несколько десятков миллионов кубических метров в сутки. Такие хранилища имеют районное значение и охватывают своим «влиянием» группы потребителей и участки газотранспортных систем.

Локальные подземные хранилища характеризуются активным объемом газа до нескольких сотен миллионов кубических метров и максимальной производительностью до нескольких миллионов кубических метров в сутки, имеют локальное значение и ограничиваются «влиянием» на отдельных потребителей и участки газопроводов.

По количеству реализуемых циклов закачки-отбора газа в течение года выделяют одноцикличные и мультицикличные ПХГ.

По режимам эксплуатации одноцикличных ПХГ в системе газоснабжения различают базисные, пиковые и газгольдерные газохранилища. Базисные ПХГ характеризуются возможными отклонениями (превышениями) суточной производительности в пределах 10–15 % от среднемесячных значений, пиковые – более 15 % в течение нескольких суток. Газгольдерные хранилища позволяют в течение сезонов менять знак производительности на противоположный: в сезонах закачки проводить кратковременные отборы газа, а в сезонах отбора – кратковременные закачки.

Диапазон основных горно-геологических и технологических показателей ПХГ ПАО «Газпром»

Система ПХГ ПАО «Газпром» характеризуется широким диапазоном горно-геологических условий и технологических показателей, основные из которых представлены в **таблице 1** на с. 10.

Актуальные направления технологического развития системы ПХГ ПАО «Газпром»

Оптимизация системы ПХГ в развивающейся системе газоснабжения

Развитие системы ПХГ в системе газоснабжения страны нацелено на повышение в дефицитных и поддержание в обеспеченных регионах необходимого уровня активных объемов и мощностей по суточной производительности ПХГ за счет нового строительства, реконструкции и модернизации действующих газохранилищ, а также ближайших участков газотранспортных сетей [1, 2].

Таблица 1 – Диапазон основных горно-геологических условий и технологических показателей ПХГ ПАО «Газпром»

Показатель	Единица измерения	Диапазон	
		от	до
Количество ПХГ / объектов хранения	млрд м^3	23 / 27	
Активный объем газа (в том числе оперативный резерв газа)		0,030	52 (20)
Максимальная суточная производительность при отборе	млн м^3/сут	0,4	170
Продолжительность отбора при максимальной производительности	сут.	20	120
Буферный объем газа закачанный / остаточные запасы	млрд м^3	0 / 0	16,4 / 16,8
Количество скважин	шт.	1	660
Диаметр лифтовой колонны	дюйм	2 1/2	6
Мощность компрессорной станции	МВт	7,0	125
Режим эксплуатации залежи		Газовый	Водонапорный
Начальное пластовое давление	МПа	3,5	24,6
Глубина залегания	м	350	2400
Амплитуда ловушки	м	5	500
Толщина пласта-коллектора	м	5	200
Литология коллектора	–	Терригенный	Карбонатный
Устойчивость коллектора	–	Плывун	Прочный
Тип коллектора по пустотности	–	Поровый	Трещиновато-поровый
Пористость / проницаемость	д. е. / дарси	0,1 / 0,05	0,3 / 1–2
Состав газа: – метан – агрессивные компоненты (H_2S)	 об. %	 95 0	 98 0,01

Задача оптимизации эксплуатации системы ПХГ ПАО «Газпром» состоит в обосновании, с учетом системной значимости и функционального назначения, резервов газа и суточной производительности действующих и вновь вводимых базовых, районных и локальных ПХГ, а также в синхронизации режимов эксплуатации базисных, пиковых и газгольдерных ПХГ с режимами эксплуатации объектов добычи и транспортировки газа.

Данная задача решается в том числе с использованием многофункциональных базисно-пиковых и базисно-газгольдерных одноцикличных ПХГ. Такие ПХГ позволяют комплексно регулировать разные виды неравномерности газопотребления с учетом конъюнктуры спроса и осуществлять дополнительную подачу газа для компенсации ее возможного снижения при проведении планово-предупредительных ремонтных работ или возникновении нештатных ситуаций в газотранспортной системе.

Интенсификация ПХГ

Одним из стратегических направлений интенсификации системы ПХГ ПАО «Газпром» является увеличение потенциально возможной пиковой суточной производительности газохранилищ в течение сезонов отбора и закачки газа. Решение этой задачи нацелено на регулирование суточной неравномерности газопотребления, возрастающей особенно в последние годы в связи с усилением экстремальных похолоданий и потеплений.

Повышение суточной производительности ПХГ достигается за счет строительства скважин большого диаметра с диаметром лифтовой колонны 168 мм, применения открытого забоя, фрезерования колонны и расширения призабойной зоны пласта. Кроме того, к таким направлениям относятся строительство горизонтальных и наклонных окончаний скважин с применением технологий гидроразрыва и радиального вскрытия плотных коллекторов, совершенствование и создание новых видов забойных противопесочных фильтров для скважин в неустойчивых пластах, применение эффективных технологий осушки и эксплуатации обводняющихся скважин и шлейфов, обеспечивающих устойчивый вынос жидкости и твердых частиц при водо- и пескопроявлениях.

Другое направление интенсификации ПХГ в пластах-коллекторах заключается в повышении их маневренности путем перевода из одноцикличного в мультицикличный режим эксплуатации.

Перспективными ПХГ для такой смены технологического режима эксплуатации являются сравнительно небольшие по объему хранилища, созданные в истощенных газовых месторождениях в условиях газового режима или в водоносных пластах при слабом проявлении водонапорного режима.

Мультицикличный режим эксплуатации ПХГ по сравнению с одноцикличным предполагает возможность реализации нескольких циклов закачки-отбора газа в течение одного года. Такой режим обуславливается декадными и суточными колебаниями спроса на газ и характеризуется сокращенными периодами закачки и отбора до нескольких декад, а также временем перевода хранилища в реверсный режим до нескольких часов. Мультицикличный режим эксплуатации обеспечивает многократное увеличение годового объема активного газа и повышение технико-экономических показателей эксплуатации ПХГ.

Эффективным технологическим приемом обеспечения повышенной суточной производительности ПХГ в пластах-коллекторах в течение сезонов отбора является проведение кратковременных, продолжительностью до нескольких суток, зимних подкачек газа. Кратковременные зимние подкачки газа в газгольдерном режиме позволяют снизить текущие депрессионные воронки пластового давления и ограничить продвижение пластовых вод к скважинам. Такие подкачки могут быть реализованы на ПХГ как в истощенных газовых месторождениях, так и в водоносных пластах с учетом их оперативной готовности к переключению с режима отбора на режим закачки в периоды непродолжительных потеплений в зимнее время.

Технико-экономическая оптимизация технологических показателей эксплуатации ПХГ в современных экономических условиях

Большинство подземных газохранилищ в России было запроектировано и построено более 30–35 лет назад. В те годы проектирование ПХГ проводилось на условиях подключения хранилищ к газотранспортной системе с давлением 5,5 МПа, проведения бескомпрессорного отбора и использования компрессоров только на закачку газа с давлением нагнетания до 10–12,5 МПа. Технические возможности ограничивались бурением вертикальных скважин с эксплуатационными колоннами диаметром до 168 мм.

За прошедший период технический прогресс и существенные изменения технологических возможностей привели к необходимости уточнения ранее принятых проектных решений по ПХГ [3].

В настоящее время в структуре затрат на сооружение ПХГ на долю буферного газа в зависимости от стоимости природного газа может приходиться до 30–35 %. Поэтому сокращение затрат на буферный газ является важным направлением снижения общих затрат на строительство и эксплуатацию ПХГ.

Одно из перспективных направлений технико-экономической оптимизации технологических показателей эксплуатации ПХГ в современных экономических условиях заключается в частичном замещении буферного объема природного газа менее дорогими неуглеводородными газами [4]. В качестве газов замещения могут использоваться азот, диоксид углерода или их смесь. При реализации такой технологии снижаются стоимость буферного газа и затраты на создание и эксплуатацию ПХГ. Кроме того, в случае закачки в пласт кислого диоксида углерода, выделяемого из выхлопных и дымовых газов, решается экологическая задача снижения его выбросов в атмосферу.

Для замещения буферного газа проведен выбор перспективных геологических объектов ПХГ, а также разработан комплекс способов реализации такой технологии.

Другим перспективным направлением технико-экономической оптимизации технологических показателей эксплуатации ПХГ является оптимизация долгосрочных резервов газа (ДРГ) при условии неснижения максимально возможной суточной производительности газохранилищ. Основными способами оптимизации ДРГ являются: использование компрессорного отбора, бурение высокопродуктивных эксплуатационных скважин, замещение сокращаемой части ДРГ неуглеводородными газами.

Продолжение таких работ актуально в первую очередь для базовых ПХГ, созданных в крупных истощенных газовых месторождениях с повышенным газонасыщенным поровым объемом и аномально низким пластовым давлением, где доля долгосрочных резервов газа может достигать 30–35 %.

Интеллектуализация проектирования и управления технологическими процессами эксплуатации ПХГ

Актуальность исследований по интеллектуализации проектирования и управления технологическими процессами эксплуатации ПХГ определяется рядом специфических особенностей. Эти особенности заключаются в цикличности, скоротечности, вероятностном характере и неустановившихся режимах, гистерезисных явлениях, значительном изменении термобарических условий эксплуатации.

Интеллектуализация проектирования и управления высокодинамичными процессами закачки и отбора газа на ПХГ заключается в широком использовании эффективных расчетных алгоритмов и компьютерных программ. Их применение дает возможность оперативно анализировать поступающую геолого-промысловую информацию и в режиме реального времени подготавливать правильные решения с минимальными рисками человеческого фактора [5].

Интеллектуализация проектирования и управления технологическими процессами за счет получения достоверных геолого-промысловых данных обеспечивает повышение точности и оперативности прогнозных расчетов технологических режимов эксплуатации ПХГ в сезонах закачки и отбора газа.

В технико-экономическом аспекте интеллектуализация проектирования и управления подземными газохранилищами позволит минимизировать затраты газа на собственные технологические нужды, обеспечить герметичность объекта хранения и уменьшить пластовые потери газа, проводить оперативное диагностирование и устранять проблемные участки в технологических схемах движения газа от пласта до магистрального газопровода.

Разработка инновационных технологий создания и эксплуатации ПХГ в неоднородных низкопроницаемых коллекторах истощенных газовых месторождений и сложнопостроенных ловушках водоносных пластов

В настоящее время, когда наиболее благоприятные геологические объекты разведаны и уже используются, возникает необходимость создания ПХГ в низкопроницаемых пластах истощенных газовых месторождений и в ловушках водоносных пластов сложного геологического строения.

При переводе низкопроницаемых пластов в режим ПХГ существенно усиливается неравномерность дренирования и увеличивается доля слабодренируемых неоднородных коллекторов.

В таких случаях становится актуальной задача совершенствования и создания новых эффективных технологий завершающих периодов разработки в режиме месторождения-регулятора и хранения газа в неоднородных низкопроницаемых пластах истощенных газовых месторождений, нацеленных на снижение пассивной доли буферного объема газа на ПХГ [6].

С целью компактизации и стабилизации многолетней циклической эксплуатации искусственных газовых залежей ПХГ в сложнопостроенных ловушках водоносных пластов особое значение получает развитие технологии масштабного гидродинамического воздействия на пластовую систему. Эта технология нацелена на ограничение «растекания» газа по пласту и может включать зонально-концентрированное размещение эксплуатационных скважин, площадное и селективное регулирование темпов и объемов закачки и отбора газа по группам скважин и по разрезу слоистого пласта, применение компрессорного отбора газа. Кроме того, с целью «стягивания» объемов газа с периферийных зон такая технология может заключаться в частичном невосполнении в сезонах закачки отбираемых объемов газа в предшествующих сезонах отбора, а также изменении технологического режима эксплуатации ПХГ с переносом основных объемов закачки газа на вторую половину сезонов, а объемов отбора – на начало и середину сезонов с максимальным сокращением осеннего нейтрального периода.

Разработка и внедрение инновационных технологий регулирования создания и эксплуатации ПХГ в низкопроницаемых пластах истощенных газовых месторождений и сложнопостроенных ловушках водоносных пластов повышает технико-экономические показатели газохранилищ и расширяет географию их размещения.

Заключение

Таким образом, в статье представлена общая геолого-технологическая характеристика состояния и рассмотрены актуальные направления технологического развития системы ПХГ ПАО «Газпром» на территории России и ближнего зарубежья.

Список источников

1. Бузинов С. Н., Киселев А. И., Меланифиди Г. Ф. Оптимальный объем и размещение подземных хранилищ газа по системам магистральных газопроводов // Транспорт и хранение газа: науч.-техн. обзор. М.: ВНИИЭгазпром, 1972. 41 с.

2. Бузинов С. Н., Парфенов В. И. Подземное хранение газа в России: современное состояние, проблемы и перспективы развития // 50 лет ВНИИГАЗу – 40 лет ПХГ. М.: ВНИИГАЗ, 1998. С. 5–16.

3. Аксютин О. Е., Хан С. А. Современные требования к совершенствованию теории проектирования ПХГ в водоносных пластах // Газовая промышленность. 2009. № 3. С. 48–49.

4. Михайловский А. А., Хан С. А., Исаева Н. А. Совершенствование технологий частичной замены буферного метанового газа ПХГ неуглеводородными газами // Газовая промышленность. 2014. № 1. С. 62–65.

5. Бузинов С. Н., Воронов С. А. Управление работой пласта при создании и эксплуатации ПХГ // Газовая промышленность. 2012. Спецвыпуск. С. 84–87.

6. Михайловский А. А., Григорьев А. В., Бондарев В. Л., Чугунов А. В. Опыт и перспективы сотрудничества ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и КННК в области ПХГ // Газовая промышленность. 2015. № 11. С. 59–60.

References

1. Buzinov S. N., Kiselev A. I., Melanifidi G. F. Optimal volume and placement of underground gas storage facilities in the systems of main gas pipelines // Transport and storage of gas: scientific and technical review. Moscow: VNIIEgazprom, 1972. 41 p. (In Russ.).

2. Buzinov S. N., Parfenov V. I. Underground gas storage in Russia: the current state, problems and prospects of development // 50 years of VNIIGAZu – 40 years of UGS. M.: VNIIGAZ, 1998. P. 5–16 (In Russ.).

3. Aksyutin O. E., Khan S. A. Modern requirements for improving the theory of designing UGS in aquifers // Gas industry. 2009. No. 3. P. 48–49 (In Russ.).

4. Mikhailovsky A. A., Khan S. A., Isaeva N. A. Improvement of technologies for partial replacement of buffer methane gas of UGS with non-hydrocarbon gases // Gas industry. 2014. No. 1. P. 62–65 (In Russ.).

5. Buzinov S. N., Voronov S. A. Management of reservoir operation during the creation and operation of UGS // Gas industry. 2012. Special issue. P. 84–87 (In Russ.).

6. Mikhailovsky A. A., Grigoriev A. V., Bondarev V. L., Chugunov A. V. Experience and prospects of cooperation between Gazprom VNIIGAZ LLC and CNPC in the field of UGS // Gas Industry. 2015. No. 11. P. 59–60 (In Russ.).

Информация об авторах: **Александр Артемович Михайловский**, доктор технических наук, главный научный сотрудник Центра технологий хранения газа, **Анна Николаевна Лобанова**, кандидат геол.-минерал. наук, заместитель начальника Центра технологий хранения газа

Information about the authors: **Alexander A. Mikhailovsky,** doctor of technical sciences, chief researcher of the center for gas storage technologies, **Anna N. Lobanova**, candidate of geol.-mineral sciences, deputy head of the center for gas storage technologies

Статья поступила в редакцию 17.02.2023; одобрена после рецензирования 01.03.2023; принята к публикации 03.03.2023.
The article was submitted 17.02.2023; approved after reviewing 01.03.2023; accepted for publication 03.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 14–21

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-14-21
EDN: RREKYZ

РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ОТБОРА ГАЗА НА ПХГ С УЧЕТОМ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ

Александр Артемович Михайловский[1], Марат Гилмзянович Гилязиев[2]
[1, 2]Газпром ВНИИГАЗ, Москва, Россия
[1]A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru,
[2]cricket.86@mail.ru

Аннотация. В статье показана актуальность применения компрессорного отбора газа как одного из наиболее эффективных способов увеличения суточной производительности, повышения пиковости, маневренности и эффективности использования ПХГ в системе газоснабжения.

Описаны особенности методов расчета технологических режимов отбора газа на ПХГ с учетом реальных рабочих газодинамических характеристик современных центробежных компрессоров.

Приведена принципиальная технологическая схема и интегрированная газогидродинамическая модель движения газа на ПХГ при компрессорном отборе от пласта до магистрального газопровода, а также схема подключения газоперекачивающих агрегатов в компрессорном цехе.

Рассмотрены основные задачи расчета технологических режимов компрессорного отбора газа на ПХГ на основе газодинамических характеристик центробежных компрессоров, включающие учет изменения КПД компрессора по режиму работы, учет частоты вращения ротора компрессора, оценку запаса газодинамической устойчивости (запаса по помпажу), учет работы компрессоров при различных схемах подключения (параллельный и последовательный) и оценку момента переключения.

Газодинамические характеристики компрессоров конкретных марок представлены в виде полиномиальных зависимостей основных рабочих параметров: степени повышения давления (степени сжатия), КПД, мощности от частоты вращения ротора и производительности компрессора.

Предложен алгоритм расчета технологических режимов ПХГ в период отбора с учетом газодинамических характеристик компрессоров.

Приведен пример расчета технологического режима компрессорного отбора газа по разработанной методике по фактическим данным эксплуатации одного из ПХГ в сезоне отбора 2020/2021 годов. Сравнение расчетной с фактической производительностью ПХГ в наиболее напряженные моменты его эксплуатации показало удовлетворительную точность предложенного метода – погрешность расчетов не превысила 2 %.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, технологический режим отбора, компрессорный отбор газа, центробежные компрессоры, газодинамические характеристики компрессоров

Для цитирования: Михайловский А. А., Гилязиев М. Г. Расчет технологических режимов отбора газа на ПХГ с учетом газодинамических характеристик центробежных компрессоров // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 14–21. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-14-21. EDN: RREKYZ.

© Михайловский А. А., Гилязиев М. Г., 2023

© Mikhailovsky A. A., Gilyaziev M. G., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):14-21

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-14-21
EDN: RREKYZ

CALCULATION OF TECHNOLOGICAL MODES OF GAS EXTRACTION AT UGS TAKING INTO ACCOUNT THE GAS DYNAMIC CHARACTERISTICS OF CENTRIFUGAL COMPRESSORS

Alexander A. Mikhailovsky[1], Marat G. Gilyaziev[2]
[1, 2]Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russia
[1]A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru,
[2]cricket.86@mail.ru

Abstract. The article shows the relevance of using compressor gas extraction as one of the most effective ways to increase daily productivity, increase peak performance, maneuverability and efficiency of using UGS in the gas supply system.

The features of the methods for calculating the technological modes of gas extraction at UGS are shown, taking into account the real working gas-dynamic characteristics of modern centrifugal compressors.

A schematic flow diagram and an integrated gas-hydrodynamic model of gas movement at UGS during compressor extraction from the reservoir to the main gas pipeline, as well as a connection diagram of gas pumping units in the compressor shop are presented.

The main tasks of calculating the technological modes of compressor gas extraction at UGS based on the gas-dynamic characteristics of centrifugal compressors are considered, including accounting for changes in compressor efficiency by operating mode, accounting for the speed of rotation of the compressor rotor, assessing the gas-dynamic stability reserve (surge reserve), accounting for the operation of compressors with various connection schemes (parallel and serial) and evaluating the switching moment.

The gas-dynamic characteristics of compressors of specific brands are presented in the form of polynomial dependences of the main operating parameters: the degree of pressure increase (compression ratio), efficiency, power from the rotor speed and compressor performance.

An algorithm for calculating the technological modes of UGS during the selection period, taking into account the gas dynamic characteristics of compressors, is proposed.

An example of calculating the technological mode of compressor gas extraction according to the developed methodology based on the actual data of operation of one of the UGS in the selection season of 2020/2021 is given. Comparison of the calculated with the actual performance of the UGS at the most stressful moments of its operation showed satisfactory accuracy of the proposed method – the calculation error did not exceed 2 %.

Keywords: underground gas storage, technological mode of extraction, compressor gas extraction, centrifugal compressors, gas dynamic characteristics of compressors

For citation: Mikhailovsky A. A., Gilyaziev M. G. Calculation of technological modes of gas extraction at UGS taking into account the gas dynamic characteristics of centrifugal compressors. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):14-21. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-14-21. EDN: RREKYZ.

Введение

В связи с наблюдающимися, особенно в последние годы, усилениями экстремальных погодных условий, изменениями структуры и режимов газопотребления, а также суточных газотранспортных потоков в системе газоснабжения важной задачей становится повышение суточной производительности подземного хранилища газа (ПХГ) при отборе газа.

Одним из технологических способов увеличения суточной производительности ПХГ является применение компрессорного отбора газа. Этот способ оказывается особенно эффективным, когда дебиты скважин невелики, строительство скважин сравнительно дорогое или их дополнительное строительство не предполагается. Использование компрессоров при отборе газа позволяет существенно повысить дебиты скважин путем увеличения депрессии на пласт в допустимых пределах и обеспечить их устойчивую эксплуатацию за счет улучшения условий выноса жидкости и механических примесей с забоя путем снижения давления на устье. При компрессорном отборе за счет снижения давления на выходе шлейфов создаются лучшие условия по выносу жидкости и твердых частиц, особенно в протяженных и сложных по конфигурации профиля шлейфах. Кроме того, компрессорный отбор обеспечивает возможность более глубокой осушки газа в установках низкотемпературной сепарации. Применение компрессорного отбора газа в целом позволяет подавать газ из хранилища в газопровод с повышенным расходом при необходимых давлениях или с заданным расходом при высоких давлениях и обеспечивает за счет этого повышение пиковости, маневренности и эффективности использования ПХГ в системе газоснабжения.

Объект и методы расчета

При расчете технологических режимов компрессорного отбора газа на ПХГ возможны два случая. В первом задаются режимная (изменение средней по месяцам или декадам суточной производительности) и индикаторная (изменение потенциально возможной пиковой суточной производительности) кривые сезона отбора газа на хранилище. При этом рассматриваются два варианта: использование компрессоров для обеспечения режимной кривой на протяжении всего сезона или обеспечения пиковых отборов, соответствующих индикаторной кривой. На основании газогидродинамических и технико-экономических расчетов определяется оптимальное сочетание потребной мощности компрессорной станции (КС), количества эксплуатационных скважин проектной конструкции и объема буферного газа. Такие расчеты КС проводятся при технологическом проектировании ПХГ с учетом планируемого типа и схемы подключения газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Во втором случае технологических расчетов считаются известными мощность КС с установленными ГПА, количество эксплуатационных скважин и объем буферного газа. Требуется найти изменение суточной производительности ПХГ и схемы подключения ГПА в течение сезонов отбора. Этот случай характерен для практики оперативного регулирования эксплуатации ПХГ, когда при изменяющихся условиях подачи газа из хранилища встают задачи оптимизации работы установленных компрессорных мощностей с корректировкой режимной или индикаторной кривой отбора газа.

В обоих случаях расчеты технологических режимов компрессорного отбора газа проводятся обычно в два этапа.

Первый этап, при предварительно заданных графиках режимной и индикаторной кривых отбора газа на ПХГ, заключается в укрупненной оценке потребной мощности КС и рабочих условий компрессоров. При этом рассматриваются лишь общие параметры предполагаемых к использованию компрессоров. На этом этапе определяется максимальное для всего периода отбора газа значение потребной мощности КС. Для этого находится наиболее напряженный момент ее эксплуатации в течение периода отбора. Обычно такой момент возникает во второй половине периода, когда требуемые расходы газа на ПХГ еще большие, а пластовое давление в районе расположения эксплуатационных скважин, производительность и количество работающих скважин из-за усиления водо- и пескопроявлений заметно снижаются.

Второй этап основывается на результатах первого этапа и состоит в уточненном расчете режима эксплуатации КС в период отбора газа.

В известных методах уточненного расчета технологических режимов компрессорного отбора газа на ПХГ рассматривалось использование поршневых газомотокомпрессоров [1]. Учет реальных рабочих газодинамических характеристик (ГДХ) современных центробежных компрессоров (ЦБК) и поиск оптимальных схем подключения выбранных для применения газоперекачивающих агрегатов (ГПА) конкретной марки особенно важен в связи с массовым использованием на ПХГ с высокодинамичными технологическими режимами и жесткими техническими ограничениями их эксплуатации.

Расчеты второго этапа выполняются методом последовательных итераций. По результатам второго этапа могут уточняться графики режимной и индикаторной кривых отбора газа на ПХГ.

Технологические режимы компрессорного отбора газа рассчитываются с использованием интегрированной газогидродинамической (ИГГД) модели ПХГ, в которой рассматривается следующая принципиальная технологическая схема движения газа от пласта до магистрального газопровода (**рисунок 1**, см. с. 17).

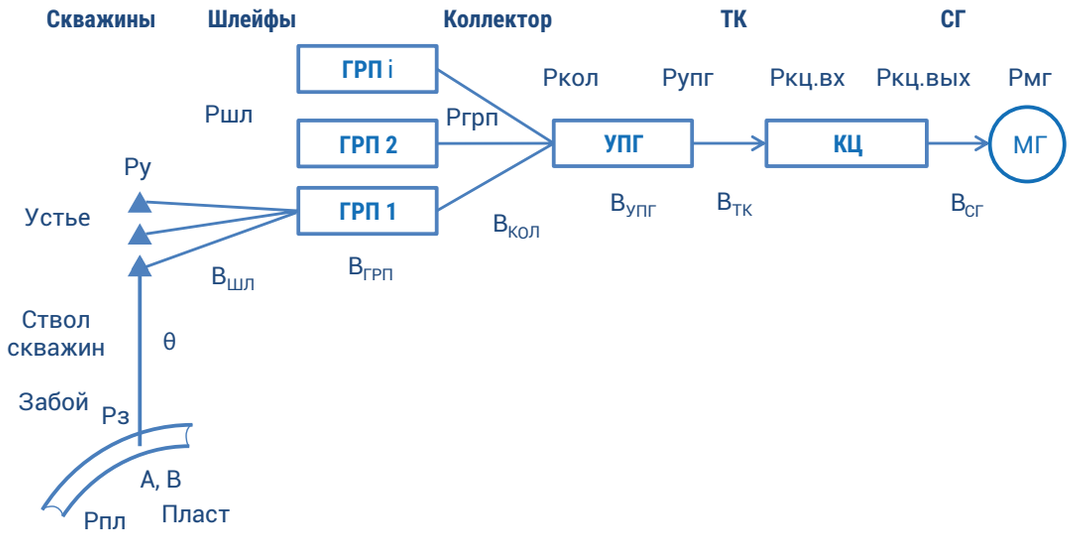


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема движения газа на ПХГ при компрессорном отборе

Условные обозначения:

ГРП – газораспределительный пункт; УПГ – установка подготовки газа; КЦ – компрессорный цех;
ТК – технологический коллектор от УПГ до КЦ; МГ – магистральный газопровод;
СГ – соединительный газопровод от КЦ до МГ;
$P_{плi}$, $P_{зi}$, $P_{уi}$, $P_{шлi}$ – давление пластовое, на забое, на устье, на выходе из шлейфа i-й скважины (i = 1, 2,..., N_j, N_j – количество скважин на j-м ГРП) соответственно;
$P_{ГРП\,j}$ – давление на выходе из j-го ГРП (j = 1, 2,..., $N_{кол}$ – количество ГРП и коллекторов);
$P_{кол}$, $P_{УПГ}$ – давление на входе, на выходе из УПГ;
$P_{КЦ.вх}$, $P_{КЦ.вых}$) – давление на входе, на выходе из КЦ;
$P_{МГ}$ – давление в МГ в точке подключения соединительного газопровода

Движение газа от пласта до газопровода в ИГГД модели ПХГ описывается системой нелинейных алгебраических уравнений с использованием метода последовательной смены стационарных состояний для каждого элемента технологической цепочки [1, 2]:

$$P^2_{пл\,i} - P^2_{з\,i} = A_i q_i + B_i q_i^2; \quad (1)$$

$$P^2_{з\,i} - P^2_{уi} e^{2s} = \theta_i q_i^2; \quad (2)$$

$$P^2_{уi} - P^2_{шлi} = B_{шлi} q_i^2; \quad (3)$$

$$P^2_{шлi} - P^2_{ГРПj} = B_{ГРПi} q_i^2; \quad (4)$$

$$P^2_{ГРПj} - P^2_{кол} = B_{колj} q^2_{колj}; \quad (5)$$

$$q_{колj} = \sum_{i=1}^{Nj} q_i; \quad (6)$$

$$P^2_{кол} - P^2_{УПГ} = B_{УПГ} q^2_{ПХГ}; \quad (7)$$

$$q_{ПХГ} = \sum_{j=1}^{Nкол} q_{колj}; \quad (8)$$

$$P^2_{УПГ} - P^2_{КЦ\,вх} = B_{ТК}\left(q_{ПХГ} - q_{подгрев}\right)^2; \quad (9)$$

$$P^2_{КЦ\,вых} - P^2_{МГ} = B_{СГ}(q_{ПХГ} - q_{подгрев} - q_{ТГ})^2, \quad (10)$$

где A_i и B_i – коэффициенты фильтрационного сопротивления в i-й скважине; e^s – поправка на вес столба газа в скважине; θ_i, $B_{шл\,i}$, $B_{ГРП\,i}$ – коэффициенты гидравлического сопротивления в стволе, шлейфе, регулирующем устройстве на ГРП i -й скважины соответственно; $B_{кол\,j}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в j-м коллекторе; $B_{УПГ}$ – коэффициент гидравлических потерь давления в УПГ; $B_{ТК}$, $B_{СГ}$ – коэффициент гидравлического сопротивления в технологическом коллекторе, соединительном газопроводе; q_i – дебит i-й скважины; $q_{кол\,j}$, $q_{ПХГ}$ – производительность j-го коллектора, ПХГ; $q_{подгрев}$ – расход газа для нужд подогревателей; $q_{ТГ}$ – расход топливного газа.

Оценка потребной мощности и рабочих условий компрессоров на первом этапе расчетов проводится по формуле:

$$N_{ЦБК} = G_{ЦБК} \cdot \frac{k \cdot R \cdot Z_{cp}}{k-1} \cdot \left(\varepsilon_{ЦБК}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right); \quad (11)$$

$$\varepsilon_{ЦБК} = \frac{P_{КЦвых}}{P_{КЦвх}}. \quad (12)$$

Здесь k – показатель адиабаты; $\varepsilon_{ЦБК}$– степень повышения давления (сжатия) газа в ЦБК; $G_{ЦБК}$ – массовая производительность ЦБК, кг/с; Z_{cp} – среднее значение коэффициента сжимаемости газа в ЦБК.

В расчете технологических режимов компрессорного отбора газа на ПХГ на основе ГДХ центробежных компрессоров решаются следующие задачи: учет изменения КПД компрессора по режиму работы, учет частоты вращения ротора компрессора, оценка запаса газодинамической устойчивости (запаса по помпажу), учет работы компрессоров при различных схемах подключения (параллельный и последовательный) и оценка момента переключения.

Рассматривается следующая принципиальная схема движения газа в компрессорном цехе (**рисунок 2**).

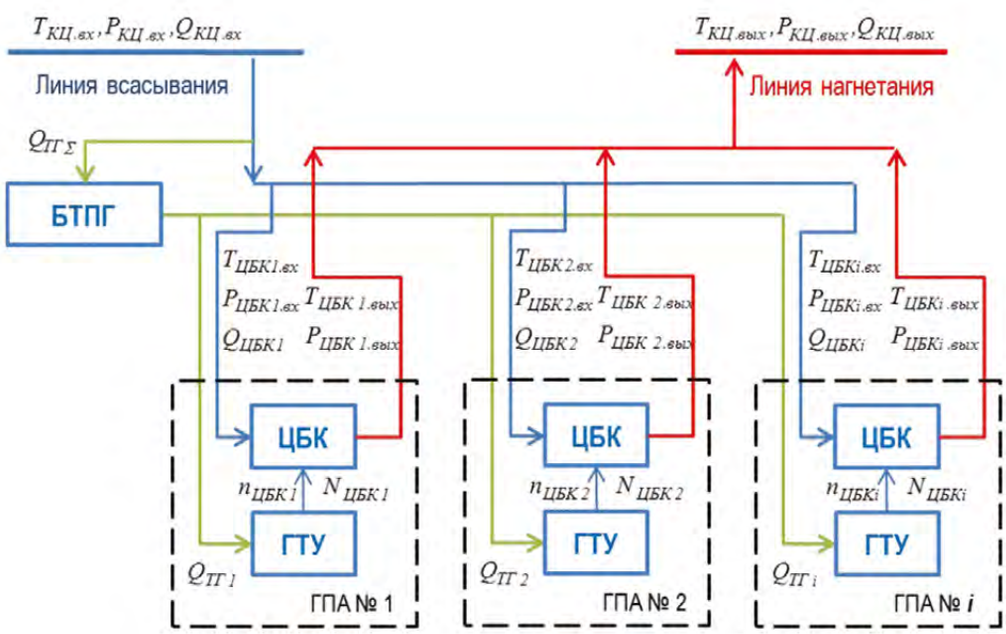


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема движения газа в компрессорном цехе.
Условные обозначения:
БТПГ – блок подготовки топливного газа; ЦБК – центробежный компрессор;
ГТУ – газотурбинная установка (привод ЦБК); ГПА – газоперекачивающий агрегат;
$T_{КЦ.вх}$, $T_{ЦБКi.вх}$, $T_{КЦ.вых}$, $T_{ЦБКi.вых}$ – температура газа на входе/выходе КЦ и *i*-го ЦБК соответственно;
$P_{КЦ.вх}$, $P_{ЦБКi.вх}$, $P_{КЦ.вых}$, $P_{ЦБКi.вых}$ – давление газа на входе/выходе КЦ и *i*-го ЦБК соответственно;
$Q_{КЦ.вх}$, $Q_{КЦ.вых}$, $Q_{ЦБКi}$ – объемный расход газа через *i*-й ЦБК и расход газа на входе/выходе КЦ соответственно;
$Q_{ТГi}$, $Q_{ТГ\Sigma}$ – объемный расход топливного газа *i*-го ГТУ и КЦ соответственно;
$n_{ЦБКi}$ – частота вращения ротора *i*-го ЦБК;
$N_{ЦБКi}$ – потребляемая мощность *i*-го ЦБК

В расчетах принимается, что все ЦБК работают на установившихся режимах. Также считается, что рабочие условия на входе в ЦБК для всех ГПА и режим работы у всех ГПА одинаковый.

Газодинамические характеристики компрессоров конкретных марок [3, 4] представляются в виде полиномиальных зависимостей основных рабочих параметров: степени повышения давления (степени сжатия), КПД, мощности от частоты вращения ротора и производительности компрессора:

$$\eta_{ЦБК} = f\left(n_{ЦБК}, Q_{ЦБК}\right) = \sum_{i=0} A_{\eta_i} \cdot n_{ЦБК}^{B\eta_{i,1}} \cdot Q_{ЦБК}^{B\eta_{i,2}}; \quad (13)$$

$$\varepsilon_{ЦБК} = f\left(n_{ЦБК}, Q_{ЦБК}\right) = \sum_{i=0} A_{\varepsilon i} \cdot n_{ЦБК}^{B\varepsilon_{i,1}} \cdot Q_{ЦБК}^{B\varepsilon_{i,2}}; \quad (14)$$

$$N_{ЦБК} = f\left(n_{ЦБК}, Q_{ЦБК}\right) = \sum_{i=0} A_{N i} \cdot n_{ЦБК}^{BN_{i,1}} \cdot Q_{ЦБК}^{BN_{i,2}}, \quad (15)$$

где $\eta_{ЦБК}$ – КПД ЦБК; $A_\eta, A_\varepsilon, A_N$ – матрицы коэффициентов аппроксимации характеристик КПД, степени сжатия, мощности ЦБК соответственно; $B_\eta, B_\varepsilon, B_N$ – матрицы показателей степени аппроксимирующих полиномов характеристик КПД, степени сжатия, мощности ЦБК соответственно.

Алгоритм расчета технологических режимов ПХГ в период отбора с учетом газодинамических характеристик компрессоров представлен на **рисунке 3**. Алгоритм реализован на основе решения систем уравнений (1–10) и (13–15).

Рисунок 3 – Алгоритм расчета параметров технологического режима эксплуатации ПХГ

Предложенный итерационный алгоритм расчета технологического режима компрессорного отбора на ПХГ представляет собой следующую последовательность действий:

1. В математическую модель ПХГ закладываются исходные данные:
   - параметры технического состояния элементов технологической цепочки ПХГ (коэффициенты фильтрационного и гидравлического сопротивления в уравнениях (1–10), газодинамические характеристики ЦБК);
   - параметры, определяющие режим (пластовое давление, суточная производительность ПХГ, давление газа в МГ);
   - регулируемые параметры (количество ГПА, схема подключения ЦБК).
2. Производится расчет параметров технологического режима.
3. Осуществляется проверка корректности режима путем сравнения полученных результатов с допустимыми значениями.
4. В случае некорректности режима осуществляется корректировка исходных данных и расчет повторяется. В первую очередь корректируются значения регулируемых параметров, если это не дает результат, то корректируются оперативные данные.

Результаты расчета

Пример расчета технологического режима компрессорного отбора газа по разработанной методике проведен по фактическим данным эксплуатации одного из ПХГ в сезоне отбора 2020/2021 годов.

На **рисунках 4** и **5** на с. 20 представлены результаты обработки фактических данных для определения минимальных значений коэффициентов гидравлического сопротивления (КГС) в уравнениях (1–10) технологической цепочки рассмотренного ПХГ от пласта до магистрального газопровода, соответствующих максимальной суточной производительности хранилища.

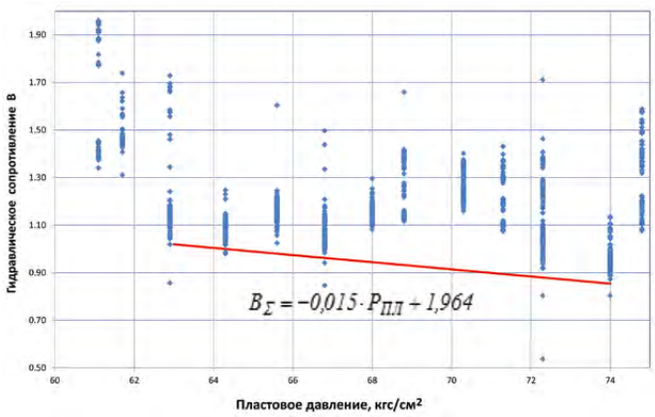


Рисунок 4 – Распределение минимального КГС участка «пласт – коллектор»

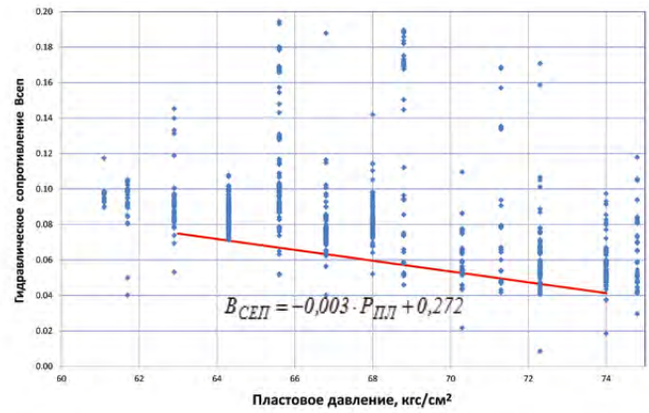


Рисунок 5 – Распределение минимального КГС участка «коллектор – УПГ»

В расчетах использовались также полученные по данным эксплуатации значения КГС для участков ПХГ: участок «сепаратор – КЦ (вход)» – 0,0155 (кг/см²)²/(млн м³/сут)²; участок «КЦ (выход) – МГ» – 0,2 (кг/см²)²/(млн м³/сут)².

Оценка точности предложенного метода расчета технологических режимов компрессорного отбора на ПХГ проводится по следующему алгоритму:

1. В математическую модель ПХГ закладываются замеряемые значения пластового давления, давление в магистральном газопроводе, а также степень сжатия газа в ЦБК.

2. Путем решения системы уравнений (1–10) рассчитываются параметры технологического режима эксплуатации ПХГ.

3. Производится оценка отклонения полученных результатов от измеренных значений. При этом оценка отклонений должна производиться для периода максимальной производительности ПХГ, когда регулирующие устройства на ПХГ раскрыты полностью и КГС участков ПХГ достигают своих минимальных значений.

Результаты сравнения производительности ПХГ в наиболее напряженные моменты его эксплуатации по предложенному методу расчета технологических режимов компрессорного отбора газа с фактическими значениями представлены на **рисунке 6**.

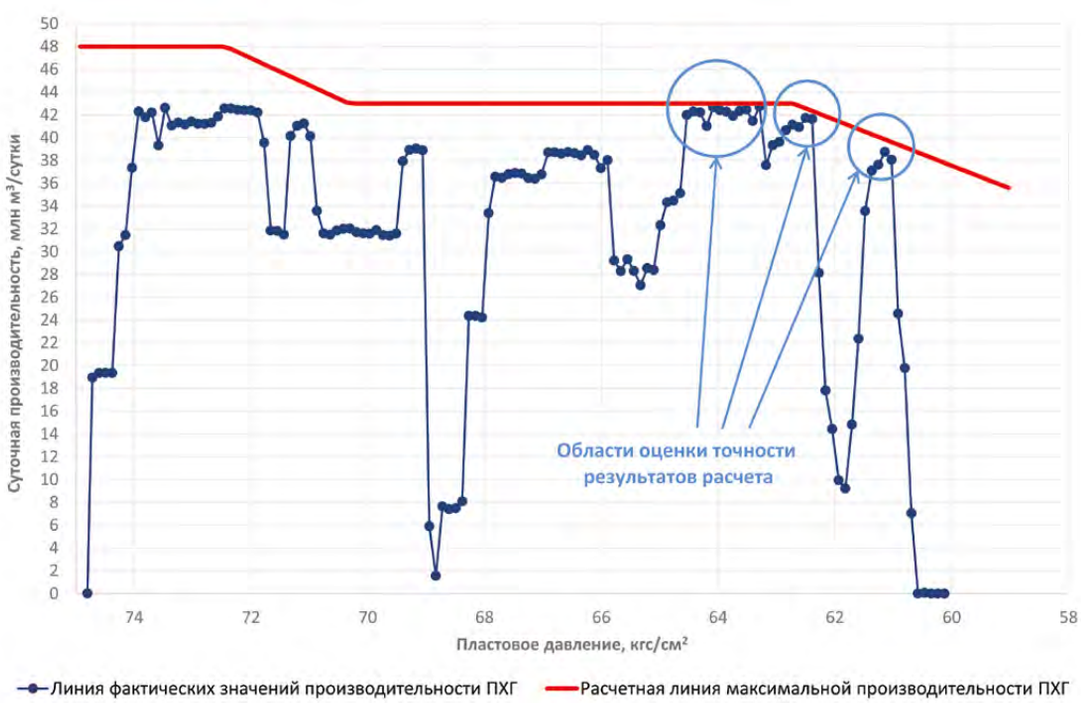


Рисунок 6 – Сравнение расчетной с фактической производительностью ПХГ в наиболее напряженные моменты его эксплуатации

Погрешность расчетов не превысила 2 %, что позволяет судить об удовлетворительной точности предложенного метода.

Заключение

Проведенные исследования показали, что предложенный метод расчета технологических режимов отбора газа на ПХГ с учетом газодинамических характеристик центробежных компрессоров позволяет:

- повысить точность прогнозных расчетов режима компрессорного отбора (закачки) с учетом индивидуальных ГДХ компрессоров конкретной марки (модели);
- осуществлять оценку корректности полученного режима технологической эксплуатации ПХГ по параметрам компрессоров;
- оценивать рабочие условия для переключения ЦБК с параллельной схемы подключения на последовательную (и наоборот);
- учитывать актуальное техническое состояние ЦБК путем внесения соответствующих характеристик в математическую модель.

Список источников

1. Левыкин Е. В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. М., Недра, 1973. 208 с.

2. Михайловский А. А. Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и ПХГ // Вести газовой науки. 2018. №1(33). С. 193–202.

3. Методика проведения удаленной параметрической диагностики мониторинга текущих показателей текущего технического состояния газоперекачивающих агрегатов без изменения режима их эксплуатации. ПАО «Газпром». Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ). Р Газпром 2-3.5-1107-2017.

4. Гилязиев М. Г. Разработка метода идентификации математических моделей газотурбинных двигателей: дисс. … канд. технических наук. Казань: ФГБОУ ВПО «КНИТУ им. А. Н. Туполева-КАИ», 2013.

References

1. Levykin E. V. Technological design of gas storage in aquifers. M., Nedra, 1973. 208 p. (In Russ.).

2. Mikhailovsky A. A. Application of simplified gas-hydrodynamic proxy models for operational technological calculations of gas fields and UGS // Vesti gazovoi nauki. 2018. No. 1(33). P. 193–202 (In Russ.).

3. The methodology of remote parametric diagnostics of monitoring the current indicators of the current technical condition of gas pumping units without changing their operating mode. PJSC Gazprom. All-Russian Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies (VNIIGAZ). R Gazprom 2-3.5-1107-2017. (In Russ.).

4. Gilyaziev M. G. Development of a method for identifying mathematical models of gas turbine engines: diss. … of cand. of Technical Sciences. Kazan: FGBOU VPO “KNITU named after A. N. Tupolev-KAI”, 2013. (In Russ.).

Информация об авторах: **Александр Артемович Михайловский**, доктор технических наук, главный научный сотрудник Центра технологий хранения газа, **Марат Гилмзянович Гилязиев**, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник Центра технологий хранения газа

Information about the authors: **Alexander A. Mikhailovsky**, doctor of technical sciences, chief researcher of the Center for gas storage technologies, **Marat G. Gilyaziev**, candidate of technical sciences, leading researcher at the Center for gas storage technologies

Статья поступила в редакцию 17.01.2023; одобрена после рецензирования 28.02.2023; принята к публикации 01.03.2023.
The article was submitted 17.01.2023; approved after reviewing 28.02.2023; accepted for publication 01.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 22–29

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-22-29
EDN: HQVNLR

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА РОССИИ ПО ХРАНЕНИЮ ВОДОРОДА В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ

Вадим Георгиевич Фетисов[1],
Георгий Викторович Буслаев[2],
Алексей Викторович Шалыгин[3]
[1, 2, 3]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия
[1]Fetisov_V@pers.spmi.ru, https://orcid.org/0000-0001-8931-1646
[2]i@george-buslaev.ru, https://orcid.org/0000-0002-4987-8645
[3]shalygin_aleksei@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-8823-0921

Аннотация. Исследование касается проблемы хранения водорода в отложениях каменной соли. Цель данной статьи – представить методологию оценки потенциала России по подземному хранению водорода. Представленный метод учитывает размер каверн, их глубину, влияние конвергенции и геологическое строение выбранных соляных куполов. Статистический анализ данных залежей каменной соли позволяет определить вероятность построения соляной структуры определенного объема и глубины в выбранных соляных куполах.

Ключевые слова: водород, подземное хранение, выработанное месторождение, соляная пещера, геологическое строение, относительная проницаемость

Для цитирования: Фетисов В. Г., Буслаев Г. В., Шалыгин А. В. Оценка потенциала России по хранению водорода в месторождениях каменной соли // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 22–29. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-22-29. EDN: HQVNLR.

© Фетисов В. Г., Буслаев Г. В., Шалыгин А. В., 2023

© Fetisov V. G., Buslaev G. V., Shalygin A. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):22-29

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-22-29
EDN: HQVNLR

ASSESSMENT OF RUSSIA'S POTENTIAL FOR HYDROGEN STORAGE IN ROCK SALT DEPOSITS

Vadim G. Fetisov[1],
Georgiy V. Buslaev[2],
Aleksey V. Shalygin[3]
[1, 2, 3]Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia
[1]Fetisov_V@pers.spmi.ru, https://orcid.org/0000-0001-8931-1646
[2]i@george-buslaev.ru, https://orcid.org/0000-0002-4146-0076
[3]shalygin_aleksei@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-8823-0921

Abstract. The study concerns the problem of hydrogen storage in rock salt deposits. The purpose of this article is to present a methodology for estimating Russia's potential for underground hydrogen storage. The presented method takes into account the size of caverns, their depth, the influence of convergence, and the geological structure of the selected salt domes. Statistical analysis of rock salt deposits data allows us to determine the probability of building a salt structure of a certain volume and depth in the selected salt domes.

Keywords: hydrogen, underground storage, depleted deposit, salt cave, geological structure, relative permeability

For citation: Fetisov V. G., Buslaev G. V., Shalygin A. V. Assessment of Russia's potential for hydrogen storage in rock salt deposits. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):22-29. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-22-29. EDN: HQVNLR.

Введение

Подземное хранение большого количества чистого водорода, произведенного электролизом с использованием электроэнергии АЭС, может оказаться экономически выгодным решением для долгосрочного хранения. Выработанные месторождения нефти и газа, а тем более месторождения соляных куполов считаются оптимальным вариантом для хранения большого количества водорода, произведенного в промышленном масштабе [1, 2]. При этом нужно учитывать влияние гидрохимических условий на диффузионные потери водорода, его взаимодействие с породообразующими минералами [3, 4].

Правительство Российской Федерации для реализации «дорожной карты» подготовило и утвердило стратегию развития водородной энергетики до 2024 года. Основная цель этой стратегии – развитие на основе современных технологий экспортно ориентированной области водородной энергетики России [5, 6].

Водород предлагает искомое решение для декарбонизации промышленных процессов и тех секторов экономики, где трудно добиться сокращения выбросов углекислого газа [7].

Пористые геологические структуры и каверны, построенные в формациях каменной соли [8], рассматриваются как перспективные подземные хранилища водорода. Месторождения каменной соли обычно встречаются во всем мире в виде пластовых образований или структур, поднятых галотектоническими процессами (**рисунок 1**).

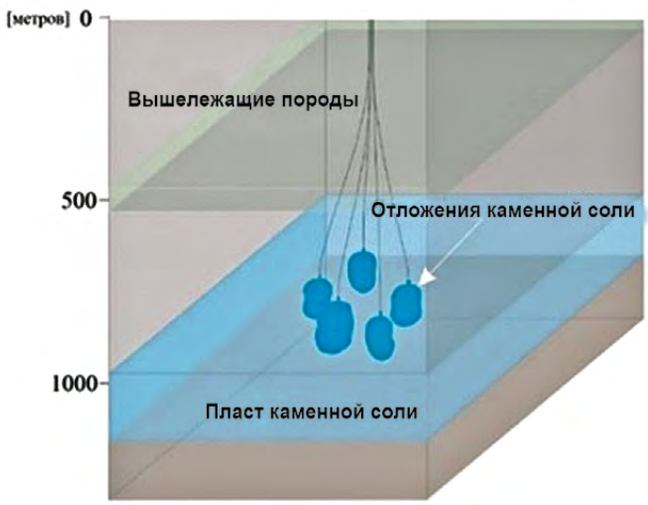


Рисунок 1 – Соляные каверны в соляных куполах и залегающих соляных образованиях

Эти типы месторождений используются как хранилища углеводородного сырья.

При этом нужно учитывать, что при выборе выработанных месторождений полезных ископаемых под хранение водорода рекомендуется отдавать предпочтение резервуарам с терригенными коллекторами, выдержанными флюидоупорами и без признаков современной тектонической дестабилизации [9, 10] для стабильности удержания в резервуаре водорода.

Методология оценки потенциала подземного хранения водорода в соляных куполах

Накопительные каверны в месторождениях каменной соли обычно сооружают в диапазоне глубин 500–1800 м. Учитывая сложное геологическое строение соляных куполов, для дальнейшего рассмотрения были взяты только те соляные купола, в которых кровля каменной соли залегает не глубже 1500 м. Это увеличивает шансы обнаружить подходящий слой чистой каменной соли в дополнительном диапазоне глубин (1500–1800 м). Принятый критерий позволяет выбрать для дальнейшего анализа десять соляных залежей.

В **таблице 1** представлены выбранные соленосные залежи с перспективой разработки подземного хранения водорода.

Таблица 1 – Выбранные соляные залежи для оценки объемного хранения водорода

№	Соленосные залежи	Объем соляных резервуаров, тыс. м^3	Глубина соляного зеркала, м	Количество резервуаров, шт.
1	Волгоградская	115–350	1150	16
2	Калининградская	400	860	14
3	Тульская	350	950	8
4	Березниковская	300	420	29
5	Смоленская	350	840	11
6	Серпуховская	350	1000	6
7	Сереговская	500	300	14
8	Шедокская	400	990	6
9	Ангарская	300	950	8
10	Братская	200	100	9

Методика определения накопительного потенциала выбранных в соленосных бассейнах соленых куполов включает следующие этапы:

- оценка максимальной высоты соляной каверны в зависимости от ее глубины;
- оценка оптимальной глубины каверны для хранения;
- оценка влияния конвергенции на вместимость каверн для хранения водорода;
- статистический анализ, направленный на определение распределения и функции плотности вероятности глубины и объема накопительных каверн.

Определение коэффициентов оценки устойчивости конструктивных элементов камер подземного растворения с учетом горно-геологических условий их заложения [11] позволяет обеспечивать безаварийность работы рассолопромысла на стадиях строительства, эксплуатации и вторичного использования горных выработок [12]. При этом водород ведет себя нестабильно из-за своих физико-химических свойств и взаимодействия с атмосферой при его хранении.

В России практического применения хранения водорода в выработанных месторождения нет по причине отсутствия производственной базы и рынков сбыта. На сегодняшний день из мирового опыта хранения водорода в выработанных месторождениях можно рассматривать проекты в Великобритании и США. Активное использование подземных природных резервуаров под хранение водорода связано с реализацией Евросоюзом «водородной карты», в которой предусмотрено крупномасштабное производство и хранение возобновляемой энергии в подземных соляных пещерах и истощенных месторождениях нефти и газа. Так, Германия, Швеция, Нидерланды и Испания реализуют проекты по подземному хранению водорода. Исследовательский проект HyUnder [13] указывает на потенциал крупномасштабного подземного хранения водорода в соляных кавернах, пластовых соляных формациях и соляных куполах в Европе. Общий технический потенциал хранения оценивается в 84,8 МВт•ч.

Реализация подземного хранения в соляных кавернах связана с наличием толстых слоев каменной соли на глубине 1000–1500 метров и доступом к пресной воде для процесса выщелачивания и удаления рассола. Основной проблемой, которая препятствует реализации полномасштабного подземного хранения водорода, является полное отсутствие водородной транспортной инфраструктуры.

В работе [14] проанализированы истощенные месторождения нефти и газа, а также соляные каверны в энергетической системе Китая на основе потенциальных сценариев подземного хранения водорода в различных провинциях.

Масштабы и формы соляных каверн могут отличаться в зависимости от потребностей самой каверны, свойств присутствующей каменной соли, геологических условий. При этом нужно учитывать, что максимальное давление газа определяет форму и размеры нижней части каверны, а минимальное – форму и размеры ее верхней части. Конструкция каверны зависит от механических параметров каменной соли и других эвапоритовых пород, условий устойчивости шапки каверны, а также требований к безопасности хранимого сырья.

Давление при хранении водорода является важным параметром, определяющим эффективность и безопасность подземного хранения водорода в соляных кавернах. При этом нужно учитывать фактор превышения допустимого градиента давления при хранении, которое может привести к нарушению целостности каверны.

Результаты исследования свидетельствуют о том, что конструкция соляных каверн для хранения водорода не может предполагать одинаковый максимальный градиент давления 18,08 • 10^{-3} МПа/м^3 на всех кавернозных газохранилищах. При строительстве и дальнейшей эксплуатации соляные каверны подвержены большим режимам нагрузки, таким как механические и термодинамические реакции на всех этапах эксплуатации. Возникают большие амплитуды температуры газового пространства, которые могут привести к возникновению растягивающих напряжений по всей границе эксплуатируемой каверны.

Реологические свойства каменной соли имеют большое значение для емкости соляных каверн, вызывают потери водорода в соляных кавернах из-за диффузии. В работе [15] описаны результаты лабораторных испытаний геохимической реактивности растворенного водорода с глинистыми минералами каменной соли. Эти значения показывают, что коэффициент диффузии водорода может вызвать ряд проблем и ограничений, влияющих на хранение в соляных кавернах.

Еще одной проблемой эксплуатации соляной каверны может быть риск образования и последующие выбросы сероводорода.

Теоретические основы оценки аккумулирующего потенциала соляных куполов

Две составляющие имеют решающее значение с точки зрения размера соляных куполов: геологическая структура соляного купола и геомеханическая стабильность и целостность каверн. Верхний предел высоты каверны по условию безопасности, которое необходимо выполнить для обеспечения целостности массива горных пород, определяется по формуле:

$$p_{цем} \leq h_{цем} \cdot g_h, \qquad (1)$$

где $p_{цем}$ – давление на глубине последнего зацементированного башмака обсадной колонны; $h_{цем}$ – глубина залегания последнего зацементированного башмака обсадной колонны; g_h – допустимый градиент максимального давления хранения водорода.

Критическое значение p определяется в конце первой закачки каверны водородом. Давление на глубине последнего зацементированного башмака обсадной колонны соответствует давлению рассола в обсадной колонне минус давление столба водорода в каверне плюс гидравлическое сопротивление потока рассола.

$$p_{цем} = \rho_b g\,(p_{цем} + H) - \rho_{Hg} H + \Delta p_{водор} + p_{цем} b H \Delta p_{водор}, \qquad (2)$$

где ρ – плотность рассола; g – стандартная плотность; $p_{водор}$ – давление при закачке водорода; H – высота каверны, включая горловину и исключая отстойник и остаточный рассол.

Учитывая малую плотность водорода и малое гидравлическое сопротивление, высоту каверны можно смело аппроксимировать формулой:

$$H \le p_{цем}\left(\frac{gf}{g\rho_b} - 1\right) - \frac{p_{цем}}{g\rho_b}. \qquad (3)$$

Различия между высотами соляных куполов, аппроксимируемыми по представленным формулам, и детальными оценками занижены примерно на 3,5 % на глубине 500 м. Аппроксимация 11,5 % на глубине 1200 м и 19,0 % на глубине 1800 м.

На **рисунке 2** показана максимальная высота соляной каверны под хранение водорода в зависимости от глубины залегания последнего зацементированного башмака обсадной колонны.

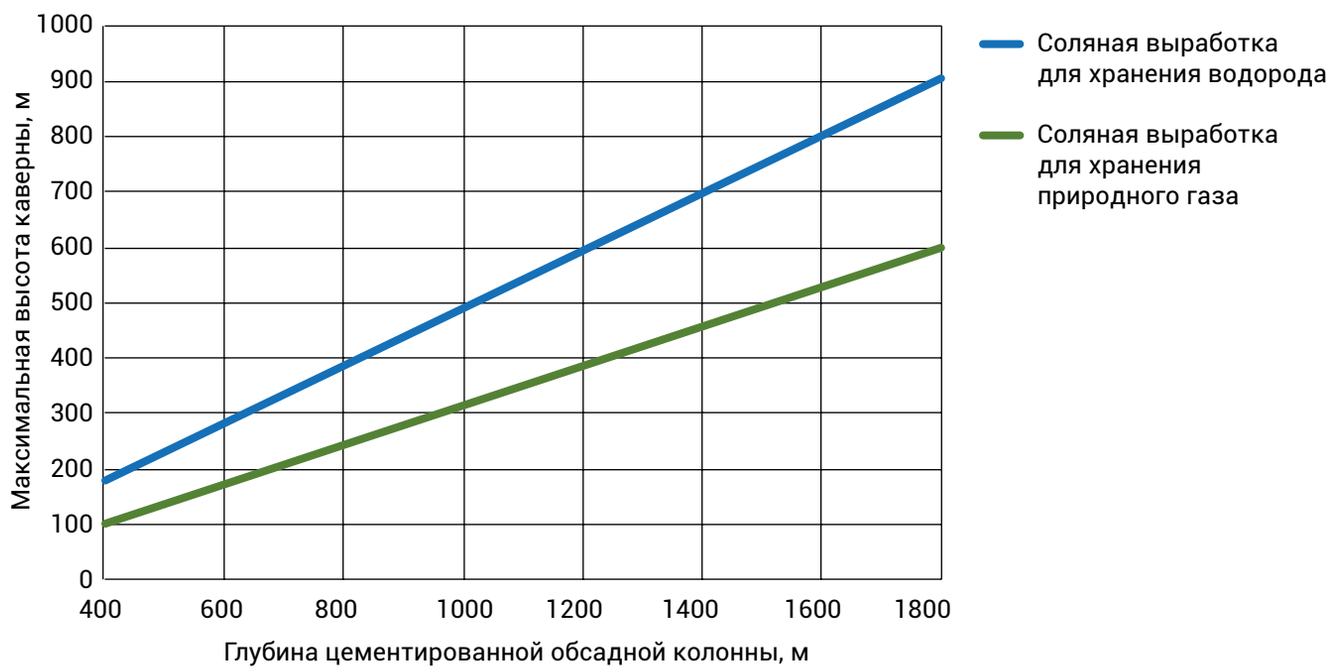


Рисунок 2 – Максимальная высота каверн хранения водорода в зависимости от глубины и метода расчета

Максимальная высота соляной каверны для хранения водорода примерно на 30–40 % ниже, чем у каверн для хранения природного газа.

Объем водорода, который может храниться в одном кубометре соляной каверны, определяется по формуле:

$$\frac{\Delta m_{N_{м^3}}}{1 м^3} = \frac{P_{max} - P_{min}}{R\,T_{\rho_H}}, \qquad (4)$$

где $\Delta m_{N_{м^3}}$ – увеличение объема хранимого водорода при изменении давления на Δp; P_{max} – максимальное давление хранения; P_{min} – минимальное давление хранения.

Таким образом, можно предположить, что разница между минимальным и максимальным давлением наибольшая на глубине.

Максимальное давление определяется на уровне последней глубины башмака обсадной колонны. Величина, при которой стабилизируется максимальное давление в скважине, снижается в соответствии с принятым запасом прочности. В зависимости от режима работы и формы каверны на максимальное давление может также влиять потенциальное внедрение водорода в окружающие породы. При этом минимальное давление при хранении зависит от глубины каверны, скорости ползучести каменной соли, включающей предполагаемые скорости деформации при соответствующих режимах нагрузки для каменных солей [16, 17], прочности и размера каверны. Для оценки вместимости соляных каверн можно использовать линейную зависимость:

$$p_{min} = g_{min}\,(h_{cc} - h_{max}), \qquad (5)$$

где g_{min} – градиент давления при хранении водорода (минимальный); h_{cc} – глубина каверны; h_{max} – глубина центра солевой каверны (максимальная).

При закачке в пласт требуется использование дополнительных компрессоров с регулированием режимов давления, особого класса труб из водородостойкой стали, а также необходимо усилить саму скважину в условиях рабочего давления, не превышающего 25 МПа.

На основании вышеизложенных предположений были проведены расчеты емкости хранения, выраженной как количество водорода Δm в [Нм³], хранящегося в 1 м³ объема каверны. На **рисунке 3** показан расчет моделирования закачки водорода без ограничения давления и с ограничением до 25 МПа.

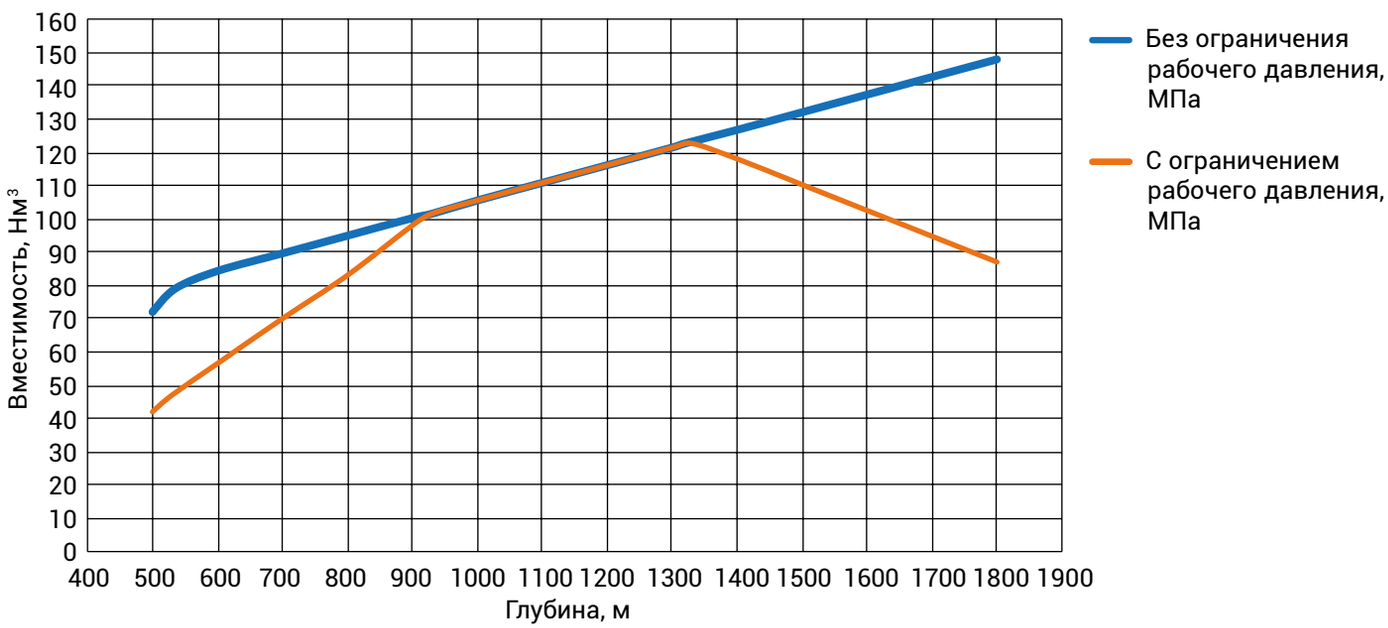


Рисунок 3 – Зависимость глубины каверны после закачки

Заключение

При расчете потенциала соляной каверны под хранение водорода нужно учитывать размер каверны (так как ее высота является существенным фактором устойчивости к разрушению соляного пласта при опорожнении каверны) и влияние конвергенции на объем каверны (скорость конвергенции зависит от влияния температуры, реологических свойств каменной соли, наличия соседних каверн, режимов эксплуатации).

Приведенные значения потенциала хранения водорода в соляных кавернах соответствуют техническому потенциалу хранения только с учетом геологических и горнорудных условий региона.

Это различие обусловлено значениями плотности для водорода и природного газа. Оценки показывают, что при консервативных предположениях на глубине 1000 м можно построить каверны с максимальной высотой 300 м, обеспечивающие большую вместимость водорода.

Список источников

1. Andersson J., Grönkvist S. Large-scale storage of hydrogen // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 44, issue 23. 2019. P. 11901–11919.

2. Muhammed N. S., Haq B., Shehri D. A., Al-Ahmed A., Rahman M. M., Zaman E. A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook // Energy Reports. Vol. 8. 2022. P. 461–499.

3. Абукова Л. А., Абрамова О. П. Прогноз гидрогеохимических эффектов в глинистых флюидоупорах при подземном хранении водорода с метаном // Георесурсы. 2021. № 23(1). С. 118–126.

4. Абукова Л. А., Абрамова О. П., Филиппова Д. С., Сафарова Е. А. Возможные гидрогеохимические эффекты в терригенных резервуарах подземного хранения водорода с метаном, подземная гидросфера // Материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием. Иркутск, 2021. С. 449–453.

5. Новак А. Водород: энергия «чистого» будущего // Энергетическая политика. 2021. № 4(158). С. 6–11.

6. Министерство энергетики РФ. План мероприятий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года. URL: https://minenergo.gov.ru/view-pdf/19194/126275.

7. Арутюнов В. С., Стрекова Л. Н. Потенциал водородной энергетики и возможные следствия ее реализации // НефтеГазоХимия. 2021. № 1–2. С. 8–11.

8. Хасанов И. И., Шакиров Р. А., Гильмутдинов Т. Д. Развитие подземных хранилищ газа в России и мире // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 5–6. С. 39–42.

9. Абрамова О. П., Филиппова Д. С., Сафарова Е. А. Надежность подземного хранения водорода совместно с метаном в терригенных геологических формациях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 62–76.

10. Боярко Г. Ю., Хатьков В. Ю. Обзор современного состояния соляной промышленности России // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 5. С. 179–190.

11. Ковалев О. В., Мозер С. П. Выбор и обоснование методов расчета параметров элементов массива при растворении соли в горно-геологических условиях отработки купольных месторождений // Записки Горного института. 2002. Т. 152. С. 78.

12. Колоколова И. В., Коновалова И. Н. Новые методические приемы выделения и картирования природных резервуаров для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 3–12.

13. The HyUnder project. URL: http://hyunder.eu/.

14. Qiu Y., Zhou S., Wang J., Chou J., Fang Y., Pan G., Gu W. Feasibility analysis of utilising underground hydrogen storage facilities in integrated energy system: Case studies in China // Applied Energy. 2020. Vol. 269. P. 115140.

15. AbuAisha M., Joël Billiotte J. A discussion on hydrogen migration in rock salt for tight underground storage with an insight into a laboratory setup // Journal of Energy Storage. 2021. Vol. 38. P. 102589.

16. Козловский Е. Я., Журавков М. А. Определение и верификация параметров расчетной модели соляных пород с учетом разупрочнения и ползучести // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 1–7.

17. Носиков А. В., Коротков С. А., Трясин Е. Ю., Торопецкий К. В., Михайлов Б. О., Борисов Г. А. Исследование ползучести каменных солей и применение в инженерных расчетах конструкции скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 7(67). С. 29–36.

References

1. Andersson J., Grönkvist S. Large-scale storage of hydrogen // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 44, issue 23. 2019. P. 11901–11919.

2. Muhammed N. S., Haq B., Shehri D. A., Al-Ahmed A., Rahman M. M., Zaman E. A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook // Energy Reports. Vol. 8. 2022. P. 461–499.

3. Abukova L. A., Abramova O. P. Prediction of hydrogeochemical effects in clayey cap rock during underground storage of hydrogen with methane // Georesources. 2021. No. 23(1). P. 118–126 (In Russ.).

4. Abukova L. A., Abramova O. P., Filippova D. S., Safarova E. A. Possible hydrogeochemical effects in terrigenous reservoirs of underground storage of hydrogen with methane, underground hydrosphere // Proceedings of the XXIII All-Russian Meeting on Groundwater in the East of Russia with International Participation. Irkutsk, 2021. P 449–453 (In Russ.).

5. Novak A. Hydrogen: the energy of “clean” future // Energy Policy. 2021. No. 4(158). P. 6–11 (In Russ.).

6. Ministry of Energy of the Russian Federation. Action Plan (Road Map) on Development of Hydrogen Energy Sector in the Russian Federation up to 2024. (In Russ.). URL: https://minenergo.gov.ru/view-pdf/19194/126275.

7. Arutyunov V. S., Strekova L. N. Potential of Hydrogen Energy and Possible Consequences of its Realization // NefteGasKhimia. 2021. No. 1–2. P. 8–11 (In Russ.).

8. Khasanov I. I., Shakirov R. A., Gilmutdinov T. D. Development of underground gas storages in Russia and the world // Transport and storage of petroleum products and hydrocarbons. 2019. No. 5–6. P. 39–42 (In Russ.).

9. Abramova O. P., Filippova D. S., Safarova E. A. Reliability of underground storage of hydrogen together with methane in terrigenous geological formations // Actual problems of oil and gas. 2020. Vol. 4(31). P. 62–76 (In Russ.).

10. Boyarko G. Y., Khatkov V. Y. Review of the current state of the salt industry in Russia // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources. 2021. Vol. 332, no. 5. P. 179–190 (In Russ.).

11. Kovalev O. V., Moser S. P. Selection and justification of methods for calculating the parameters of massif elements during salt dissolution in mining and geological conditions of mining dome deposits // Journal of Mining Institute. 2002. No. 152. P. 78 (In Russ.).

12. Kolokolova I. V., Konovalova I. N. New methodological methods of allocation and mapping of natural reservoirs for underground storage of hydrogen in depleted hydrocarbon fields // Actual problems of oil and gas. 2020. No. 3(30). P. 3–12 (In Russ.).

13. The HyUnder project. URL: http://hyunder.eu/.

14. Qiu Y., Zhou S., Wang J., Chou J., Fang Y., Pan G., Gu W. Feasibility analysis of utilising underground hydrogen storage facilities in integrated energy system: Case studies in China // Applied Energy. 2020. Vol. 269. P. 115140.

15. AbuAisha M., Joël Billiotte J. A discussion on hydrogen migration in rock salt for tight underground storage with an insight into a laboratory setup // Journal of Energy Storage. 2021. Vol. 38. P. 102589.

16. Kozlovsky E. Y., Zhuravkov M. A. Determination and verification of parameters of the calculated model of salt rocks taking into account unstrengthening and creep // Journal of Mining Institute. 2021. Vol. 247. P. 1–7 (In Russ.).

17. Nosikov A. V., Korotkov S. A., Tryasin E. Yu., Toropetsky K. V., Mikhailov B. O. Borisov G. A. Study of rock salt creep and application to engineering calculations of well construction // Journal of Exposition Oil Gas. 2018. No. 7(67). P. 29–36 (In Russ.).

Информация об авторах: **Вадим Георгиевич Фетисов**, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа, **Георгий Викторович Буслаев**, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, **Алексей Викторович Шалыгин**, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа

Information about the authors: **Vadim G. Fetisov**, Ph.D.-Eng., assistant professor, department of transport and storage of oil and gas, **Georgiy V. Buslaev**, Ph.D.-Eng., assistant professor, department of drilling wells, **Aleksey V. Shalygin**, Ph.D.-Eng., assistant professor, department of transport and storage of oil and gas

Статья поступила в редакцию 30.09.2022; одобрена после рецензирования 03.03.2023; принята к публикации 06.03.2023.
The article was submitted 30.09.2022; approved after reviewing 03.03.2023; accepted for publication 06.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 30–35

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-30-35
EDN: OJHEOM

МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ КОЛИЧЕСТВА И РАССТАНОВКИ СКВАЖИН В ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

Александр Иосифович Ермолаев[1],
Айзат Рафаилович Латипов[2],
Леон Мерабович Амшинов[3]
[1, 3]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия,
[2]Институт проблем управления им. В. А. Трапезникова Российской академии наук, Москва, Россия
[1]aier@gubkin.ru,
[2]latipov257@gmail.com,
[3]leon.amshinov@mail.ru

Аннотация. Предлагаются модели и алгоритмы согласованного решения двух взаимосвязанных задач: определения оптимального числа скважин и обоснования схем их размещения при эксплуатации подземного хранилища газа. Предлагаемая методика выбора числа и размещения скважин позволяет сократить количество анализируемых вариантов по числу и расстановке скважин, так как не требует заранее заданного множества сочетаний «количество скважин – схема размещения», а определяет лучшее сочетание в результате решения задач оптимизации исходя из заданных критериев. Приведены примеры выбора оптимальной расстановки заданного числа скважин.

Ключевые слова: критерий, моделирование, оптимизация, подземное хранение газа, скважина

Для цитирования: Ермолаев А. И., Латипов А. Р., Амшинов Л. М. Модели оптимизации количества и расстановки скважин в подземных хранилищах газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 30–35. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-30-35. EDN: OJHEOM.

© Ермолаев А. И., Латипов А. Р., Амшинов Л. М., 2023

© Ermolaev A. I., Latipov A. R., Amshinov L. M., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):30-35

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-30-35
EDN: OJHEOM

MODELS FOR OPTIMIZING THE NUMBER AND PLACEMENT OF WELLS IN UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

Alexander I. Ermolaev[1], Ayzat R. Latipov[2], Leon M. Amshinov[3]
[1, 3]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia,
[2]V. A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
[1]aier@gubkin.ru,
[2]latipov257@gmail.com,
[3]leon.amshinov@mail.ru

Abstract. Models and algorithms for the coordinated solution of two interrelated tasks are proposed: determining the optimal number of wells and justifying their placement schemes during the operation of an underground gas storage facility. The proposed method of selecting the number and placement of wells allows you to reduce the number of analyzed options for the number and placement of wells, because it does not require a predetermined set of combinations "number of wells – placement scheme" but determines the best combination as a result of solving optimization problems based on the specified criteria. Examples of choosing the optimal arrangement of number of wells are given

Keywords: criterion, modeling, optimization, underground gas storage, well

For citation: Ermolaev A. I., Latipov A. R., Amshinov L. M. Models for optimizing the number and placement of wells in underground gas storage facilities. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):30-35. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-30-35. EDN: OJHEOM.

Введение

В данной работе объектом исследования являются задачи выбора количества и размещения скважин в подземном хранилище газа (ПХГ), предназначенном для длительного хранения газа. Так как различные схемы расстановки скважин при одном и том же их числе приводят к различным показателям эффективной эксплуатации ПХГ, требуется найти оптимальное сочетание числа и схемы размещения скважин. Именно на выполнение этого условия ориентированы предлагаемые ниже алгоритмы оптимизации. Под оптимальным числом скважин понимается их количество, которое обеспечивает минимум затрат на хранение активного объема газа. Под оптимальным размещением заданного числа скважин подразумевается схема их расстановки, при которой обеспечиваются максимум расстояния между скважинами и приближение скважин к участкам с наибольшей газонасыщенной толщиной. Максимизация расстояний между скважинами направлена на равномерное дренирование скважинами газонасыщенного объема. Расположение скважин в зонах с наибольшей газонасыщенностью позволяет повысить дебиты скважин при отборе газа и приемистость скважин при его закачке в ПХГ. Расстояния от скважин до границ газонасыщенной зоны регулируются размерами зоны, в которой не допускается размещение скважин. Это позволяет формировать схемы размещения скважин, снижающие риск ухода газа за замыкающую изогипсу.

Схема решения

Схема решения сводится к следующей вычислительной процедуре. Определяется N_{min} – минимально необходимое число скважин на ПХГ. Пусть $N_1 = N_{min}$. Определяется оптимальная расстановка для этого числа скважин. С привлечением геолого-гидродинамической модели газонасыщенной зоны ПХГ рассчитывается $V_{a1} = V_a(N_1)$ – величина накопленного отбора газа за заданный период, то есть значение активного объема газа. После этого первоначальное значение числа скважин изменяется, то есть определяется следующее значение числа скважин N_2: $N_2 = N_1 + \Delta N$, где ΔN – заданное приращение числа скважин. Для этого числа скважин снова определяется их оптимальная расстановка и снова находится соответствующее этому размещению и этому числу скважин $V_{a2} = V_a(N_2)$ – значение активного объема газа. Затем назначается $N_3 = N_2 + \Delta N$ – следующее «пробное» число скважин, повторяются все вычислительные операции и т. д. После получения рассмотренным способом нескольких значений активного объема газа V_{a1}, V_{a2}, ..., V_{am} с помощью одного из стандартных методов аппроксимации функций одной переменной [1] строится зависимость активного объема газа от числа скважин $V_a(N)$. Построенная таким образом зависимость подставляется в $F(N)$ – целевую функцию, которая представляет собой затраты на создание ПХГ, обеспечивающего отбор газа в объеме $V_a(N)$ за заданное время. Далее находится N^* – точка минимума функции $F(N)$. Тогда $N_{опт}$ (оптимальное число скважин) будет определяться из соотношения $N_{опт} = max\{N_{min}, N^*\}$. После чего для этого числа скважин формируется оптимальная схема их размещения на ПХГ.

Полученные решения имеют приближенный характер и служат отправной точкой для уточнения числа и размещения скважин с помощью гидродинамического моделирования.

Более подробное описание алгоритмов поиска оптимального количества скважин и оптимальной схемы их размещения приведено ниже.

Определение числа скважин

Как было отмечено выше, приближенная оценка числа скважин начинается с определения N_{min} – минимально необходимого числа скважин на ПХГ. Исходными данными для этого являются: $V_Г$ – газонасыщенный объем ловушки, в которой создается ПХГ, определяемый по замыкающей изогипсе, пористости и геометрическим размерам ловушки; $P_{гс}$ – гидростатическое давление на уровне замыкающей изогипсы; $q_П$ – приемистость скважины по газу; $t_с$ – время, выделяемое на создание газонасыщенного объема. Кроме этих исходных данных, введем $P_с$ – давление в поверхностных условиях; $P_п$ – предельно допустимое давление нагнетания газа, которое определяется из соотношения $P_н \approx (1{,}1 \div 1{,}3)P_{ГС}$ [2]. Тогда, привлекая уравнение состояния газа для пластовых и поверхностных условий, получим приближенную формулу для оценки N_{min}:

$$N_{min} \approx \frac{V_Г P_н}{q_П t_с{}^* P_с}.$$

Теперь, привлекая построенную рассмотренным выше способом зависимость активного объема газа от числа скважин – $V_a(N)$, а также определение функции $F(N)$, можно сформировать критерий оптимальности для числа скважин:

$$F(N) = \frac{c_1 N + C}{V_a(N)} \to \min_N, \qquad (1)$$

где c_1 – затраты на строительство одной скважины, а C – прочие затраты, не зависящие от количества скважин.

Для решения задачи (1) можно применить один из известных методов поиска экстремума функции одной переменной: например, метод Ньютона [1].

Формирование схем расстановки скважин

Задача оптимального размещения скважин формулируется следующим образом: необходимо так расставить заданное количество скважин, чтобы, во-первых, расстояния между скважинами были максимальны, во-вторых, скважины размещались в зонах с наибольшей газонасыщенной толщиной, в-третьих, расстояния от скважин до границ ПХГ (контура «газоносности») были не меньше заданного предельного значения. Информация о распределении газонасыщенной толщины может быть получена из результатов геологической модели объекта хранения. Под газонасыщенной толщиной – h понимается расстояние от кровли ловушки, где создается ПХГ, до замыкающей изогипсы.

Для математической постановки задачи залежь заменяется двумерной областью (**рисунок 1,** см. с. 33). В этой области выделяется зона размещения скважин, состоящая из одинаковых блоков, каждый из которых имеет форму квадрата. В центре каждого блока можно разместить скважину. Если эксплуатация ПХГ будет осуществляться вертикальными скважинами, то количество блоков будет определяться минимально допустимым расстоянием между забоями скважин. Если же предполагается применение горизонтальных скважин, то блок должен иметь размеры, позволяющие разместить в нем горизонтальный ствол. Зная раз-

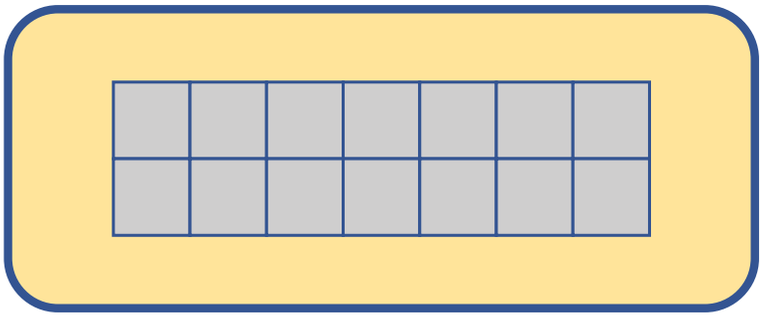


Рисунок 1 – Пример аппроксимации газонасыщенной зоны ПХГ двумерной областью (синей линией отмечена граница газонасыщенной зоны; серым цветом выделена область размещения скважин)

меры одного блока и границы ПХГ, можно определить число блоков. На рисунке 1 граница газонасыщенной зоны ПХГ отмечена синим цветом, а зона размещения скважин – серым. Область, выделенная на рисунке 1 желтым цветом, представляет собой зону, в которой расстановка скважин не допускается. Размеры «недопустимой» зоны формируются исходя из заданного минимально допустимого расстояния от скважин до границы газонасыщенной зоны ПХГ.

Задача состоит в определении тех «серых» блоков, в которых возможно размещение скважин.
Перейдем к математической формулировке задачи. Пусть число скважин, определенное с использованием приведенной выше процедуры, равняется s. Пусть R_{ij} – расстояние между центрами любой пары блоков, причем $R_{ij} = R_{ji}$. Пусть h_i – средняя газонасыщенная толщина i-го блока, где $i = 1, \ldots, n$.
Вводятся искомые переменные x_i: $x_i = 1$, если скважина размещается в i-м блоке, и $x_i = 0$ в ином случае.

Пусть

$$r_{ij} = R_{ij}/R, \qquad R = \max_{i,j}\{R_{ij}\}, \qquad i,j = \overline{1,n},$$
$$a_i = h_i/h, \qquad h = \max_{1\le i\le n}\{h_i\}, \qquad i = \overline{1,n}.$$

Теперь задача сводится к многокритериальной модели нелинейной дискретной оптимизации:

$$F_1(X) \equiv \sum_{i=1}^{n}\sum_{j>i}^{n} r_{ij}\, x_i x_j \to \max_x \qquad (2)$$

$$F_2(X) \equiv \sum_{i=1}^{n} a_i x_i \to \max_x \qquad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{n} x_i = s \qquad (4)$$

$$x_i \in \{0,1\}, \quad i = \overline{1,n}\ . \qquad (5)$$

Функция цели $F_1(X)$ в критерии оптимальности (2) определяет расстояния между скважинами. Целевая функция $F_2(X)$ в критерии (3) ориентирует размещение скважин в зонах с наибольшей газонасыщенностью. Для решения задачи (2) – (5), прежде всего, необходимо ввести один обобщенный (интегральный) критерий оптимальности, составляющими которого являются два исходных критерия, то есть выполнить свертку критериев [3]. С этой целью вводится α – оценка важности (вес) критерия (2), соответственно, $(1-\alpha)$ – оценка важности критерия (3), $0 \le \alpha \le 1$.

Теперь многокритериальная задача (2) – (5) заменяется задачей с одним критерием:

$$\alpha \cdot F_1(X) + (1-\alpha)\cdot F_2(X) \to \max_X \qquad (6)$$

и ограничениями (4), (5), то есть решение задачи (2) – (5) заменяется решением задачи (6), (4), (5).

Оценка важности α регулирует влияние показателей «расстояние между скважинами» и «газонасыщенная толщина» и может быть определена с помощью экспертов. Изменяя значение α, можно усиливать или ослаблять влияние того или иного критерия и, соответственно, получать различные варианты размещения скважин при их количестве, оптимальном с точки зрения критерия (1).

а)

		0	0	0	0	0	0	0		
	0	5	5	5	5	5	5	5	0	
0	5	10	10	10	10	10	10	10	5	0
0	5	10	15	15	15	15	15	10	5	0
0	5	10	15		20		15	10	5	0
0	5	10	15	20		20	15	10	5	0
0	5	10	15		20		15	10	5	0
0	5	10	15	15	15	15	15	10	5	0
0	5	10	10	10	10	10	10	10	5	0
	0	5	5	5	5	5	5	5	0	
		0	0	0	0	0	0	0		

б)

		0	0	0	0	0	0	0		
	0	5	5	5	5	5	5	5	0	
0	5		10	10	10	10	10		5	0
0	5	10	15	15	15	15	15	10	5	0
0	5	10	15	20	20	20	15	10	5	0
0	5	10	15	20		20	15	10	5	0
0	5	10	15	20	20	20	15	10	5	0
0	5	10	15	15	15	15	15	10	5	0
0	5		10	10	10	10	10		5	0
	0	5	5	5	5	5	5	5	0	
		0	0	0	0	0	0	0		

Рисунок 2 – Размещение скважин (выделено красным цветом): а) $\alpha = 0{,}2$; б) $\alpha = 0{,}8$

Пример решения задачи расстановки скважин

Рассмотрим пример применения предлагаемой модели оптимальной расстановки скважин на ПХГ (модель (6), (4), (5)) для однородной симметричной газонасыщенной зоны (**рисунок 2**).

Такой простой вид газонасыщенной зоны выбран, чтобы проверить работоспособность модели, так как в этом случае и без применения математических средств схемы расстановки скважин нетрудно предугадать.

Между центрами блоков расстояние составляет 200 м (длина стороны квадрата). Число серых блоков, в которых можно расставить проектируемые скважины, равняется 77 ($n = 77$). Число проектируемых скважин равняется 5 ($s = 5$). Числа, указанные в «серых» блоках, где можно размещать скважины, представляют собой значения газонасыщенной толщины. Центральный блок имеет толщину 25 м. Соседние с ним блоки имеют толщину 20 м, соответственно, соседние с предыдущими – 15 м, то есть с каждым «шагом» удаления от центрального блока газонасыщенная толщина уменьшается на 5 м. Газонасыщенная толщина всех «желтых» блоков, где размещение скважин не допускается, принята равной нулю.

На рисунке 2 приведены результаты решения задачи (6), (4), (5) с помощью программного комплекса по оптимизации *Gurobi Optimizer* [4] для двух значений оценки важности α. Расположение скважин отмечено красным цветом.

Выполним анализ сформированных схем расстановки скважин. При $\alpha = 0{,}2$ (рисунок 2а) скважины группируются в центральной зоне из-за «сильного» влияния показателя «газонасыщенная толщина», оценка важности которого равняется $(1 - \alpha) = 0{,}8$. При $\alpha = 0{,}8$ (рисунок 2б) расстановка скважин соответствует доминированию показателя «расстояние между скважинами» над показателем «газонасыщенная толщина», что приводит к бóльшим расстояниям между скважинами.

Заключение

Предлагаемые алгоритмы выбора количества и расстановки скважин имеют приближенный характер и предназначены для формирования базового варианта, ориентированного на выполнение критериев оптимальности (2) и (3).

Применение предлагаемых алгоритмов оптимизации требует привлечения гидродинамического моделирования, что позволяет сформировать исходную информацию для алгоритмов выбора количества и расстановки скважин. Изменяя параметры функции $F(N)$ (см. формулу (1)), можно сформировать различные варианты по количеству скважин, оптимальному по критерию (1). В свою очередь, для каждого из таких вариантов, изменяя оценки важности критериев (2) и (3), можно также сформировать несколько схем их размещения. Таким образом, можно получить перечень вариантов, отличающихся по числу скважин и схемам их размещения, из которого выбирается окончательный вариант.

Предлагаемая модель оптимального размещения скважин на ПХГ позволяет в автоматизированном режиме формировать различные варианты их расстановки для различного числа скважин и не требует от экспертов предъявления наилучшей схемы размещения скважин. Требуется лишь назвать значение параметра α, что может оказаться более простой задачей для экспертов. Использование экспертного опроса для определения оценок важности позволяет не только учесть опыт специалистов по проектированию ПХГ, но и найти разумный компромисс между полностью формализованным и полностью «ручным» подходами к проектированию процессов создания и эксплуатации ПХГ.

Список источников

1. Самарский А. А., Гулин А. В. Численные методы. М.: Наука, 1989. 432 с.
2. Ермилов О. М., Ремизов В. В., Ширковский А. И., Чугунов Л. С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 541 с.
3. Розен В. В. Математические модели принятия решений в экономике. М.: Высшая школа, 2002. 288 с.
4. Внешний модуль решения задач с параллельными алгоритмами для задач линейного программирования, задач квадратичного программирования и смешанно-целочисленных задач. URL: https://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer/.

References

1. Samarskiy A. A., Gulin A. V. Numerical methods. M.: Nauka, 1989. 432 p. (In Russ.).
2. Ermilov O. M., Remizov V. V., Shirkovskii A. I., Chougounov L. S. Formation physics, production and underground gas storage of natural gas. M.: Nauka, 1996. 541 p. (In Russ.).
3. Rosen V. V. Mathematical models of decision-making in economics. M.: Vysshaya Shkola, 2002. 288 p. (In Russ.).
4. External module for solving problems with parallel algorithms for linear programming problems, quadratic programming problems and mixed-integer problems (In Russ.). URL: https://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer/.

Информация об авторах: **Александр Иосифович Ермолаев**, доктор технических наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, **Айзат Рафаилович Латипов**, старший инженер, **Леон Мерабович Амшинов**, инженер кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений

Information about the authors: **Alexander I. Ermolaev**, doctor of technical sciences, head of gas production department, **Ayzat R. Latipov**, senior engineer, **Leon M. Amshinov**, engineer of gas production department

Статья поступила в редакцию 01.11.2022; одобрена после рецензирования 09.02.2023; принята к публикации 15.02.2023.
The article was submitted 01.11.2022; approved after reviewing 09.02.2023; accepted for publication 15.02.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 36–41

Научная статья
УДК 622.279
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-36-41
EDN: TOXGRL

ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПОЛИГОНОВ НА ПХГ

Михаил Константинович Тупысев
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
m.tupysev@mail.ru, https://orcid.org/0009-0000-7823-768X

Аннотация. В статье показаны негативные последствия техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Отмечается высокая информативность создаваемых на них геодинамических полигонов. Предложена схема специальных исследований керна для диагностики упругих и необратимых деформаций горных пород в диапазонах ожидаемого снижения начального пластового давления в продуктивных залежах. На основании предложенных исследований делается заключение о целесообразности сооружения на ПХГ геодинамического полигона.

Ключевые слова: геодинамический полигон, упругие и необратимые деформации горных пород

Для цитирования: Тупысев М. К. Обоснование целесообразности сооружения геодинамических полигонов на ПХГ // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 36–41. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-36-41. EDN: TOXGRL.

© Тупысев М. К., 2023

© Tupysev M. K., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):36-41

Original article
UDC 622.279
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-36-41
EDN: TOXGRL

ONSUBSTANTIATION OF THE FEASIBILITY OF BUILDING GEODYNAMIC POLYGONS AT UGS FACILITIES

Michael K. Tupysev
Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
m.tupysev@mail.ru, https://orcid.org/0009-0000-7823-768X

Abstract. The article shows the negative consequences of man-made deformation processes in the development of oil and gas fields. There is a high information content of the geodynamic polygons created on them. Ascheme of special core studies for the diagnosis of elastic and irreversible deformations of rocks in the ranges of the expected decrease in the initial reservoir pressure in productive deposits is provided. Based on the proposed studies, a conclusion is made on the feasibility of building a geodynamic polygon at the UGS facility.

Keywords: geodynamic polygon, elastic and irreversible deformations of rocks

For citation: Tupysev M. K. Onsubstantiation of the feasibility of building geodynamic polygons at UGS facilities. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):36-41. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-36-41. EDN: TOXGRL.

Введение

Контроль за разработкой нефтегазовых месторождений является обязательным условием всех проектов их освоения. Наблюдения за изменением высотного положения земной поверхности над месторождениями в результате проведения точного повторного нивелирования на создаваемых геодинамических полигонах (как составная часть используемых мероприятий) становятся высокоэффективным способом оценки изменения состояния продуктивных залежей в результате их дренирования. Предложения использования этого высокоэффективного способа контроля применительно к подземным хранилищам газа требуют дополнительных исследований влияния знакопеременных нагрузок на горные породы коллекторов на характер их деформации.

Последствия проявления техногенных деформационных процессов и их оценка

Из механики процессов, протекающих при разработке нефтегазовых месторождений, известно, что по мере снижения пластового давления растет так называемое эффективное напряжение, возникающее в результате нарушения равновесия системы «горное давление – внутрипоровое пластовое давление и реакция скелета горных пород коллекторов». Под действием возрастающего эффективного напряжения продуктивные пласты сжимаются, то есть толщина их уменьшается [1]. Это уменьшение толщины дренируемых пластов приводит к опусканию (вслед за кровлей продуктивных пластов) вышележащих горных пород и поверхности земли [2, 3].

В первых публикациях по тематике «Техногенные деформационные процессы при разработке нефтегазовых месторождений» приводятся обоснованные последствия этих процессов [4–8]:

- искривление, различные виды смятия и слома обсадных колонн эксплуатационных скважин с выходом их из строя;

- разгерметизация межколонных и заколонных пространств, межпластовые перетоки пластовых флюидов, иногда с загрязнением водоносных горизонтов питьевой воды, выходом пластовых флюидов на поверхность.

Перечисленные последствия техногенных деформационных процессов (ТДП) указывают на важность их оценки. Такую оценку в первую очередь можно произвести по величине деформации дренируемых пластов разрабатываемого месторождения.

Решение указанной задачи по оценке величины оседания земной поверхности обычно проводится с использованием плоской постановки, так как площадные размеры месторождений значительно больше глубины их залегания [9–11]:

$$\Delta H = \sum(m\beta_{\text{пор}}\,\Delta P\,h), \qquad (1)$$

где ΔH – величина оседания земной поверхности, $m, \beta_{\text{пор}}, \Delta P, h$ – пористость, относительное изменение объема пор, изменение пластового давления и толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи).

При проектировании разработки месторождения и оценке ТДП по приведенной зависимости используются данные, полученные при бурении конкретных скважин (m,h), а также проектные значения изменения пластового давления (ΔP). Величина $\beta_{\text{пор}}$ как функция изменения пластового давления определяется по данным исследования кернового материала [10] или по аналогии с месторождениями со схожими коллекторами. Важным требованием к исследованиям деформационных свойств кернового материала является первоначальное приведение керна к пластовым условиям и последующее моделирование поведения горных пород исследуемого пласта в процессе снижения в нем начального пластового давления с возможностью задания требуемых горного давления ($\text{Р}_{\text{г}}$) и сжимающего бокового давления ($\text{Р}_{\text{б}}$).

В работе [12] описан указанный порядок. Последовательность выполняемых операций при этом следующая:

- для заданной точки продуктивного пласта (глубины отбора керна) определяется коэффициент превышения горного давления над пластовым ($\text{К}_{\text{гп}} = \text{Р}_{\text{г}} / \text{Р}_{\text{пл}}$) и коэффициент бокового распора ($K_{\text{б}}$);
- на каждом шаге повышения пластового давления $\Delta\text{Р}_{\text{пл}}$ горное давление увеличивают на величину $\Delta\text{Р}_{\text{г}} = \text{К}_{\text{гп}} \cdot \Delta\text{Р}_{\text{пл}}$;
- сжимающее боковое давление увеличивают на величину $\Delta\text{Р}_{\text{б}} = \text{К}_{\text{б}} \cdot \Delta\text{Р}_{\text{г}}$.

Такой порядок исследования керна позволяет получать более достоверные деформационные характеристики исследуемых горных пород.

Оценка характера деформационных процессов горных пород коллекторов

Наличие на месторождении геодинамического полигона (ГДП) позволяет определять среднюю величину деформационной характеристики горных пород всего дренируемого интервала разрабатываемого месторождения, решая обратную задачу – по замеренным величинам деформации указанного интервала (величине опускания земной поверхности) и снижения пластового давления. Кроме того, контроль за изменением высотного положения земной поверхности над разрабатываемым месторождением позволяет получать более полную информацию о текущем состоянии разработки месторождения: судить о полноте вовлечения в разработку отдельных участков месторождения, то есть о степени дренирования продуктивных пластов в межскважинном пространстве, подключении к деформационным процессам неколлекторов и проч. [13, 14]. При этом важным является необходимость сооружения ГДП и проведение замеров высотного положения земной поверхности над месторождением до начала его разработки для получения фонового (нулевого) состояния. Это позволяет при реализации повторных замеров в процессе дренирования продуктивных залежей иметь полное представление о ТДП.

По аналогии с ГДП на разрабатываемых месторождениях, учитывая высокую информативность, предлагается их сооружение на подземных хранилищах газа (ПХГ), что позволит, по мнению авторов [15–17], осуществлять контроль за состоянием ПХГ как на стадии отбора, так и на стадии заполнения его газом. В качестве основы такого предположения допускается опускание земной поверхности над ПХГ в цикле отбора газа и поднятие в цикле закачки газа.

Для выявления характера ТДП на **рисунке 1** на с. 39 приведена принципиальная схема этих процессов в продуктивной залежи или ПХГ.

Вес горных пород 1 и покрышки залежи 2 уравновешивается пластовым давлением ($\text{Р}_{\text{пл}}$) в продуктивной залежи 3 (рисунок 1а) и реакцией скелета горных пород рассматриваемой залежи. При снижении начального пластового давления указанное равновесие нарушается, оно восстанавливается за счет опускания кровли пласта, увеличения реакции скелета горных пород, то есть повышения действующей на него сжимающей нагрузки. Это можно представить в виде схемы действующих нагрузок: в цилиндре 1, в котором над поршнем 3 располагается груз 3, имитирующий горное давление ($\text{Р}_{\text{г}}$), а под поршнем с флюидом под давлением $\text{Р}_{\text{пл}}$ располагается пружина 4, которая играет роль реакции скелета горных пород продуктивной залежи

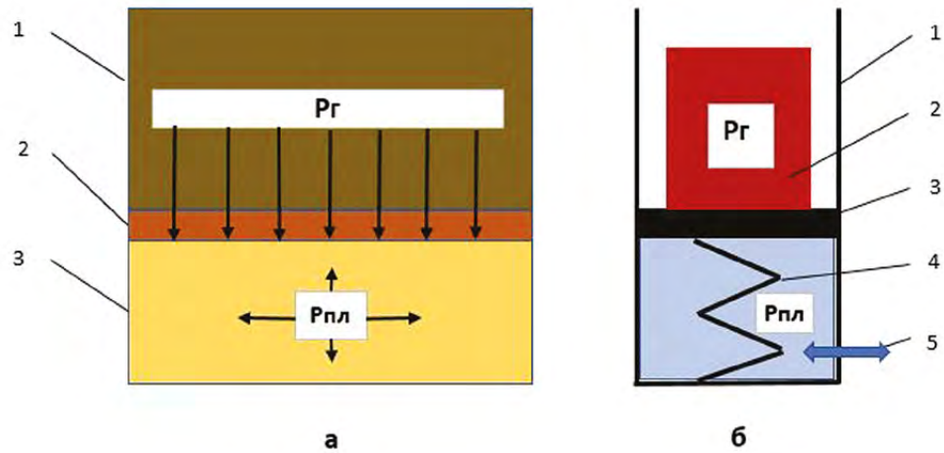


Рисунок 1 – Схемы для объяснения техногенных деформационных процессов в продуктивной залежи: а) схема продуктивной залежи (1 – горные породы, 2 – покрышка залежи, 3 – продуктивная залежь); б) схема действующих нагрузок (1 – цилиндр, 2 – груз, 3 – поршень, 4 – пружина, 5 – отбор и подача флюида)

(рисунок 1б). При отборе пластового флюида (на рисунке 1б позиция 5) снижение пластового давления компенсируется деформацией пружины 4 при опускании поршня 3.

В случае повышения пластового давления в пространстве под поршнем (аналог повышения пластового давления в ПХГ в цикле закачки газа) нагрузка на пружину снижается, она выпрямляется, поднимая поршень с грузом, до восстановления равновесия рассматриваемых сил. Однако это возможно лишь в том случае, если при снижении давления происходит только упругая деформация пружины (аналог упругих деформаций скелета горных пород продуктивной залежи). Если же произошел слом пружины на стадии отбора флюида, то она не сможет восстановить равновесие сил путем выпрямления на стадии подачи флюида в подпоршневое пространство, так как произошла ее необратимая деформация.

Аналогично продуктивная залежь может восстановить свою толщину с поднятием вышележащих горных пород на стадии восстановления в ней пластового давления только в случае упругого вида деформации ее горных пород на стадии снижения в залежи пластового давления. Переходя к ПХГ, можно констатировать возможность восстановления высотного положения земной поверхности над хранилищем в цикле закачки газа в него только при условии упругой деформации горных пород газовой залежи ПХГ в цикле отбора газа.

Для получения однозначного ответа на вопрос о виде деформации (упругой или необратимой) горных пород продуктивной залежи в процессе ее эксплуатации предлагается проводить специальные исследования кернового материала этих пород (терригенных).

Снижают поровое давление (при сохранении внешних давлений, моделирующих пластовые условия) и фиксируют изменение линейного размера керна – ΔL, затем восстанавливают поровое давление до первоначального значения и также фиксируют величину ΔL. Исследование керна многократно повторяют с увеличением величины снижения и такого же повышения порового давления в каждом цикле. По результатам таких циклических исследований керна определяют его относительную деформацию – $\Delta L/L$ (L – первоначальная длина керна) и строят зависимость относительной деформации керна от величины снижения порового давления в каждом цикле снижения и повышения порового давления, как показано на **рисунке 2** на с. 40. Фиксируется величина снижения пластового давления, при которой относительная деформация керна, определенная при снижении порового давления, становится отличной от относительной деформации, определенной при таком же повышении порового давления. Из приведенного гипотетического примера исследований (рисунок 2) такая величина фиксируется при снижении порового давления на 3 у. ед.

Такое снижение порового давления является границей перехода упругой деформации керна к необратимой. По величине снижения порового давления, при которой в цикле повышения порового давления в керне не происходит его деформация, судят о наступлении в керне только необратимой деформации горных пород (на рисунке 2 – значение снижения порового давления на 5 у. ед.). В интервале изменения порового давления от 3 до 5 происходит переход от упругой деформации керна к необратимой. Ширина этой зоны зависит от степени однородности горных пород керна (рассматриваемого пласта): чем однороднее горные породы (имеют одинаковую прочность), тем она уже. Поскольку керн имеет однородное строение из-за незначительных размеров, при экспериментальных исследованиях ширина указанной зоны может быть минимальной.

Таким образом, при снижении пластового давления в залежи ее дренируемые пласты деформируются по зависимости 1, а при восстановлении пластового давления после его снижения до значения 5 деформация горных пород отсутствует (см. рисунок 2). При рассмотрении ТДП в ПХГ данное заключение позволяет говорить о том,

что если в цикле отбора газа из газового хранилища давление в нем снижается более чем на 3 у. ед., то за этот цикл произойдет необратимая деформация горных пород коллекторов продуктивной залежи ПХГ. Поэтому в цикле закачки газа не будет восстановления толщин этих коллекторов и соответствующего восстановления уровня земли над ПХГ. Соответственно, сооружение геодинамического полигона для контроля его работы становится бесполезным.

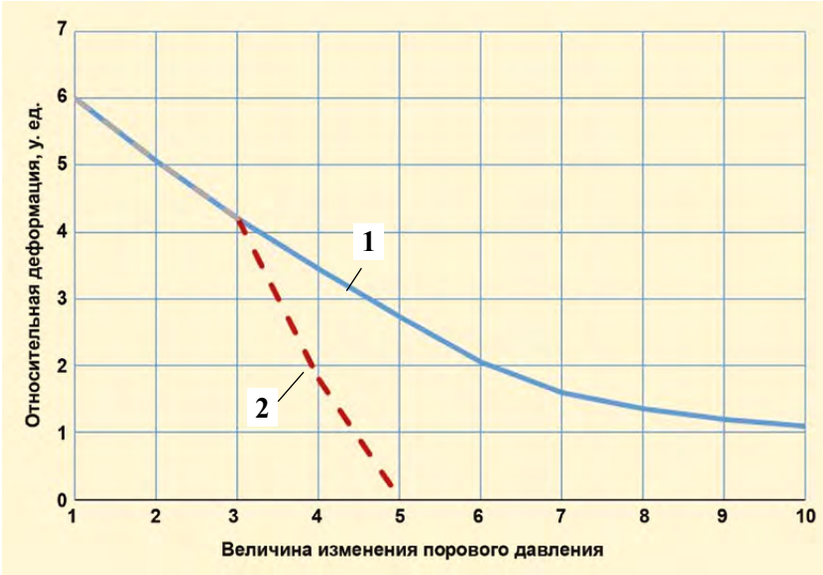


Рисунок 2 – Зависимость относительной деформации керна от величины изменения начального порового (пластового) давления в керне (в условных единицах): 1 – при снижении порового давления; 2 – при повышении порового давления

Кроме того, возможный характер ТДП в ПХГ зависит от истории его создания [18]. Если ПХГ создается на базе разработанного месторождения, то велика вероятность реализации в нем необратимой деформации коллекторов еще на стадии разработки. При создании подземного газового хранилища в водоносных пластах деформация (сжатие) коллекторов искусственной газовой залежи происходит в первом же цикле снижения начального пластового давления с достижением максимальных значений при наибольшем снижении указанного давления (например, при выходе ПХГ на рабочий режим). Ответ на характер деформационных процессов могут дать специальные исследования кернового материала по описанной выше схеме, что позволит аргументированно судить о целесообразности создания ГДМ на рассматриваемых ПХГ.

Следует отметить, что все рассуждения и доводы, представленные в данной работе, относятся к терригенным коллекторам, доминирующим в верхних интервалах продуктивных залежей нефтегазовых месторождений и в водоносных пластах, используемых для создания ПХГ. Все деформационные процессы касаются межзернового пространства, сжимаемость самих зерен на порядок ниже, поэтому при рассматриваемых глубинах и перепадах пластового давления характер деформации зерен можно не учитывать.

Заключение

Геодинамические полигоны, сооружаемые на нефтегазовых месторождениях, являются высокоинформативным способом контроля за их разработкой. Для обоснования целесообразности строительства аналогичных ГДП на ПХГ необходимы специальные лабораторные исследования кернового материала горных пород пластов, используемых для создания искусственной газовой залежи, и определение по их результатам границ упругих и необратимых техногенных деформаций указанных пластов.

Список источников

1. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М.: Недра, 1975, 216 с.
2. Петренко В. И., Ильченко Л. А., Канашук В. Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109–115.
3. Терновой Ю. В., Сергеев В. Н., Гниловский В. Г., Белов К. А., Сафронов И. Н. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-Ставропольском месторождении газа // Доклады АН СССР. 1985. Т. 164, № 4. С. 885–888.
4. Черский Н. В., Виноградов В. Н., Савченко В. В., Жиденко Г. Г., Тупысев М. К., Криворучко Е. П., Буланкин Г. А. Деформация обсадных колонн эксплуатационных скважин месторождения Северного Кавказа. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. 44 с.
5. Виноградов В. Н., Савченко В. В., Жиденко Г. Г., Славянский А. А., Тупысев М. К., Олексюк В. И., Фоменко К. Я. Причины деформации обсадных колонн эксплуатационных скважин (межколонные газопроявления). М.: ВНИИЭгазпром, 1990. 47 с.

6. Черский Н. В., Виноградов В. Н., Жиденко Г. Г., Савченко В. В., Тупысев М. К. Влияние осадки горных пород на подземные сооружения при извлечении флюидов из продуктивных пород // Доклады АН СССР. 1988. Т. 302, № 2. С. 413–416.
7. Тупысев М. К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 28–37. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3.
8. Тупысев М. К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 148–153. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022– 39.art.11.
9. Гаттенбергер Ю. П. Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. 1984. Т. 59, вып. 1. С. 108–118.
10. Кузьмин Ю. О., Жуков В. С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Горн. кн., 2004. 256 с.
11. Тупысев М. К. Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. Вып. 1(13). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14.
12. Тупысев М. К. Особенности определения деформационных характеристик горных пород пластов продуктивных залежей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 90–97. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art5.
13. Тупысев М. К. Оптимизация разработки месторождений углеводородов с учетом техногенных деформационных процессов // Нефтепромысловое дело. 2018. № 11. С. 14–17.
14. Тупысев М. К. Влияние техногенных процессов на содержание воды в продукции газовых скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 6. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6.
15. Ярыгин Г. А., Лукьянов О. В., Гизатуллин А. Р., Кузьмин Ю. О., Никонов А. И., Тюрин А. Л. Обоснование и проектирование геодинамического полигона на Шатровском ПХГ // Газовая промышленность. 2012. Спецвыпуск. № 684. С. 66–70.
16. Арутюнов А. Е., Грунин А. Г., Зубарев А. П., Кузьмин Ю. О., Никонов А. И., Осипов А. А. Горно-геологическое обоснование и проектирование геодинамических полигонов на подземных хранилищах газа (на примере Касимовского ПХГ) // Маркшейдерский вестник. 2012. № 4. С. 45–51.
17. Шевчук С. В., Квятковская С. С., Шевчук Р. В. Новый подход к интерпретации данных геодинамического мониторинга на объектах подземных хранилищ газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2021. № 2-1. С. 77–91. https://doi.org/10.25018/0236-1493-2021-21-0-77-91.
18. Тупысев М. К. Проявление техногенных процессов при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 70–75. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art6.

References

1. Zheltov Yu. P. Mechanics of oil and gas bearing strata. M.: Nedra, 1975. 216 p. (In Russ.).
2. Petrenko V. I., Ilchenko L. A., Kanashuk V. F. On the mechanism of subsidence of the earth's surface during the extraction of liquid and gaseous minerals // Soviet geology. 1983. No. 7. P. 109–115 (In Russ.).
3. Ternovoy Yu. V., Sergeev V. N., Gnilovsky V. G., Belov K. A., Safronov I. N. On the deformation of the Earth's surface at the developed Severo-Stavropolskoye gas field // Reports of the Academy of Sciences of the USSR. 1985. Vol. 164, no. 4. P. 885–888 (In Russ.).
4. Chersky N. V., Vinogradov V. N., Savchenko V. V., Zhidenko G. G., Tupysev M. K., Krivoruchko E. P., Bulankin G. A. Deformation of casing columns of production wells of the North Caucasus field. M.: VNIIEgazprom, 1989. 44 p. (In Russ.).
5. Vinogradov V. N., Savchenko V. V., Zhidenko G. G., Slavyansky A. A., Tupysev M. K., Oleksyuk V. I., Fomenko K. Y. Causes of deformation of casing strings of production wells (inter-column gas manifestations). M.: VNIIEgazprom, 1990. 47 p. (In Russ.).
6. Chersky N. V., Vinogradov V. N., Zhidenko G. G., Savchenko V. V., Tupysev M. K. The influence of rock sediment on underground structures in the extraction of fluids from productive rocks // Reports of the Academy of Sciences of the USSR. 1988. Vol. 302, no 2. P. 413–416 (In Russ.).
7. Tupysev M. K. Deformation of casing columns as a result of manifestation of technogenic deformation processes in the development of oil and gas fields. Part 1. Identification of the causes of deformation of casing columns // Actual problems of oil and gas. 2021. Iss. 2(33). P. 28–37 (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3.
8. Tupysev M. K. The influence of technogenic geodynamic processes in the development of oil and gas fields on the reliability of wells (generalization) // Actual problems of oil and gas. 2022. Iss. 4(39). P. 148–153 (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022– 39.art.11.
9. Guttenberger Yu. P. Causes and forecast of subsidence of the earth's surface in the areas of developed oil and gas fields // Bulletin MOIP. Department of geology. 1984. Vol. 59, no 1. P. 108–118 (In Russ.).
10. Kuzmin Yu. O., Zhukov V. S. Modern geodynamics and variations of the physical properties of rocks. M.: Gorn. kn., 2004. 256 p. (In Russ.).
11. Tupysev M. K. Features of control over the development of gas fields at a late stage // Actual problems of oil and gas. 2016. Iss. 1(13). (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14.
12. Tupysev M. K. Features of determining the deformation characteristics of rocks of strata of productive deposits // Actual problems of oil and gas. 2022. Iss. 1(36). P. 90–97 (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art5.
13. Tupysev M. K. Optimization of the development of hydrocarbon deposits taking into account technogenic deformation processes // Oilfield business. 2018. No. 11. P. 14–17 (In Russ.).
14. Tupysev M. K. The influence of technogenic processes on the water content in the production of gas wells // Actual problems of oil and gas. 2020. Iss. 1(28). P. 6 (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6.
15. Yarygin G. A., Lukyanov O. V., Gizatullin A. R., Kuzmin Yu. O., Nikonov A. I., Tyurin A. L. Substantiation and design of the geodynamic polygon at the Shatrovsky UGS // Gas Industry. 2012. Special issue. No. 684. P. 66–70 (In Russ.).
16. Arutyunov A. E., Grunin A. G., Zubarev A. P., Kuzmin Yu. O., Nikonov A. I., Osipov A. A. Mining and geological substantiation and design of geodynamic polygons at underground gas storage facilities (on the example of Kasimovsky UGS) // Mine Surveying Bulletin. 2012. No. 4. P. 45–51 (In Russ.).
17. Shevchuk S. V., Kvyatkovskaya S. S., Shevchuk R. V. A new approach to the interpretation of geodynamic monitoring data at the objects of underground gas storage facilities // Mining information and analytical bulletin. 2021. No. 2-1. P. 77–91 (In Russ.). https://doi.org/10.25018/0236-1493-2021-21-0-77-91.
18. Tupysev M. K. Manifestation of technogenic processes in the creation and operation of underground gas storage facilities // Actual problems of oil and gas. 2021. Iss. 1(32). P. 70–75 (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art6.

Информация об авторе: Михаил Константинович Тупысев, кандидат технических наук, старший научный сотрудник

Information about the author: Michael K. Tupysev, candidate of technical sciences, senior researcher

Статья поступила в редакцию 21.02.2023; одобрена после рецензирования 03.03.2023; принята к публикации 06.03.2023.
The article was submitted 21.02.2023; approved after reviewing 03.03.2023; accepted for publication 06.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 42–49

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-42-49
EDN: HUISUZ

ПРИРОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Антонина Васильевна Ступакова[1],
Михаил Юрьевич Карпушин[2],
Анна Вадимовна Корзун[3]
[1, 2, 3]Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Москва, Россия
[1]a.stoupakova@oilmsu.ru,
[2]m.karpushin@oilmsu.ru,
[3]a.korzun@oilmsu.ru

Аннотация. В условиях современной тенденции, ориентированной на низкоуглеродную энергетику, встает вопрос утилизации CO_2. В настоящее время существует множество проектов по захоронению CO_2 по всему миру, но каждый проект имеет свою индивидуальность. Природные объекты необходимо искать в зонах наибольшей концентрации производств с выбросами CO_2. В статье рассмотрены особенности захоронения CO_2 в геологические природные резервуары и принципы удерживания углекислого газа в них. Выбор природного резервуара, разработка технологии его идентификации и критерии обоснования имеют ключевое значение для экологически стабильного хранения и захоронения углекислого газа. Для каждого типа природного объекта должны быть созданы модели, иллюстрирующие процессы в динамике, их взаимодействие и результат.

Ключевые слова: природные резервуары, захоронение, хранение, углекислый газ, декарбонизация, подземные хранилища газа

Для цитирования: Ступакова А. В., Карпушин М. Ю., Корзун А. В. Природные объекты для хранения и захоронения углекислого газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 42–49. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-42-49. EDN: HUISUZ.

© Ступакова А. В., Карпушин М. Ю., Корзун А. В., 2023

© Stupakova A. V., Karpushin M. Yu., Korzun A. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):42-49

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-42-49
EDN: HUISUZ

NATURAL OBJECTS FOR THE STORAGE AND DISPOSAL OF CARBON DIOXIDE

Antonina V. Stupakova[1],
Mikhail Yu. Karpushin[2],
Anna V. Korzun[3]
[1, 2, 3]Lomonosov Moscow state university, Moscow, Russia
[1]a.stoupakova@oilmsu.ru,
[2]m.karpushin@oilmsu.ru,
[3]a.korzun@oilmsu.ru

Abstract. In the context of the current trend focused on low-carbon energy, the question arises with the utilization of CO_2. There are currently many CO_2 storage projects around the world, but each project has its own personality. Natural objects should be looked for in the areas of the highest concentration of industries with CO_2 emissions. The article discusses the features of CO_2 burial in geological natural reservoirs and the principles of carbon dioxide retention in them. The choice of a natural reservoir, the development of a technology for its identification and justification criteria are of key importance for the environmentally sustainable storage and disposal of carbon dioxide. For each type of natural object, models should be created that illustrate the processes in dynamics, their interaction and result

Keywords: natural reservoirs, burial, storage, carbon dioxide, decarbonization, underground gas storage

For citation: Stupakova A. V., Karpushin M. Yu., Korzun A. V. Natural objects for the storage and disposal of carbon dioxide. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):42-49. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-42-49. EDN: HUISUZ.

Введение

В современном мире прослеживается четкая тенденция по переходу мировой экономики на низкоуглеродный путь развития. Базовый экологический потенциал России, богатой лесными массивами и болотами, активно поглощающими CO_2, оставляет этот вопрос открытым. Новые подходы, ориентированные на низкоуглеродную энергетику, заставляют мировое сообщество, включая Россию, адаптироваться к реалиям сегодняшнего дня. Это, в свою очередь, позитивно сказывается на экологии земли. В таких условиях российской экономике приходится адаптироваться к требованиям мировой экономики, где вопросы улавливания, закачки и хранения углекислого газа уже занимают одно из ведущих мест. Технологические вызовы, возникающие в связи с внедрением альтернативных источников энергии, ориентированы на углеродную

нейтральность и должны привести к получению экономической выгоды в совершенно новом виде бизнеса. Данные вопросы делают актуальной разработку технологий декарбонизации экономики, быстрое внедрение которых возможно для совершенствования процессов улавливания, закачки и хранения углекислого газа, а также для использования новых смелых решений безуглеродного ведения бизнеса.

Источники углекислого газа

Основные источники CO_2 – предприятия с большим потреблением энергии, использующие в процессе своей работы высокие температуры.

Такими производствами являются предприятия следующих секторов: энергетики с ее угольными, нефтяными и газовыми электростанциями, предприятия по производству цемента, переработке нефти и газа, черная металлургия, химическая промышленность, где ведется производство аммиака, водорода, метанола, и некоторые другие предприятия, активно работающие на территории Российской Федерации.

В настоящее время в России находится в работе более 100 теплоэлектростанций (ТЭЦ). Большая часть из них работает на природном газе. ТЭЦ, работающие на угле, есть практически повсеместно. Они оправдывают себя более доступным и дешевым видом топлива, который удобен в эксплуатации. Однако следует учитывать, что топливные электростанции, работающие на твердом топливе, вырабатывают большее количество углекислого газа по сравнению с электростанциями, работающими на природном газе.

Другим активным источником углекислого газа являются предприятия по изготовлению цемента.

Нами были собраны и проанализированы данные различных открытых источников: информационно-аналитической платформы MyGeoMap [1], OpenStreetMap [2], EDGAR [3] и других производственных объектов по расположению на территории России и выбросам CO_2. После обработки, структуризации и увязки данных между собой был проведен анализ и построена карта интенсивности выбросов CO_2, представленная на **рисунке 1**.

Рисунок 1 – Карта интенсивности выбросов CO_2 с указанием основных источников

На рисунке видно, что наибольшая интенсивность выбросов CO_2 наблюдается в Центральном, Уральском, Южном, Приволжском и Северо-Кавказском федеральных округах. Такая тенденция объясняется большой концентрацией ТЭЦ, цементных производств, металлообрабатывающих предприятий, нефтеперерабатывающих и газохимических заводов, а также наличием крупных городов. Например, нефтеперерабатывающие заводы находятся, как правило, вблизи рынков сбыта и на большом удалении от месторождений углеводородов. Исключение составляют Волго-Уральский, Северо-Кавказско-Мангышлакский и Прикаспийский

нефтегазоносные бассейны, где добыча углеводородов, переработка и рынки сбыта находятся в непосредственной близости, что отражается на карте интенсивными выбросами CO_2. Месторождения известняка и мергеля, выходящие на поверхность в европейской части России, стимулируют развитие цементных заводов. Вторая зона по выбросам CO_2 находится в Новосибирской, Кемеровской областях и Алтайском крае. В этих регионах также наблюдается большая концентрация различных перерабатывающих производств и ТЭЦ на твердом топливе. Третья зона – Приморский край.

Производство черной металлургии также дает большое количество углекислого газа. География размещения предприятий черной металлургии подчиняется либо виду топлива – черному коксующему углю, либо сырью для черной металлургии – железным рудам. Таким образом, и электростанции, работающие на твердом топливе, и предприятия черной металлургии часто имеют сходную географию размещения вблизи угольных бассейнов. А область размещения месторождений железных руд сосредоточена вблизи горно-складчатых сооружений Урала и Сибири, что соответственно отражается на карте интенсивности выбросов CO_2.

Интересно заметить, что в зонах расположения государственных районных электростанций (ГРЭС) и дизельных электростанций (ДЭС) наблюдаются пониженные выбросы CO_2. Примером может служить Ханты-Мансийский автономный округ, где эксплуатируется более 50 электростанций, работающих в основном на природном газе, при этом повышенной интенсивности выбросов CO_2 не наблюдается. В удаленных районах в большинстве случаев используются ДЭС, где на фоне обширных лесов и болот, активно поглощающих CO_2, количество выбросов сложно оценить.

Все вышеперечисленные предприятия выбрасывают в окружающую среду большое количество антропогенного углекислого газа (более 60 %).

Необходимо отметить, что образующийся при выбросах в атмосферу газ имеет различные физико-химические параметры, содержит различные примеси в разных объемах. Поэтому свойства и объемы антропогенного углекислого газа в разных регионах необходимо учитывать при планировании его транспортировки, хранения или захоронения.

В настоящее время существуют различные решения и технологии улавливания углекислого газа, но основные физические методы улавливания CO_2 связаны с абсорбцией, адсорбцией и мембранными установками.

Природные геологические объекты для хранения и захоронения углекислого газа

Существуют различные варианты утилизации CO_2 [4]. В данной работе рассмотрим природные геологические объекты как основное хранилище. Под природным объектом понимается естественная геологическая система, способная удерживать углекислый газ и хранить его в стабильном состоянии достаточно длительное время. Такие природные объекты часто называют природными резервуарами для хранения или захоронениями углекислого газа. Отличие хранения от захоронения заключается в технической возможности извлечения углекислого газа обратно из природного объекта при необходимости. Нужно отметить, что разные природные резервуары, в зависимости от их свойств, отличаются характеристиками отдачи или хранения углекислого газа. Некоторые резервуары поглощают углекислый газ без последующей его отдачи, то есть захоранивают его.

Углекислый газ имеет определенные характеристики фазового перехода из газа в жидкость при наступлении соответствующих термобарических условий. Этот фактор тоже необходимо учитывать при выборе природного объекта, особенно нужно обращать внимание на глубины его залегания. При температуре больше 31,6 °C и давлении, превышающем 7,39 МПа, CO_2 находится в сверхкритическом состоянии и проявляет свойства как жидкости (плотность), так и газа (вязкость). Обычно в пластах с глубиной залегания более 1000 м CO_2 находится в сверхкритическом состоянии, а выше из-за сниженного пластового давления вещество может находиться и в газообразном состоянии [5].

Выбор объектов под хранение или захоронение углекислого газа зависит от задач развития индустрии данного региона и от геологических условий. В качестве природного резервуара чаще всего выступают истощенные коллекторы нефтяных и газовых месторождений, где закачка углекислого газа помогает увеличить коэффициент извлечения углеводородов из природного резервуара. Также природными резервуарами для хранения углекислого газа могут выступать водоносные горизонты, соляные пласты осадочных бассейнов, где широко развиты процессы солеобразования. Для захоронения углекислого газа можно использовать магматические и метаморфические породы и угленосные пласты, широко развитые в пределах осадочных толщ на территории Российской Федерации.

В настоящее время существует более 100 проектов в мире [6, 7], где углекислый газ закачивается в природные резервуары. Нами была собрана и проанализирована информация по этим проектам. В результате по материалам MyGeoMap, OSM и глобального института CCS [8] составлена карта основных международных проектов по типам природных объектов, в которые происходит закачка углекислого газа (**рисунок 2**, см. с. 46).

Рисунок 2 – Карта международных проектов по хранению и захоронению углекислого газа в природных резервуарах

Можно разделить проекты по утилизации CO_2 на четыре больших кластера: Северная Америка, Европа, Азия и Австралия. В этих кластерах планируется и реализовано большинство проектов. Это объясняется тем, что изначально добываемый природный газ на месторождениях содержит большой процент CO_2, который необходимо отделять и утилизировать.

Физические способы улавливания углекислого газа в природных объектах имеют различные принципы. Когда речь идет о структурном улавливании, то в большинстве случаев имеются в виду принципы, аналогичные улавливанию углеводородов в ловушке. Для улавливания CO_2, как и для формирования залежей газа и нефти, требуется наличие структурной или литологически экранированной ловушки, наличие породы – коллектора, способного вмещать в себя флюид, и наличие флюидоупора, препятствующего перемещению флюида вверх по разрезу. Поскольку CO_2 в сверхкритическом состоянии тяжелее воды и будет со временем опускаться, то при его хранении в структурных или литологических ловушках рекомендуется соблюдать сверхкритические термобарические условия, чтобы CO_2 оставался в газовой фазе, в противном случае есть риск его миграции.

Другой физический способ удержания углекислого газа – это закачивание газа в пласт под давлением, в результате чего CO_2 вытесняет другой флюид или газ из пор, что обуславливает переход молекул CO_2 в неподвижную фазу в породе-коллекторе и стабильное его состояние. Такое удерживание называется остаточным. Данный метод часто применяют для повышения нефте- или газоотдачи пласта на нефтяных или газовых месторождениях, при этом попутно утилизируя CO_2. В этом случае углекислый газ постепенно вытесняет более легкий природный углеводород вверх по пласту, где расположены добывающие скважины. Таким образом, углекислый газ используется для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента нефте- и газоотдачи на месторождениях углеводородов. Мировой опыт свидетельствует о неплохой изученности данного типа природного объекта. Как видно на рисунке 2, такие проекты расположены в основном в Северной Америке и в Азиатском регионе.

Выработанные месторождения углеводородов или их части, отдельные пласты, уже используются в качестве природного объекта для хранения CO_2. Он закачивается в пласт, будучи растворенным в воде либо непосредственно в газообразном состоянии. Такие проекты реализуются по всему миру, больше всего их наблюдается в Европе. Подают углекислый газ на выработанные месторождения либо по газовым трубопроводам, специально оборудованным для углекислого газа, либо в цистернах по железной дороге или автомо-

бильным транспортом. Основным фактором, усложняющим транспортировку углекислого газа, является его сильная коррозионная активность и, как следствие, высокие технологические требования к применяемым материалам. Для эффективности таких проектов источник углекислого газа и выработанное месторождение должны располагаться недалеко друг от друга. Анализируя расположение интенсивности выбросов CO_2 и расположение нефтегазоносных бассейнов, можно сделать вывод, что объекты для закачки в выработанные месторождения нужно искать в Волго-Уральском, Северо-Кавказско-Мангышлакском нефтегазоносных бассейнах и в северо-западной части Прикаспийского.

Другим природным объектом для хранения углекислого газа являются водоносные горизонты осадочных бассейнов. Вода – подвижная фаза, в которой углекислый газ может растворяться, меняя ее химический состав и физические свойства. По мере увеличения концентрации в воде углекислого газа и повышения термобарических условий вязкость воды увеличивается, что снижает подвижность фазы и меняет химический состав не только воды, но и природного резервуара, ее содержащего. Растворение и осаждение минералов влияет на размер пор, часто сокращая их, вызывает закупоривание трещин и изменение емкостно-фильтрационных параметров породы коллектора. В результате тяжелые рассолы осаждаются в наиболее погруженной части пласта и переходят в стабильное состояние при определенных гидрогеологических условиях. В связи с этим выбор природного объекта для закачки углекислого газа в водоносный горизонт часто связан с наиболее погруженной его частью в пределах гидрогеологического бассейна или его зоны. При таком способе важен не только состав воды и термобарические условия, но и движение вод в бассейне на больших расстояниях. Основным фактором для оценки всех рисков закачки углекислого газа в водоносный пласт является понимание гидрогеологических и геомиграционных процессов, происходящих в пласте. Особую роль среди таких процессов следует уделять изучению деформации породы и изменения ее свойств, вызванных химическими реакциями между минералами, образующими горные породы, и закачиваемым агентом – CO_2.

Эти проекты являются пилотными, и на их примерах изучаются процессы, связанные с взаимодействием углекислого газа с природным углеводородным газом и с породой-коллектором. Одним из первых крупнейших проектов по отделению углекислого газа от углеводородного и закачке его обратно в пласт является месторождение Слейпнер в Норвегии. С платформы Слейпнер отделяемый углекислый газ сразу закачивается в водоносный пласт, расположенный на глубине 1 км под морским дном. Большинство проектов по закачке CO_2 в водные пласты находится в Европе. Как видно из рисунка 2, в последнее время такие проекты набирают популярность и их можно встретить по всему миру.

Хранить углекислый газ можно в подземных пещерах в зоне карстообразования карбонатных и соляных толщ. Часто соляные каверны создают искусственно в толще солеобразования путем контролируемого растворения каменной соли за счет воды, закачиваемой в пласт. В таких кавернах можно хранить нефть, природный газ, сжатый воздух и водород. Наиболее распространен подобный способ хранения в солеродных бассейнах мира с широко развитой соляной тектоникой, результатом которой являются соляные морфогенетические типы отложений, такие как соляные купола, диапиры, соляные подушки и другие формы, связанные с подвижностью соли при повышении давления и температуры (**рисунок 3**).

Соль является одним из лучших флюидоупоров, препятствующих перемещению углеводородных газов. Углекислый газ, как менее подвижный по сравнению с углеводородным, сможет находиться в стабильном состоянии достаточно долго в кавернах соляного штока. А непроницаемая или слабопроницаемая верхняя часть соляного штока, кепрок, является и водонепроницаемой. В основном она сложена гипсом и ангидритом. Проекты по хранению CO_2 в подземных пещерах распространены в Северной Америке и Южной Корее.

Истощенные месторождения нефти и газа, водоносные пласты и соляные каверны позволяют хранить углекислый газ достаточно долго, удерживая его в стабильном состоянии в природном объекте, пока это стабильное состояние не будет нарушено вследствие механических и геолого-гидрогеологических факторов. В случаях отсутствия необходимости извлекать углекислый газ для последующего использования, его можно захоранивать в природных объектах, обладающих низкими емкостно-фильтрационными свойствами, неспособными отдавать

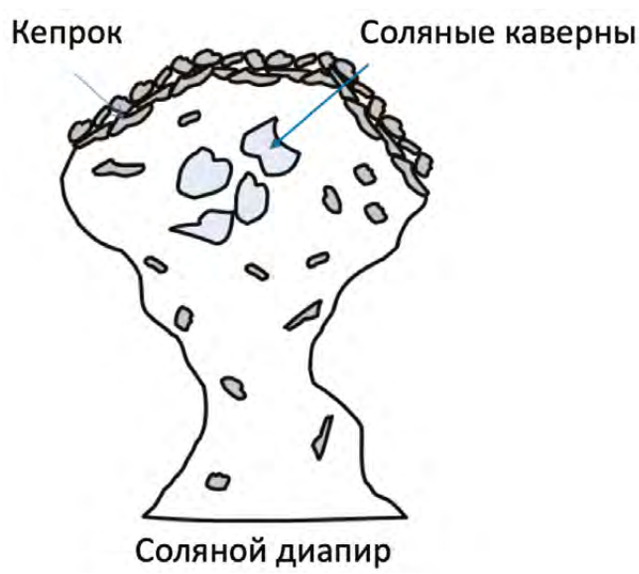


Рисунок 3 – Пример соляного диапира с кавернами и непроницаемой кровлей (кепрок)

жидкие и газовые фазы в больших объемах. К таким природным объектам относятся угольные пласты, магматические и метаморфические породы.

Одним из наиболее интересных с точки зрения захоронения CO_2 природных объектов являются угольные пласты, расположенные как в пределах терригенных осадочных толщ нефтегазоносных бассейнов, так и в пределах угольных бассейнов на разрабатываемых месторождениях. На разрабатываемых угольных месторождениях углекислый газ можно закачивать в пласт для повышения метаноотдачи, так как метан – это более легкий газ и обладает большей подвижностью. При этом углекислый газ замещает абсорбированный метан на поверхности угля, высвобождая его для выхода из угольного плотного коллектора. Вновь абсорбированный углекислый газ хранится в угле. Мировой опыт использует эти свойства угля и углекислого газа, активно применяя технологию во многих угленосных бассейнах мира. Благодаря закачке углекислого газа возможна добыча метана на месторождениях угля и одновременное захоронение углекислого газа на глубинах от первых сотен метров до 2–3 км. Принципиальными факторами, которые влияют на этот процесс, являются свойства угля как природного объекта. К ним относятся типы углей, выделяемые по их зрелости и минеральному составу (зольности), по их структурным особенностям, включая трещиноватость, первичную пористость и проницаемость.

Особенности емкостно-фильтрационных свойств магматических и метаморфических объектов также делают их возможными природными объектами для захоронения углекислого газа. Процессы, которые сформировали их емкостно-фильтрационные свойства, являются в большей степени вторичными. К ним относится взаимодействие минералов, вод и газов в породах на разных этапах их формирования и при больших температурах и давлениях. В результате этих процессов сформировалась новая метаморфическая матрица породы, обладающей крайне низкими емкостно-фильтрационными свойствами. При взаимодействии минералов, слагающих метаморфическую породу, содержащих большое количество таких катионов, как кальций, магний, железо, с углекислым газом образуются карбонаты. То есть газовая фаза углекислого газа переходит в твердую фазу карбонатов, закупоривающих остатки пустот метаморфической породы. Аналогичные процессы происходят и в магматических породах, когда взаимодействие углекислого газа приводит к образованию устойчивых минеральных соединений. Этот способ захоронения углекислого газа является наиболее безопасным, экологически приемлемым и долгосрочным. Факторы, влияющие на процесс, сильно зависят от температуры и давления, состава силикатов, их свойств и геологических условий нахождения.

Геологические критерии природных объектов

Для разработки технологии идентификации и обоснования природных объектов необходима выработка геологических критериев, определяющих возможность закачки и хранения CO_2 в природных объектах. Выбор критериев оценки пригодности природных объектов требует научно-технического подхода и глубоких геологических знаний. При этом каждый природный резервуар должен иметь набор своих критериев для оценки пригодности хранения CO_2.

Выбор природных объектов для хранения CO_2 зависит от многих факторов, среди которых ключевыми являются геологические, гидрогеодинамические, геомиграционные, термодинамические (гидрогеохимические), геомеханические. Все эти факторы должны быть систематизированы под задачи выбора объекта для хранения CO_2 и его рационального использования, том числе и на активно работающих промыслах нефте- и газодобычи, а также на угольных месторождениях.

Для создания технологий безопасного долгосрочного хранения CO_2 в природном объекте необходимо систематизировать все природные объекты, пригодные для захоронения CO_2, и смоделировать протекающие в них процессы. Безопасное долгосрочное хранение CO_2 представляет собой сложную многофункциональную проблему, в которой выделяется ряд взаимосвязанных задач, среди которых следует выделить толщину природного резервуара и его потенциальную емкость, форму и минеральный состав природного объекта и флюида, в нем находящегося, качество флюидоупора. Большую роль играет понимание процессов, происходящих в резервуаре в период взаимодействия углекислого газа, минеральной массы породы и природного флюида в пласте. Эти процессы происходят активно при закачке углекислого газа и меняются при воздействии температуры и давления. Кроме того, многочисленные реакции в пласте происходят с выделением или поглощением тепла, меняя температурный баланс в резервуаре.

Оценка максимальной потенциальной емкости резервуара по CO_2 складывается из структурной емкости ловушки, емкости капиллярного запирания, «химической» емкости (растворение CO_2 в воде и осаждение в виде карбонатных минералов), емкости геомеханической деформации пористой/трещиноватой среды (расширение пор или трещин за счет увеличенного напряжения). Емкость ограничена максимальным повышением давления в пласте, при котором не будет происходить образования новых трещин в покрышке и наведенных землетрясений. Данное давление ограничено также давлением прорыва газа в покрышке.

Важным фактором является оценка приемистости пласта по отношению к CO_2. Данная проблема может быть решена при выработке операционной стратегии, например: выбор резервуара с достаточной проницаемостью пород, использование горизонтальных скважин и последовательное изменение расположения точек закачки.

Основные риски связаны с возможной утечкой CO_2 через скважины, разрывные нарушения или в периферийные водоносные горизонты. При обосновании захоронения такие утечки должны быть оценены и сопоставлены с нормативными значениями, которые также предстоит обосновать в будущем.

Заключение

Проведенный нами анализ показывает, что выбор местоположения природного резервуара зависит от интенсивности выбросов CO_2 по региону, а разработка технологии его идентификации и критерии обоснования имеют ключевое значение для экологически стабильного хранения и захоронения углекислого газа. Для каждого типа природного объекта должны быть созданы модели, иллюстрирующие процессы в динамике, их взаимодействие и результат. Понимание геологической среды, в которой находится природный объект, его генезис, свойства, качественные и количественные характеристики должны быть основой для типизации природных объектов, способных обеспечить долгосрочное, стабильное и экологически чистое хранение углекислого газа.

Список источников

1. Информационно-аналитическая платформа MyGeoMap. URL: https://mygeomap.ru.
2. Проект OpenStreetMap (OSM). URL: openstreetmap.org.
3. EDGAR – Emissions Database for Global Atmospheric Research. URL: https://edgar.jrc.ec.europa.eu.
4. Геологическое хранение CO_2 в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики. United Nations, 2021. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-04/Geologic%20CO2%20storage%20report_final_RU.pdf.
5. Тудвачев А. В., Тихомиров В. В. Аналитические и численные расчеты растворения CO_2 в подземных водах северо-ставропольского ПХГ в случае его возможного захоронения // Вестник СПбГУ. Науки о Земле. 2016. Вып. 4. С. 37–52.
6. Галикеев Р. М., Анурьев Д. А., Харитонова Т. А. Перспективы использования CO_2 на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. 2020. № 4. С. 15–28.
7. Хан С. А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа // Георесурсы. № 4(36). 2010. С. 55–62.
8. Глобальный институт CCS (Global CCS Institute). URL: https://www.globalccsinstitute.com.

References

1. Information and analytical platform MyGeoMap. URL: https://mygeomap.ru.
2. OpenStreetMap (OSM) project. URL: openstreetmap.org.
3. EDGAR – Emissions Database for Global Atmospheric Research. URL: https://edgar.jrc.ec.europa.eu.
4. Geological CO_2 Storage in Eastern Europe, Caucasus and Central Asia: Initial Potential and Policy Analysis. United Nations, 2021. (In Russ.). URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-04/Geologic%20CO2%20storage%20report_final_RU.pdf.
5. Tudvachev A. V., Tikhomirov V. V. Analytical and numerical calculations of CO_2 dissolution in the underground waters of the Severo-Stavropol UGS facility in case of its possible disposal // Bulletin of St. Petersburg State University. Earth sciences. 2016. Vol. 4. P. 37–52 (In Russ.).
6. Anuriev D. A., Kharitonova T. A. Prospects for the use CO_2 in oil and Gas Fields in Western Siberia // Science. Innovations. Technologies. 2020. No. 4. P. 15–28 (In Russ.).
7. Khan S. A. The analysis of world projects on catching and a burial place of carbonic gas // Georesources. 2010. No. 4(36). P. 55–62 (In Russ.).
8. Global CCS Institute. URL: https://www.globalccsinstitute.com.

Информация об авторах: **Антонина Васильевна Ступакова**, доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, **Михаил Юрьевич Карпушин**, ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, **Анна Вадимовна Корзун**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры гидрогеологии

Information about the authors: **Antonina V. Stupakova**, doctor of geological and mineralogical sciences, head of the petroleum geology department, **Mikhail Yu. Karpushin**, leading specialist of the petroleum geology department, **Anna V. Korzun**, candidate of geological and mineralogical sciences, assistant professor of the department of hydrogeology

Статья поступила в редакцию 10.02.2023; одобрена после рецензирования 03.03.2023; принята к публикации 06.03.2023.
The article was submitted 10.02.2023; approved after reviewing 03.03.2023; accepted for publication 06.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 50–54

Научная статья
УДК 621.6.028+662.767.2
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-50-54
EDN: MLFTON

ВОЗМОЖНЫЕ РИСКИ КОРРОЗИЙНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОД-МЕТАНОВЫХ СМЕСЕЙ

Лейла Азретовна Абукова[1], Елисавета Александровна Сафарова[2], Дина Сергеевна Филиппова[3], Виктор Иванович Лесин[4]
[1, 2, 3, 4]Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
[1]abukova@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0002-8984-7907
[2]safarova@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0002-6137-0844
[3]filippovads@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0003-4164-4868
[4]lesinvictor@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-3836-6900

Аннотация. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденная 5 августа 2021 года, актуализирует необходимость научно-технического обоснования отечественных технологий хранения водорода. ПАО «Газпром» рассматривает производство водорода и в виде водород-метановых смесей как одно из приоритетных направлений своего бизнеса, что невозможно без создания инфраструктуры хранения водорода. С учетом прогнозируемых масштабов производства водорода эта задача может быть решена посредством оценки возможности использования существующих в стране подземных хранилищ метана под гибридное хранение газовых смесей. Однако такое технологическое решение требует объективной оценки рисков возникновения физико-химических процессов, обуславливающих риск потери водорода и коррозии оборудования подземных хранилищ газа. В рамках данной статьи описаны результаты научных исследований, направленных на оценку потенциальной возможности подземного гибридного хранения водорода совместно с метаном в водоносных горизонтах и истощенных месторождениях углеводородов.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, водород, водород-метановые смеси, коррозия, сульфатредукция

Благодарности: статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа» (№ 122022800276-2) и отражает исключительно мнение авторов по выявленным в процессе исследования проблемам.

Для цитирования: Абукова Л. А., Сафарова Е. А., Филиппова Д. С., Лесин В. И. Возможные риски коррозийных эффектов на объектах хранения водород-метановых смесей // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 50–54. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-50-54. EDN: MLFTON.

© Абукова Л. А., Сафарова Е. А., Филиппова Д. С., Лесин В. И., 2023

© Abukova L. A., Safarova E. A., Filippova D. S., Lesin V. I., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):50-54

Original article
UDC 621.6.028+662.767.2
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-50-54
EDN: MLFTON

POSSIBLE RISKS CORROSION EFFECTS AT HYDROGEN-METHANE MIXTURE STORAGE FACILITIES

Leyla A. Abukova[1], Elisaveta A. Safarova[2], Dina S. Filippova[3], Victor I. Lesin[4]
[1, 2, 3, 4]Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
[1]abukova@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0002-8984-7907
[2]safarova@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0002-6137-0844
[3]filippovads@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0003-4164-4868
[4]lesinvictor@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-3836-6900

Abstract. The concept for the development of hydrogen energy in the Russian Federation, approved on August 5, 2021, actualizes the need for scientific and technical justification of domestic hydrogen storage technologies. PJSC «Gazprom» considers the production of hydrogen in the form of hydrogen-methane mixtures as one of the priority areas of its business, which is impossible without creating a hydrogen storage infrastructure. Given the predicted scale of hydrogen production, this problem can be solved, taking into account the possibility of using the existing underground methane storage facilities in the country for hybrid storage of gas mixtures. However, such a technological solution requires an objective assessment of the risks of physical and chemical processes that cause the risk of hydrogen loss and corrosion of underground gas storage equipment. This article describes the results of scientific research aimed at assessing the potential for underground hybrid storage of hydrogen together with methane in aquifers and depleted hydrocarbon deposits.

Keywords: underground gas storage, hydrogen, hydrogen-methane mixtures, corrosion, sulfate reduction

Acknowledgments: The article was prepared as part of the state assignment on the topic: “Scientific substantiation of the influence of hydrochemical and microbiological processes on the development of corrosion phenomena in the presence of hydrogen and methane in a wide range of concentrations in geological objects of various types” (№ 122022800276-2) and reflects solely the opinion of the authors on the problems identified in the course of the research.

For citation: Abukova L. A., Safarova E. A., Filippova D. S., Lesin V. I. Possible risks corrosion effects at hydrogen-methane mixture storage facilities. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):50-54. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-50-54. EDN: MLFTON.

Введение

В мире нарастает интерес к водороду как экологически чистому виду топлива. К 2030 году прогнозируется двойной прирост объемов произведенного водорода, что повышает необходимость научно-технического обоснования использования существующей системы подземных хранилищ газа (ПХГ) для размещения в них водород-метановых смесей [1].

Известно немало примеров эффективного хранения водорода в природных подземных резервуарах, однако возможные риски его совместного хранения с метаном пока не уточнены.

Научные основы подземного хранения водорода совместно с метаном находятся на начальном этапе разработки, практический опыт весьма ограничен. Рассматриваются варианты совместного хранения водорода с метаном в водоносных пластах, отработанных нефтегазовых месторождениях (преимущественно в терригенных коллекторах) и соленосных кавернах. Гибридный формат подземного хранения водорода совместно с метаном имеет ряд геомеханических, гидрохимических и микробиологических отличий в сравнении с условиями хранения чистого метана и связан с риском активации микробиологических и абиотических процессов, приводящих к снижению объемов хранящегося водорода, его диффузионным потерям, поражению скважинного оборудования за счет коррозийных явлений.

Общеизвестно, что развитие коррозийных эффектов на объектах хранения газа является причиной возможных аварийных ситуаций и требует дополнительных экономических вложений. Компонентный состав закачиваемого газа влияет на тип и степень проявления коррозии. Важным агентом коррозии является микробиологическая деятельность. В коррозионных процессах преимущественно принимают участие следующие основные группы микроорганизмов: сульфатредуцирующие бактерии, тионовые бактерии (серобактерии), железобактерии. Действие на металл сульфатредуцирующих бактерий является одним из главных факторов биокоррозии.

К особым условиям протекания коррозийных процессов, вызванных микроорганизмами, относятся: возможность существования без использования органических веществ из среды обитания; адсорбция на поверхности металлических конструкций; жизнеспособность в экстремальных условиях среды (при высоком давлении – более 40 МПа и температуре – свыше 100 °С), в том числе на больших глубинах (сульфатредукторы обнаружены в нефтяных пластах в широком интервале глубин), в широком диапазоне pH (от 1 до 10), высокоминерализованных водах [2–4].

Результаты исследований

Исследованиями последних лет (2019–2022) проведен гидрогеохимический анализ условий хранения метана на ряде ПХГ. Химический состав и величина минерализации вод вполне соответствуют литофациальным условиям их формирования. Мониторинг гидрохимических условий выявил некоторые особенности, которые могут иметь значение в случае хранения на этих объектах водород-метановых смесей. Так, обращает на себя внимание связь низких величин pH среды с распространением сульфатно-натриевых и хлоридно-магниевых вод. При этом в области низких значений pH выявляется достаточно четкая корреляция значений этого параметра с совокупным содержанием органических кислот (**рисунок 1**).

Такая связь, в частности, может быть объяснена на основании способности органических веществ образовывать прочные связи с ионами магния. Однонаправленность повышения поддержания сульфат-ионов и органических кислот находит интерпретацию с позиций микробиологических процессов.

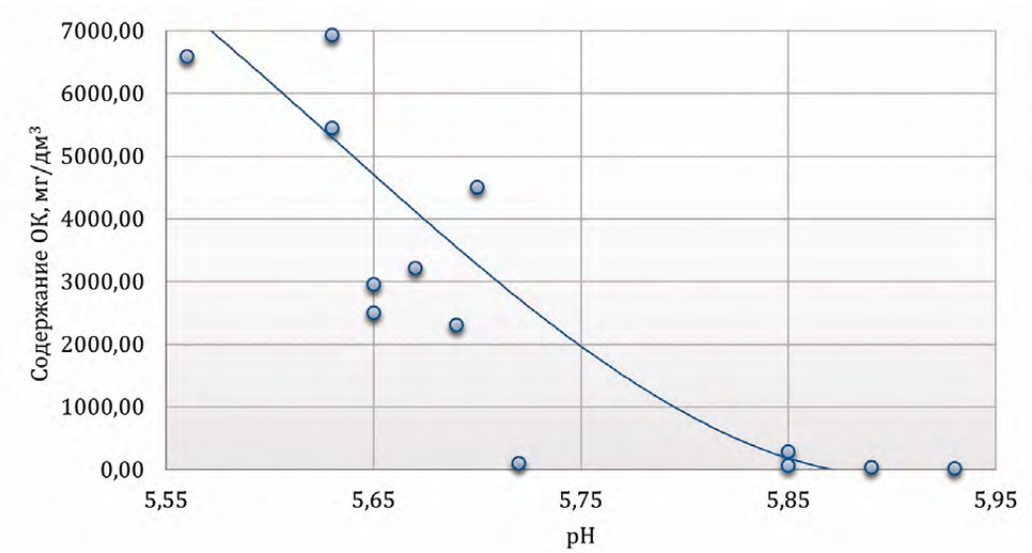


Рисунок 1 – Динамика накопления органических кислот в зависимости от показателя pH среды

Микробиологический анализ на объектах исследований позволил выявить в составе подземных вод более 100 родов бактерий и архей, потенциально способных использовать молекулярный водород в энергетическом метаболизме как в анаэробных условиях, так и аэробно [5]. Уксусная кислота и другие летучие органические кислоты, присутствующие в пластовой воде ПХГ, а также метанол, закачиваемый в подземные горизонты для снижения гидратообразования, могут служить субстратами как для аэробных, так и для анаэробных микроорганизмов (метаногены, сульфатредукторы). Также важно отметить, что методом высокопроизводительного секвенирования V3 региона гена 16S рРНК определена представительность микробиологического сообщества в отобранных пробах пластовых вод с преобладанием сульфатредуцирующих микроорганизмов, способных восстанавливать сульфат до сульфида. Это дало возможность проведения ряда экспериментов, направленных на моделирование совместного хранения метана с водородом и выявления сопутствующих гидрохимических эффектов, прежде всего коррозийных.

Таким образом, формируется связь: ацетогены (как разновидность бродильщиков) производят органические кислоты → органические кислоты служат пищевой средой для сульфатредукторов и метаногенов. Эта связь может быть поддержана и дополнительным участием водорода как источника питания. Так, последними исследованиями на примере микробных популяций из ПХГ экспериментально подтверждено, что добавление молекулярного водорода в изолированные пробы пластовых вод стимулирует рост сульфатвосстанавливающих бактерий, усиливая этим процессы биогенной коррозии оборудования.

Следующий важный аспект возникновения коррозийных эффектов при совместном хранении водорода и метана касается геохимической активности поровых вод глинистых отложений.

Нужно отметить, что микробиологические процессы развиваются в поровых водах значительно активнее, чем в свободных водах. Об этом говорят наблюдения томских специалистов, которые на основании большого объема экспериментов установили, что в поровых водах скорости бактериального выщелачивания минеральных компонентов в 5–10 раз превышают развитие физико-химических процессов [3]. Нами на примере глинистых пород, отобранных с Кубанской сверхглубокой скважины СГ-12000 (интервал от 1200 до 1300 м), выполнен ряд модельных экспериментов. Они показали, что поровые воды исследуемых глин недонасыщены гипсом, ангидритом, бассанитом при том, что фиксируется вынос серы из пород. В опытных образцах глинистых пород начальное содержание SO_3 составляет 1,58 масс. %, но по мере увеличения внешних циклических нагрузок в породе осталось лишь 1,16 масс. % SO_3. В поровых водах, выделенных из глинистых пород, содержание SO_4^{2-} не компенсировалось потерями серы в породе, наоборот, даже снизилось с 0,62 до 0,29 г/дм^3. Это свидетельствует о том, что выпадение сульфатных солей кальция из раствора для данной системы нехарактерно. Сложившаяся геохимическая ситуация, вероятнее всего, также связана с проявлением микробиологических процессов сульфатредукции. Поровые воды становятся агрессивными по отношению к вмещающим породам.

Восстановление сульфатов происходит по классической схеме сульфатредукции с участием органических веществ и жизнедеятельности микроорганизмов:

$$SO_4^{2-} + 2C_{орг} \rightarrow S^{2-} + 2CO_2.$$

В присутствии водорода, используемого микроорганизмами в качестве энергетического материала, процесс сульфатредукции идет по такой схеме:

$$SO_4^{2-} + 4H_2 \rightarrow S^{2-} + 2CO_2.$$

Конечным результатом этих процессов являются восстановленные формы серы и углекислоты. Такие реакции сопровождаются осаждением нерастворимых осадков – сульфидов металлов, например сульфида железа.

Впоследствии сульфид железа может подвергаться окислению как абиотическим путем, так и посредством аэробных бактерий. Известно, что процесс кооперативного взаимодействия бактерий с сульфидными минералами путем их окисления реализуется по законам электрохимической коррозии и зависит в первую очередь от минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Важно отметить, что скорость протекания окислительно-восстановительных органических реакций (например, восстановление сульфата и образование ацетата) протекает медленнее в кислых водных горизонтах и истощенных резервуарах УВ, где преобладают условия высокой солености [6]. Такие условия присутствуют на ПХГ, расположенных в пределах Московского гидрогеологического бассейна, о чем шла речь выше.

Исследования в области электрохимического катализа показывают, что приобретение переходными металлами, к каким относится и сера, электрических потенциалов в диапазоне значений $\approx +/-1$ В позволяет осуществлять реакции присоединения молекулярного водорода к органическим и минеральным соединениям [7, 8]. К таким происходящим в водной среде химическим реакциям с присутствующими в ней органическими соединениями относятся, в частности, ведущие к потерям водорода процессы присоединения водорода к двойным C=C связям, крекингу с образованием таких газов, как сероводород, и т. д. Электрические поля в диапазоне нескольких сотен милливольт, индуцируемые давлением жидкости, как показано в работе [9], позволяют осуществлять катализ реакций с адсорбированными на поверхности органическими веществами. Присутствие в составе горных пород кварца создает условия для присоединения водорода к остаточным органическим веществам при колебаниях давления, вызываемых в ходе эксплуатации газового хранилища.

Заключение

Накопительные культуры сульфатредуцирующих бактерий, полученные из пластовых вод ПХГ, расположенных в пределах Московского гидрогеологического бассейна, способны вызывать коррозию металла. Объемы накопления сульфидов железа зависят от концентрации в подземных водах сульфат-ионов и органических кислот. Подобные процессы идут не только в пластовых, но и в поровых водах. Процессы сульфатредукции будут усилены, если вместе с метаном в подземных резервуарах будет храниться водород.

Последующее окисление сульфидов металлов представляет собой электрохимический процесс, который способен приводить к отложениям чистой серы на подземных инженерных сооружениях ПХГ.

Список источников

1. Якубсон К. И. Перспективы использования водорода в различных отраслях мировой экономики как одно из направлений ее декарбонизации (обзор) // Журнал прикладной химии. 2022. Т. 95. № 3. С. 275–311. https://doi.org/10.31857/S004446182203001X.
2. Барсук Н. Е., Хайдина М. П., Хан С. А. «Зеленый» газ в газотранспортной системе Европы // Газовая промышленность. 2018. № 10(775). С. 104–109.
3. Тарасов А. Л., Борзенков И. А., Черных Н. А., Беляев С. С. Выделение и изучение анаэробных микроорганизмов, участвующих в трансформации метанола в подземном хранилище газа // Микробиология. 2011. Т. 80. № 2. С. 184–191.
4. Иванова А. Е., Борзенков И. А., Тарасов А. Л., Милехина Е. И., Беляев С. С. Микробиологические исследования на объектах подземного газового хранилища в процессе отбора газа // Микробиология. 2007. Т. 76. № 4. С. 524–532.
5. Назина Т. Н., Абукова Л. А., Турова Т. П., Бабич Т. Л., Биджиева С. Х., Филиппова Д. С., Сафарова Е. А. Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // Микробиология. 2021. Т. 90. № 5. С. 589–600. https://doi.org/10.31857/S002636562105013X. EDN: CVMXTZ.
6. Биология экстремофильных микроорганизмов: электронный учебно-методический комплекс для специальностей: 1-31 80 01 «Биология», 1-31 80 12 «Микробиология». БГУ, биологический факультет, каф. микробиологии / сост. В. Е. Мямин. Минск: БГУ, 2022. 72 с.
7. Orudzhev F., Sobola D., Ramazanov S., et al. / et Piezo-Enhanced Photocatalytic Activity of the Electrospun Fibrous Magnetic PVDF/BiFeO3 Membrane.Polymers. 2023, 15, 246. https://doi.org/10.3390/polym15010246.
8. Бункин Н. Ф., Шкирин А. В. Исследование бабстонно-кластерной структуры воды и водных растворов электролитов методами лазерной диагностики // Труды института общей физики им. А. М. Прохорова. 2013. Т. 69. С. 3–57.
9. Лесин В. И. Физико-химическая модель изменения нефтевытесняющих свойств воды после ее магнитной обработки // Нефтепромысловое дело. 2001. № 3. С. 15–17. ISSN 0207-2351.

References

1. Yakubson K. I. Prospects for the use of hydrogen in various sectors of the world economy as one of the directions of its decarbonization (review) // Journal of Applied Chemistry. 2022. V. 95. No. 3. P. 275–311 (In Russ.). https://doi.org/10.31857/S004446182203001X.
2. Barsuk N. E., Haydina M. P., Khan S. A. “Green” gas in the European gas transportation system // Gas industry. 2018. No. 10(775). P. 104–109 (In Russ.).
3. Tarasov A. L., Borzenkov I. A., Chernykh N. A., Belyaev S. S. Isolation and study of anaerobic microorganisms involved in the transformation of methanol in underground gas storage // Microbiology. 2011. Vol. 80. No. 2. P. 184–191 (In Russ.).
4. Ivanova A. E., Borzenkov I. A., Tarasov A. L., Milekhina E. I., Belyaev S. S. Microbiological studies at underground gas storage facilities in the process of gas extraction // Microbiology. 2007. Vol. 76. No. 4. P. 524–532 (In Russ.).
5. Nazina T. N., Abukova L. A., Turova T. P., Babich T. L., Bidzhieva S. Kh., Filippova D. S., Safarova E. A. Microbial diversity and possible activity in aquifers of underground gas storages // Microbiology. 2021. Vol. 90. No. 5. P. 589–600 (In Russ.). https://doi.org/10.31857/S002636562105013X. EDN: CVMXTZ.
6. Biology of extremophilic microorganisms: an electronic educational and methodical complex for specialties: 1-31 80 01 “Biology”, 1-31 80 12 “Microbiology”. BSU, Faculty of Biology, Dept. microbiology / comp. V. E. Myamin. Minsk: BSU, 2022. 72 p. (In Russ.).
7. Orudzhev F., Sobola D., Ramazanov S., et al. / et Piezo-Enhanced Photocatalytic Activity of the Electrospun Fibrous Magnetic PVDF/BiFeO3 Membrane.Polymers. 2023, 15, 246. https://doi.org/10.3390/polym15010246.
8. Bunkin N. F., Shkirin A. V. Study of the bubston-cluster structure of water and aqueous solutions of electrolytes by laser diagnostic methods // Proceedings of the Institute of General Physics of A. M. Prokhorov. 2013. Vol. 69. P. 3–57 (In Russ.).
9. Lesin V. I. Physico-chemical model of changes in the oil-displacing properties of water after its magnetic treatment // Oilfield business. 2001. No. 3. P. 15–17 (In Russ.). ISSN 0207-2351.

Информация об авторах: **Лейла Азретовна Абукова**, доктор геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией нефтегазовой геофлюидодинамики, **Елисавета Александровна Сафарова,** научный сотрудник лаборатории нефтегазовой геофлюидодинамики, **Дина Сергеевна Филиппова**, научный сотрудник лаборатории нефтегазовой геофлюидодинамики, **Виктор Иванович Лесин**, кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики и физико-химии пласта

Information about the authors: **Leyla A. Abukova**, doctor of sciences in geology and mineralogy, head of the laboratory of oil and gas geofluid dynamics, **Elisaveta A. Safarova**, researcher of the laboratory of oil and gas geofluid dynamics, **Dina S. Filippova**, researcher of the laboratory of oil and gas geofluid dynamics, **Victor I. Lesin**, candidate of science in physics and mathematics, leading researcher of the laboratory of oil and gas mechanics and physical chemistry of the formation

Статья поступила в редакцию 17.01.2023; одобрена после рецензирования 01.03.2023; принята к публикации 03.03.2023.
The article was submitted 17.01.2023; approved after reviewing 01.03.2023; accepted for publication 03.03.2023.

Международные научно-технические конференции и семинары ПАО «Газпром», организуемые в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2023 г.

II квартал

IX Международная научно-техническая конференция
«Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (ГТС-2023)
03–07 апреля 2023 г.

IV Научно-практический семинар
«Организация и проведение подводно-технических работ на морских объектах добычи и транспорта ПАО «Газпром»
12–13 апреля 2023 г.

XI Молодежная международная научно-практическая конференция **«Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность»**
17–21 апреля 2023 г.

IX Международная научно-техническая конференция
«Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ОМНР-2023)
16–18 мая 2023 г.

IV Международная научно-практическая конференция и выставка **«ГАЗОХИМИЯ-2023»**
25–26 мая 2023 г.

III Международная научно-практическая конференция
«Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности» (ИнноТек-2023)
Конференция посвящена 75-летию ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
02 июня 2023 г.

Подробная информация о каждом мероприятии доступна на сайте ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в разделе «Конференции»: https://vniigaz.gazprom.ru/events/2023

Тел.: +7 (498) 657-42-05
Факс: +7 (498) 657-96-05
E-mail: events@vniigaz.gazprom.ru
Сайт: https://vniigaz.gazprom.ru

При поддержке

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 56–65

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-56-65
EDN: MMFQBK

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ СЕТКИ МОДЕЛИ С НАЛИЧИЕМ ЯРКО ВЫРАЖЕННОЙ СЛОИСТОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ НА ЗОНУ СМЕШЕНИЯ «ПРИРОДНЫЙ ГАЗ – СВЕРХКРИТИЧЕСКИЙ CO_2»

Кристина Валерьевна Дорохина
Евразийская патентная организация, Москва, Россия
KDorokhina@eapo.org

Аннотация. Одной из приоритетных задач является захоронение диоксида углерода в геологические структуры. Захоранивать CO_2 можно в существующие истощенные месторождения для повышения флюидоотдачи и подземные хранилища газа с целью частичного замещения буферного объема природного газа. Настоящая статья посвящена моделированию распространения фронта CO_2, находящегося в сверхкритическом агрегатном состоянии, по пласту-коллектору, насыщенному природным газом. Выявлены факторы, влияющие на точность прогнозных расчетов прорыва CO_2 в зону эксплуатационного фонда скважин.

Ключевые слова: диоксид углерода, модель, концентрация, плотность, вязкость, подземное хранение газа

Для цитирования: Дорохина К. В. Оценка влияния параметров сетки модели с наличием ярко выраженной слоистой неоднородности геологической структуры на зону смешения «природный газ – сверхкритический CO_2» // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 56–65. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-56-65. EDN: MMFQBK.

© Дорохина К. В., 2023

© Dorokhina K. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):56-65

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-56-65
EDN: MMFQBK

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF THE MODEL GRID PARAMETERS WITH THE PRESENCE OF PRONOUNCED LAYERED HETEROGENEITY OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE ON THE MIXING ZONE "NATURAL GAS – SUPERCRITICAL CO_2"

Kristina V. Dorokhina
Eurasian patent organization, Moscow, Russia
KDorokhina@eapo.org

Abstract. One of the priority tasks is the burial of carbon dioxide in geological structures. It is possible to bury CO_2 in existing depleted deposits to increase fluid recovery and underground gas storage facilities in order to partially replace the excess volume of natural gas. This article is devoted to modeling the propagation of a CO_2 front in a supercritical aggregate state through a reservoir saturated with natural gas. The factors influencing the accuracy of the forecast calculations of the CO_2 breakthrough into the zone of the operational fund of wells are revealed.

Keywords: carbon dioxide, model, concentration, density, viscosity, underground gas storage

For citation: Dorokhina K.V. Evaluation of the influence of the model grid parameters with the presence of pronounced layered heterogeneity of the geological structure on the mixing zone "natural gas – supercritical CO_2". Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):56-65. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-56-65. EDN: MMFQBK.

Введение

Сегодня в мире существует множество проектов по захоронению CO_2 в геологических структурах [1]. При захоронении CO_2 в истощенных газовых месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ) возможно увеличить коэффициент газоотдачи объектов добычи и частично заместить буферный объем природного газа в ПХГ соответственно. В работе [2] показано, как неуглеводородные смеси, основным компонентом которых является CO_2, влияют на химический состав и прочностные свойства цементного камня крепи эксплуатационных скважин ПХГ в термобарических условиях, приближенных к пластовым, в случае прорыва неуглеводородной смеси в зону эксплуатационного фонда скважин. Для минимизации рисков прорыва CO_2 в работах [3, 4, 5, 6] доказано, что закачку диоксида углерода в пласт геологической структуры необходимо вести в сверхкритическом агрегатном состоянии, поскольку при его смешении с природным газом образуется наименьшая зона смешения «природный газ – сверхкритический CO_2».

При эксплуатации объектов добычи и ПХГ необходимо исключить возможность прорыва CO_2 в зону эксплуатационного фонда скважин, как при создании ПХГ Сэн-Клер-Сюр-Эпт с комбинированным объемом буферного газа (смесь неуглеводородных газов с метаном) французской компании «Газ де Франс» [7]. В настоящее время данную задачу можно решить с помощью 3D-моделирования, позволяющего численно про-

гнозировать эксплуатацию объектов добычи и ПХГ с учетом закачки сверхкритического CO_2. Таким образом, необходимо оценить влияние выбора параметров сетки гидродинамической модели и наличия ярко выраженной слоистой неоднородности с включениями высокопроницаемых и непроницаемых пропластков на зону смешения «природный газ – сверхкритический CO_2».

Объекты исследования

Вариант 1. Было исследовано влияние дискретизации размера ячеек сетки на зону смешения «природный газ – сверхкритический CO_2» при однородных ФЕС пласта-коллектора для исключения их влияния на исследуемый процесс.

Критерием выбора объекта подземного хранения газа являются пластовое давление и температура пласта, при которых CO_2 будет находиться в сверхкритическом состоянии. Объект представляет собой однородный пласт со следующими основными параметрами: пластовая температура – 33 °С, пластовое давление – 10 МПа, проницаемость пласта – 350 мД, пористость пласта – 25 %. Длина оси X = 200 м, Y = 200 м, Z = 20 м.

Было смоделировано несколько вариантов закачки сверхкритического CO_2 (30 суток):

- количество ячеек по X = 100 шт., Y = 100 шт., Z = 20 шт.;
- количество ячеек по X = 50 шт., Y = 50 шт., Z = 10 шт.;
- количество ячеек по X = 25 шт., Y = 25 шт., Z = 5 шт.;
- количество ячеек по X = 100 шт., Y = 100 шт., Z = 20 шт., поворот осей X, Y, Z на 30 °;
- количество ячеек по X = 100 шт., Y = 100 шт., Z = 20 шт., поворот осей X, Y, Z на 45 °;
- количество ячеек по X = 100 шт., Y = 100 шт., Z = 20 шт., локальное измельчение сетки в области зоны смешения «природный газ – сверхкритический CO_2».

Вариант 2. Для оценки влияния эффекта upscaling модели на переходную зону «природный газ – сверхкритический CO_2» необходимо создать куб с высокой слоистой неоднородностью по проницаемости и наличием непроницаемых пропластков. Объект представляет собой неоднородный пласт по проницаемости со следующими основными параметрами: пластовая температура – 33 °С, пластовое давление – 10 МПа, средняя проницаемость пласта – 350 мД с наличием высокопроницаемых и непроницаемых пропластков, средняя пористость пласта – 25 %. Длина оси X = 200 м, Y = 200 м, Z = 20 м. Проницаемость по оси X равна проницаемости по оси Y.

Было смоделировано несколько вариантов закачки сверхкритического CO_2 (30 суток):

- количество ячеек по X = 100 шт., Y = 100 шт., Z = 20 шт.;
- количество ячеек по X = 25 шт., Y = 25 шт., Z = 5 шт. с учетом upscaling.

Результаты проведенных численных исследований по варианту 1

Исходя из общей закономерности «чем меньше шаг, тем точнее результат» [8], примем за базовый вариант сетку с большим количеством ячеек. Таким образом, длина ячейки по X = 2 м, Y = 2 м, Z = 1 м.

Результаты распределения плотности, вязкости и концентрации сверхкритического CO_2 представлены на **рисунках 1–3**.

Из **рисунка 1** видно, что распространение CO_2 идет преимущественно по подошве пласта-коллектора вследствие сегрегационного разделения, поскольку осредненная плотность сверхкритического CO_2 в 5 раз выше

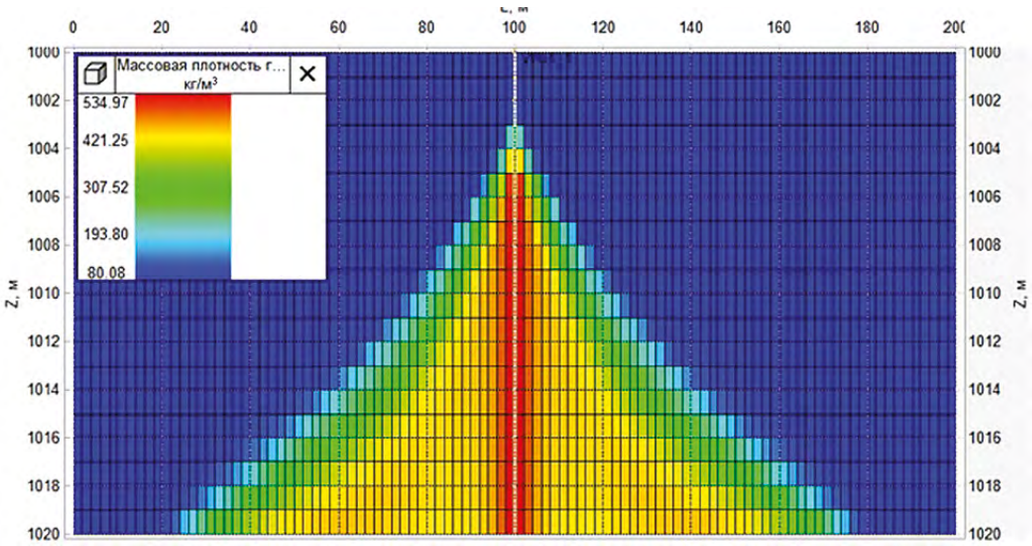


Рисунок 1 – Распределение плотности сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

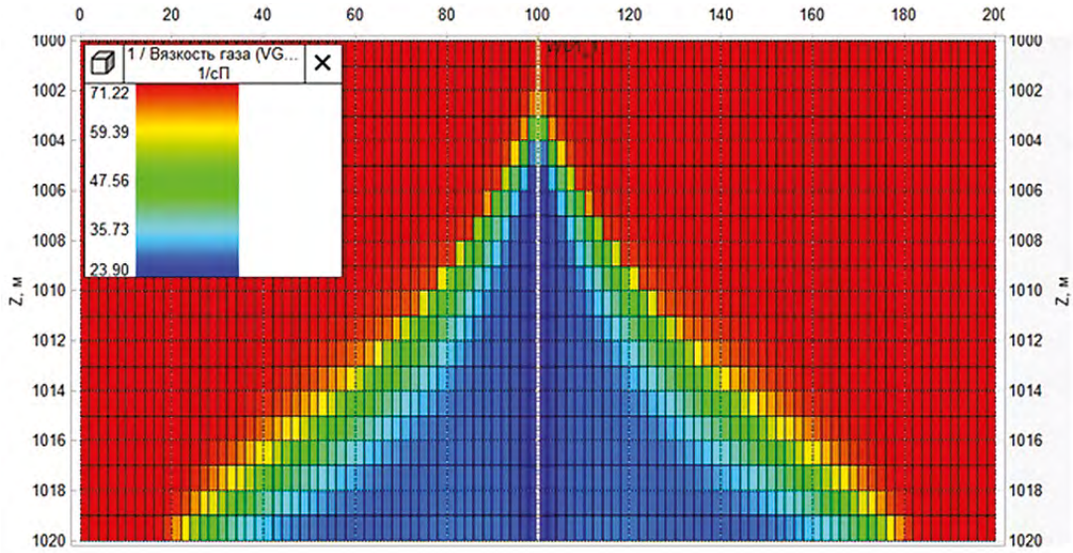


Рисунок 2 – Распределение вязкости сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

метана. В зоне максимального осредненного насыщения сверхкритического CO_2 (76 % сверхкритического CO_2 и 24 % метана) плотность равна 441,2 кг/м^3, далее плотность снижается за счет увеличения концентрации метана и стремится к плотности, равной 80,2 кг/м^3, характерной для текущих термобарических условий.

Из **рисунка 2** видно, что вязкость сверхкритического CO_2 в 2,2 раза выше метана, поэтому скорость фильтрации сверхкритического CO_2 ниже метана. В зоне максимального осредненного насыщения сверхкритического CO_2 (76 % сверхкритического CO_2 и 24 % метана) вязкость равна 32,4 1/сПз (0,0309 мПа•с), далее вязкость снижается за счет увеличения концентрации метана и стремится к вязкости, равной 71,2 1/сПз (0,014 мПа•с), характерной для текущих термобарических условий. Метан будет быстрее фильтроваться к добывающему фонду скважин.

Из **рисунка 3** видно, что при комплексном учете всех параметров концентрация сверхкритического CO_2 равна 0 при X = 92 метра.

Примем данное решение за максимально приближенное к истинному решению в связи с ограниченными возможностями вычислительной техники.

Далее представлены результаты расчетов с количеством ячеек по X = 50 шт., Y = 50 шт., Z = 10 шт. и X = 25 шт., Y = 25 шт., Z = 5 шт. Таким образом, длина ячейки по X = 4 м, Y = 4 м, Z = 2 м и X = 8 м, Y = 8 м, Z = 4 м соответственно. Произошло увеличение шага дискретизации (в 2 и 4 раза), а также объема и площади поперечного сечения ячейки.

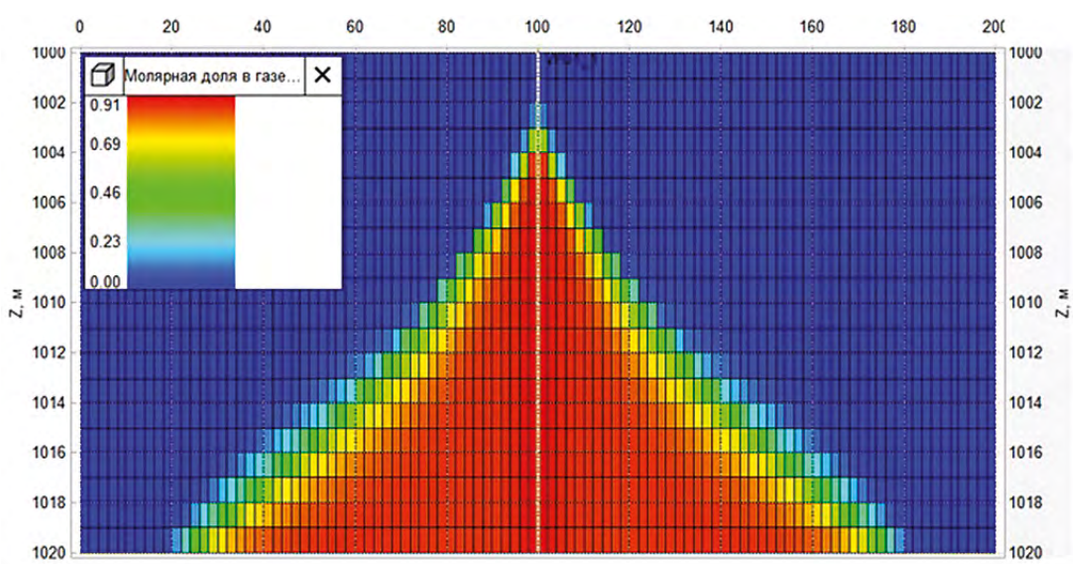


Рисунок 3 – Распределение концентрации сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

Результаты распределения осредненных значений плотности, вязкости и концентрации сверхкритического CO_2 на ось X, а также их сопоставление с базовым и вторым вариантами представлены на **рисунках 4–6**.

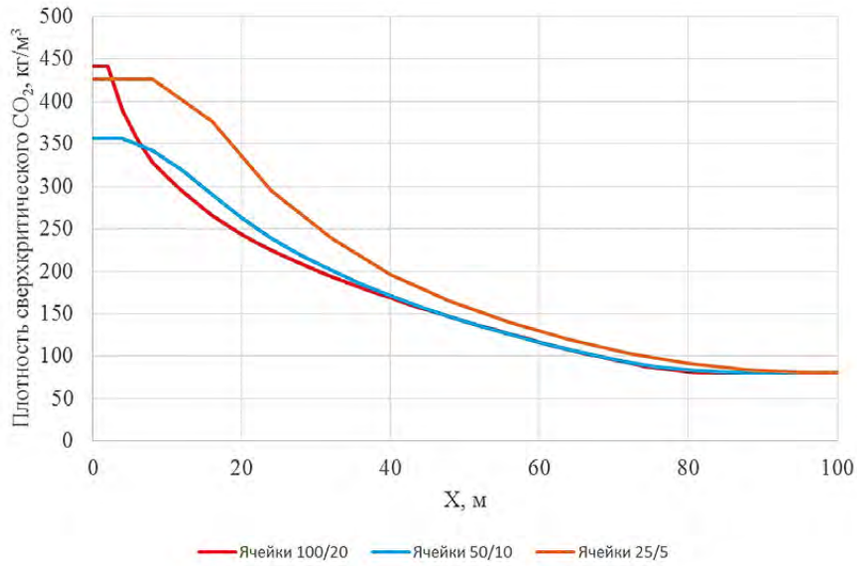


Рисунок 4 – Осредненное распределение плотности сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

Из **рисунка 4** видно, что осредненная плотность сверхкритического CO_2 по третьему варианту расчета выше базового и второго вариантов расчетов. Самое высокое значение погрешности прослеживается в околоскважинной зоне от 0 до 50 метров, далее решение стремится к базовому с большей погрешностью относительно второго варианта расчета.

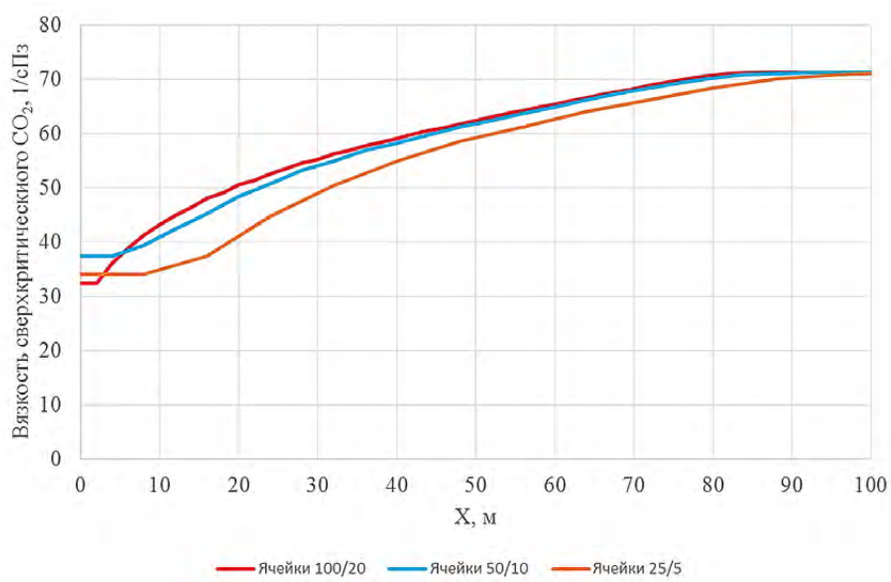


Рисунок 5 – Осредненное распределение вязкости сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

Вязкость сверхкритического CO_2 по третьему варианту меньше по сравнению с базовым и вторым вариантами расчетов (**рисунок 5**). Самое высокое значение погрешности прослеживается в околоскважинной зоне от 0 до 50 метров, далее решение стремится к базовому с большей погрешностью относительно второго варианта расчета.

Из **рисунка 6** на с. 61 видно, что в третьем варианте фронт распространения сверхкритического CO_2 опережает базовый и второй варианты расчета. Таким образом, при комплексном учете всех параметров большее укрупнение сетки ведет к увеличению зоны смешения «сверхкритический CO_2 – метан» и, как следствие, более раннему прорыву CO_2 к зоне эксплуатационного фонда скважин. Концентрация сверхкритического CO_2 равна 0 при X = свыше 100 метров, что более чем на 8 метров и 4 метра выше относительно базового и второго вариантов

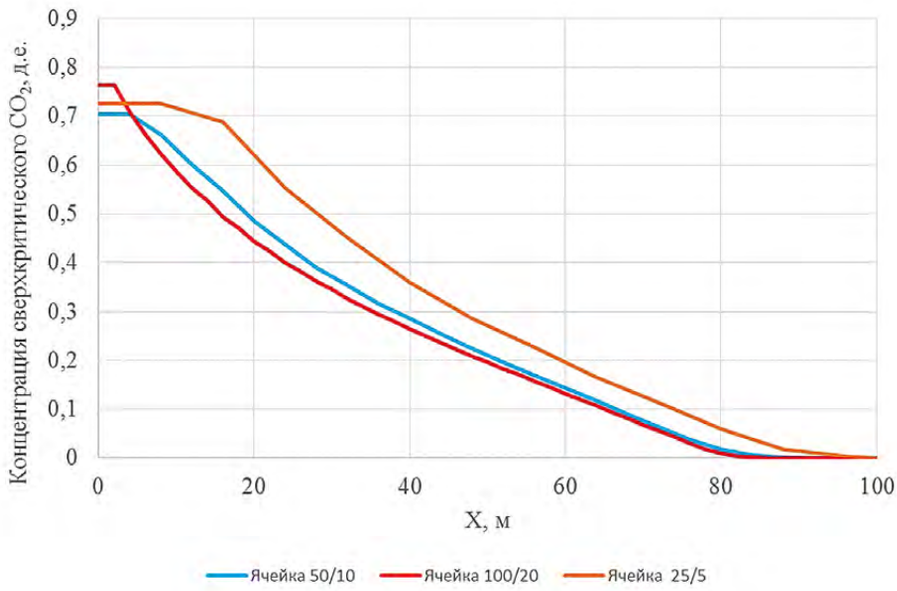


Рисунок 6 – Осредненное распределение концентрации сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

соответственно. Таким образом, дискретизация шага ячеек до X = 8 м, Y = 8 м, Z = 4 м является недопустимой в связи с большим значением погрешности расчета зоны смешения «природный газ – сверхкритический CO_2».

В четвертом и пятом вариантах повернем сетку базового варианта на 30 ° и 45 ° для исследования влияния разворота сетки на зону смешения «природный газ – сверхкритический CO_2». Нагнетательная скважина CO_2 в результате поворота сетки на 45 ° разместилась на грани куба. Результаты распределения осредненной концентрации сверхкритического CO_2 на ось X представлены на **рисунке 7**.

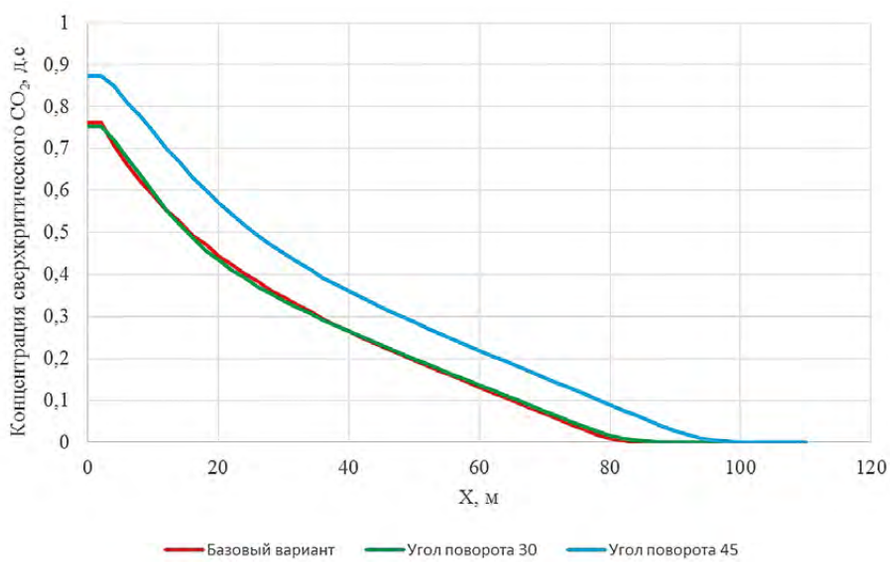


Рисунок 7 – Осредненное распределение концентрации сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

Из рисунка 7 видно, что при комплексном учете всех параметров концентрация сверхкритического CO_2 равна 0 при X = 110 метров, что на 18 метров больше базового варианта расчета и на 12 метров – четвертого варианта соответственно. При этом при пятом варианте расчета прорыв CO_2 произошел на большее расстояние, поскольку нагнетательная скважина в результате поворота сетки разместилась на ребре куба, что привело к изменению конфигурации фронта распространения CO_2 по пласту (ограничение границей пласта). По оси Z зона следов CO_2 по пятому варианту соответствует отметке 1014 метров, по четвертому – 1011 метров. Таким образом, в случае ограниченного пласта-коллектора (оптимизация скорости расчетов) фильтрация CO_2 идет некорректно. При от-

сутствии пласта (расположение нагнетательной скважины на грани куба в данном случае) идет процесс «накопления» CO_2 по оси Z, а также увеличение объема фильтрации CO_2 в направлении предполагаемого эксплуатационного фонда скважин.

Таким образом, ориентационный эффект сетки приводит к преимущественному течению вдоль линий сетки, препятствующему в данном случае вертикальному перемешиванию, вызванному численной дисперсией [9]. Из-за этого явления прорыв сверхкритического CO_2 в базовом варианте будет ранним, а в четвертом – поздним (в случае бесконечного пласта-коллектора). При ограниченном пласте-коллекторе в случае размещения нагнетательных скважин на ГВК необходимо ограничивать геологическую структуру таким образом, чтобы за контуром ГВК также был пласт для учета фильтрации CO_2 при вытеснении пластовой воды и, как следствие, локальном расширении контура ГВК.

Рассмотрим шестой вариант с количеством ячеек по X = 100 шт., Y = 100 шт., Z = 20 шт. и наличием неравномерной сетки с локальным измельчением. Таким образом, длина ячейки в зоне локального измельчения по X = 1 м, Y = 1 м, Z = 1 м. В связи с чем произошло уменьшение шага дискретизации в 2 раза, а также объема и площади поперечного сечения ячеек в области локального измельчения соответственно. Результаты распределения концентрации сверхкритического CO_2 представлены на **рисунке 8**.

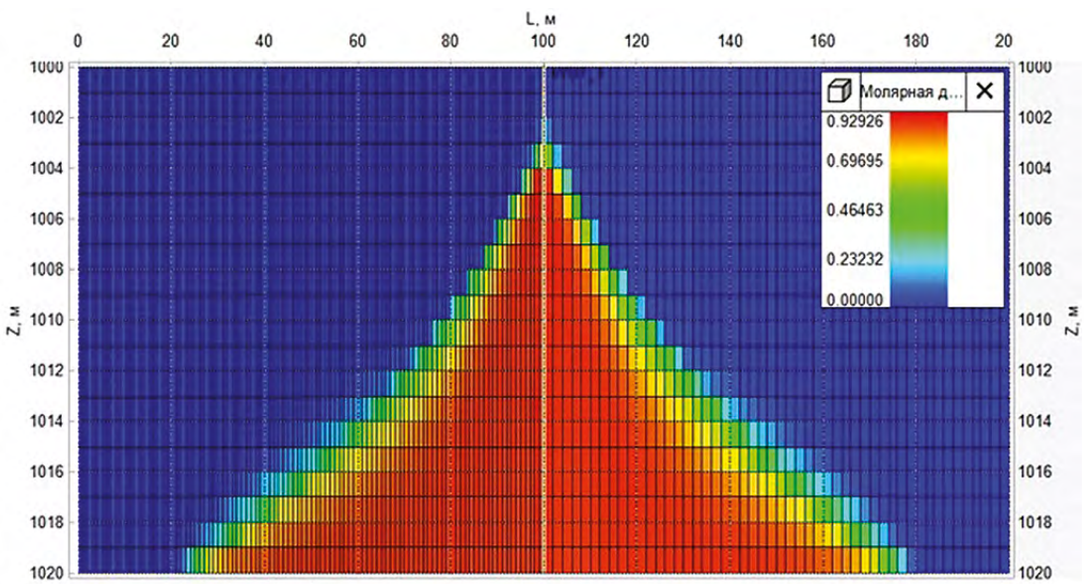


Рисунок 8 – Распределение концентрации сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе

Из рисунков 3 и 8 видно, что при учете локального измельчения сетки концентрация CO_2 равна нулю при X = 88 метров, что на 2 метра меньше базового варианта. Таким образом, в области анализа зоны смешения необходимо использование неравномерной сетки с локальным измельчением в зоне смешения.

Анализируя полученные решения, можно сделать следующие выводы:

• увеличение шага дискретизации ячейки ведет к завышению значения переходной зоны «природный газ – сверхкритический CO_2». Поэтому точность расчетов переходной зоны «природный газ – сверхкритический CO_2» снижается;

• по результатам проведенных исследований максимально допустимая длина ячеек по X = 4 м, Y = 4 м, Z = 2 м. При превышении данных значений прорыв CO_2 в зону эксплуатационного фонда скважин будет происходить намного раньше, что ведет к увеличению погрешности расчетов;

• ориентационный эффект сетки приводит к раннему прорыву сверхкритического CO_2 в зону эксплуатационного фонда скважин в результате влияния численной дисперсии в случае бесконечного пласта-коллектора;

• при ограниченном пласте-коллекторе в случае размещения скважин на ГВК необходимо ограничивать геологическую структуру таким образом, чтобы за контуром ГВК также был участок пласта для учета фильтрации CO_2 при вытеснении пластовой воды и, как следствие, локальном расширении контура ГВК. Данные мероприятия увеличат продолжительность расчетов, но при этом позволят не завышать объем фильтрации CO_2 в зону эксплуатационного фонда скважин;

• для повышения точности расчетов необходимо в зоне закачки CO_2, а также по фронту его распространения и в зоне эксплуатационного фонда скважин, расположенных в окрестности распространения CO_2, детализировать сетку. Рекомендуется использовать неравномерные сетки при моделировании закачки CO_2 (композиционное моделирование) с использованием ПДГТМ.

Результаты проведенных численных исследований по варианту 2

Согласно проведенному выше анализу, примем за базовый вариант сетку с большим количеством ячеек. Таким образом, длина ячейки по X = 2 м, Y = 2 м, Z = 1 м. Разрезы куба проницаемости по X представлены на **рисунках 9** (*базовый*) и **10** (*upscaling*).

Из рисунков 9 и 10 можно сделать вывод, что огрубление сетки полностью скорректировало структуру пласта-коллектора.

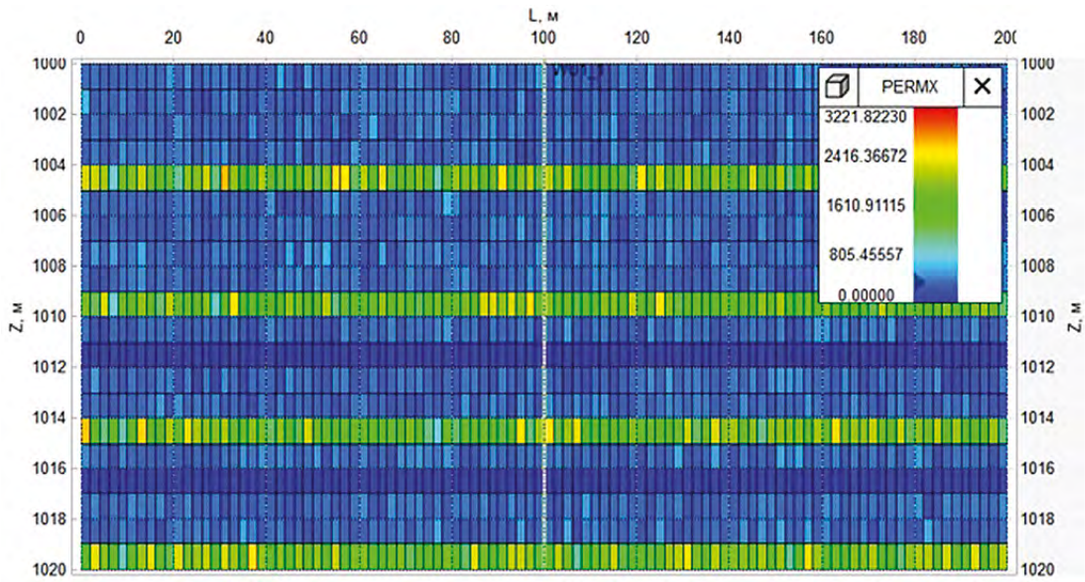


Рисунок 9 – Разрез начального куба проницаемости по оси X

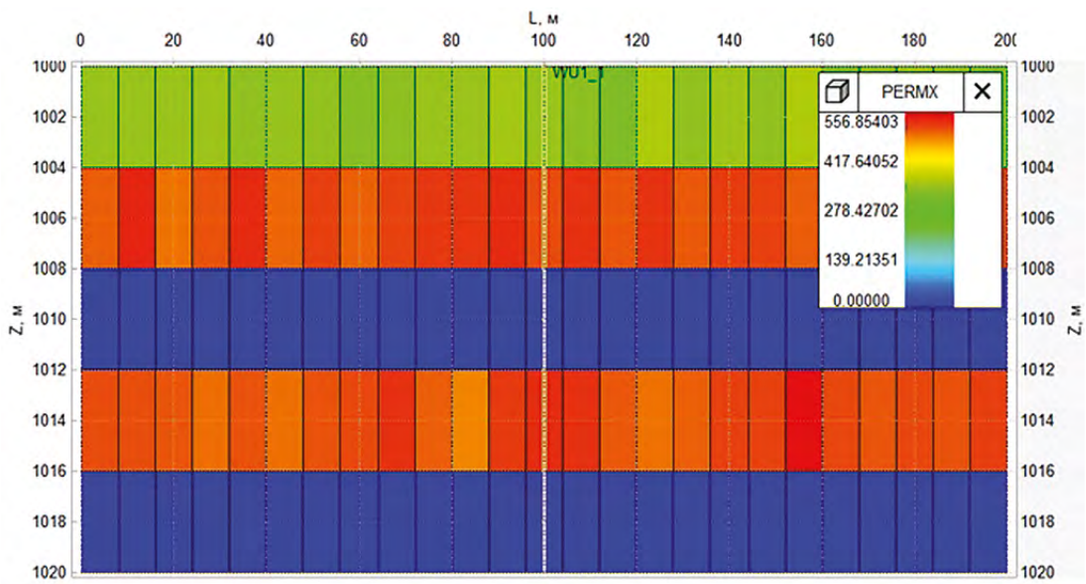


Рисунок 10 – Огрубленный разрез начального куба проницаемости по оси X

Результаты распределения концентрации сверхкритического CO_2 представлены на **рисунках 11** и **12**, см. с. 64. Из рисунков 11 и 12 видно, что погрешность расчетов возрастает. Для точного прогнозирования зоны смешения «природный газ – сверхкритический CO_2» с учетом ярко выраженной слоистой неоднородности с включениями высокопроницаемых и непроницаемых пропластков рекомендуется использовать сетку с минимальным шагом дискретизации в области распространения CO_2 как по латерали, так и по вертикали.

Результаты проведенных исследований показали следующее:

- при upscaling сетки неоднородного пласта с учетом ярко выраженной слоистой неоднородности по проницаемости с включениями высокопроницаемых и непроницаемых пропластков, помимо дискретизации параметров ячейки, также существенное влияние на зону смешения «сверхкритический CO_2 – CH_4» оказывает огрубление проницаемости. Поэтому точность расчетов переходной зоны «сверхкритический CO_2 – CH_4» снижается;
- при upscaling длины ячеек шага по X = 8 м, Y = 8 м, Z = 4 м сверхкритический CO_2 начинает распространяться по кровле пласта-коллектора, что противоречит расчетам базового варианта;

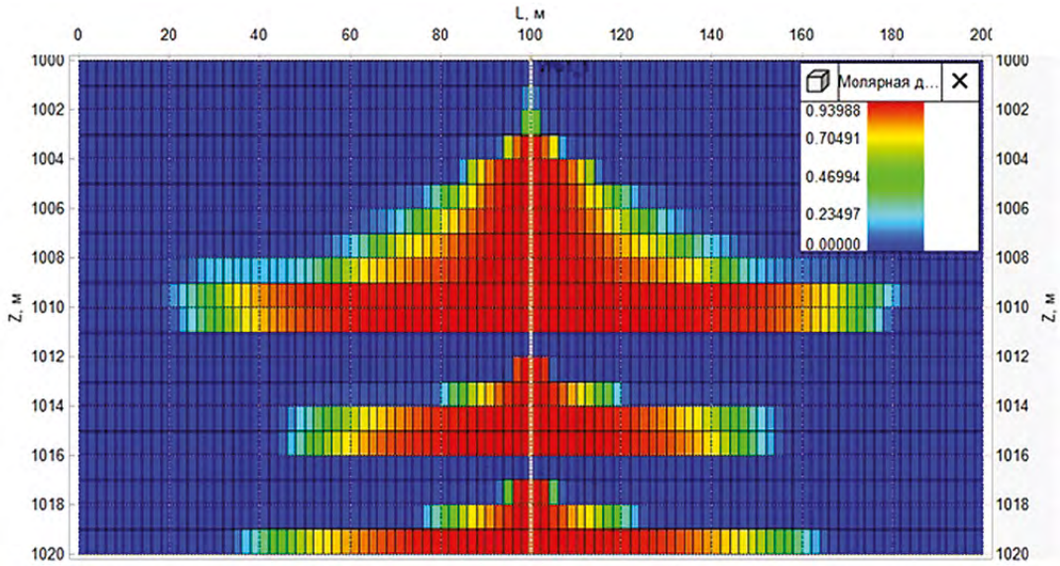


Рисунок 11 – Распределение концентрации сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе в базовом варианте

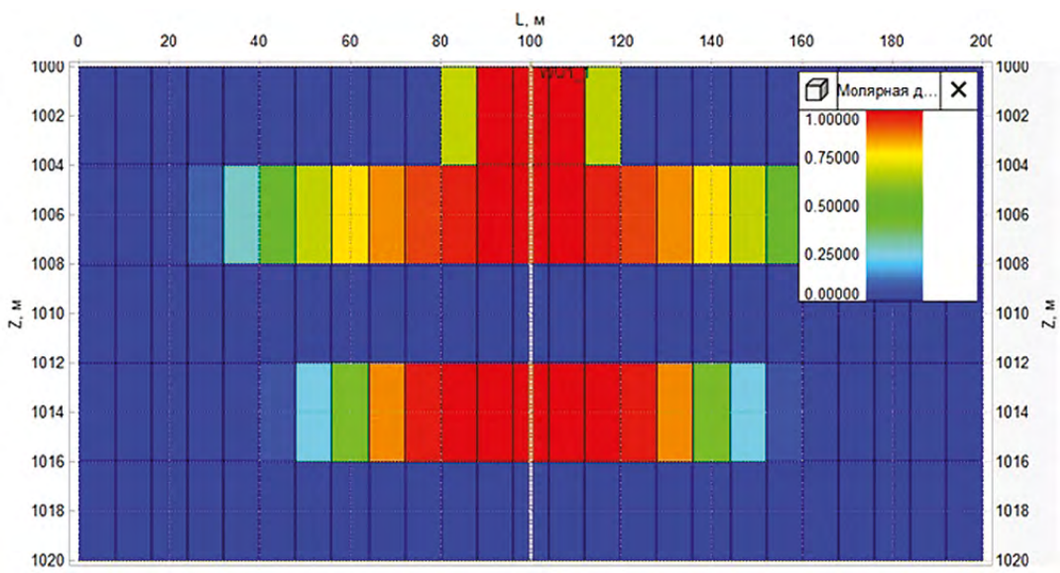


Рисунок 12 – Распределение концентрации сверхкритического CO_2 в пласте-коллекторе с учетом upscaling

• при upscaling сетки неоднородного пласта с учетом ярко выраженной слоистой неоднородности по проницаемости с включениями высокопроницаемых и непроницаемых пропластков на фильтрацию будет оказывать влияние тип огрубления (среднее арифметическое, среднее геометрическое, среднее гармоническое, среднее степенное и т. д.). При наличии непроницаемых пропластков среднее арифметическое огрубление сделает их проницаемыми, среднее геометрическое увеличит толщину непроницаемого пропластка. Таким образом, тип огрубления необходимо обосновывать исходя из решаемой задачи;

• по результатам проведенных исследований делать upscaling сетки не рекомендуется в связи со значительным повышением погрешности расчетов;

• при наличии высокопроницаемых пропластков необходимо использование детальной сетки, поскольку в случае ее огрубления потеря данных пропластков приведет к завышению объема закачанного CO_2, так как его прорыв при реальной эксплуатации объекта захоронения наступит раньше, чем по данным прогнозных расчетов. В результате экономические показатели проекта будут снижены кратно;

• для повышения точности расчетов необходимо в зоне закачки CO_2, а также по фронту его распространения и в зоне эксплуатационного фонда скважин, расположенных в окрестности распространения CO_2, детализировать сетку. Рекомендуется использовать неравномерные сетки при моделировании закачки CO_2 (композиционное моделирование) с использованием ПДГТМ.

Практическая ценность работы заключается в обосновании выбора основных параметров сетки модели с наличием ярко выраженной слоистой неоднородности геологической структуры, влияющих на зону смешения «природный газ – сверхкритический CO_2», с целью повышения точности прогнозных расчетов эксплуатации потенциальных объектов размещения CO_2 и, как следствие, подтверждения рентабельности использования данной технологии.

Заключение

Проведенные исследования показали, что на точность прогнозных расчетов основных показателей эксплуатации объекта захоронения CO_2 и, как следствие, экономическую эффективность климатических проектов огромное влияние оказывают параметры сетки модели, обоснованный выбор которых позволит достоверно учитывать наличие высокопроницаемых и непроницаемых пропластков, влияющих на формирование фронта распространения CO_2 и его прорывы в зону эксплуатационного фонда скважин.

Список источников

1. Хан С. А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа // Георесурсы. 2010. № 4(36). С. 55–62.
2. Хан С. А., Дорохин В. Г., Бутов К. А., Оводов С. О., Гусаков А. В. Экспериментальная оценка воздействия диоксида углерода и смесей неуглеводородных газов, входящих в состав дымовых газов, на изменение химического состава и скорость разрушения цементного камня эксплуатационных скважин ПХГ // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 3(35). С. 86–95.
3. Дмитриевский А. Н., Хан С. А., Мойжиш Я., Семенов О. Г., Хвостова В. Ю. Сокращение объемов буферного газа при создании газохранилищ в месторождениях углекислого газа // Газовая промышленность. 2009. № 9. С. 37–40.
4. Хан С. А., Дорохин В. Г., Бондаренко Н. П. Использование особенностей агрегатных состояний двуокиси углерода для замещения части буферного объема подземных хранилищ газа // Газовая промышленность. 2016. № 4. С. 30–35.
5. Хан С. А., Дорохин В. Г. Анализ поведения сверхкритического CO_2 и N_2 в пластовых условиях при частичном замещении объемов буферного газа на примере Кущевского ПХГ // Газовая промышленность. 2016. № 7–8. С. 50–54.
6. Хан С. А., Гарайшин А. С. и др. Исследование возможности частичного замещения буферного объема газа на диоксид углерода на ПХГ// Территория Нефтегаз. 2015. № 5. С. 18–21.
7. Tek M. R. Underground Storage of Natural Gas Theory and Practice. Kluwer Academic Publishers, 1988. P. 371–383.
8. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / пер. с англ. М.: Недра, 1982. 407 с.
9. Герни Б. Кричлоу. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / пер. с англ. М: Недра, 1979. 303 с.

References

1. Khan S. A. Analysis of global carbon dioxide disposal projects // Georesources. 2010. No. 4(36). P. 55–62 (In Russ.).
2. Khan S. A., Dorokhin V. G., Butov K. A., Ovodov S. O., Gusakov A. V. Experimental assessment of the impact of carbon dioxide and mixtures of non-hydrocarbon gases included in the composition of flue gases on the change in chemical composition and the rate of destruction of cement stone of UGS wells // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2022. No. 3(35). P. 86–95 (In Russ.).
3. Dmitriyevskiy A. N., Khan S. A., Moyzhish Ya., Semenov O. G., Khvostova V. Yu. Decreasing cushion gas volumes for storages under construction in carbon dioxide cavities // Gas Industry. 2009. No. 9. P. 37–40 (In Russ.).
4. Khan S. A., Dorokhin V. G., Bondarenko N. P. Using the features of the aggregate states of carbon dioxide to replace part of cushion gas volumes of underground gas storage // Gas Industry. 2016. No. 4. P. 30–35 (In Russ.).
5. Khan S. A., Dorokhin V. G. Analysis of the behavior of supercritical CO_2 and N_2 in reservoir conditions with partial replacement of cushion gas volumes on the Kushchevsky UGS // Gas Industry. 2016. No. 7–8. P. 50–54 (In Russ.).
6. Khan S. A., Garaishin A. S., et al. Investigation of partial replacement of cushion gas volumes with carbon dioxide at UGS // Territory Neftegaz. 2015. No. 5. P. 18–21 (In Russ.).
7. Tek M. R. Underground Storage of Natural Gas Theory and Practice. Kluwer Academic Publishers, 1988. P. 371–383.
8. Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems / Trans. from English. M.: Nedra, 1982. 407 p. (In Russ.).
9. Henry B. Critchlow. Modern reservoir engineering – a simulation approach / Trans. from English. M.: Nedra, 1979. 303 p. (In Russ.).

Информация об авторе: **Кристина Валерьевна Дорохина**, ведущий эксперт

Information about the author: **Kristina V. Dorokhina**, leading expert

Статья поступила в редакцию 09.02.2023; одобрена после рецензирования 14.02.2023; принята к публикации 17.02.2023.
The article was submitted 09.02.2023; approved after reviewing 14.02.2023; accepted for publication 17.02.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 66–71

Научная статья
УДК 550.81:553.98
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-66-71
EDN: GUMRMN

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕЙ ПЕРМИ НА ТЕРРИТОРИИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Алексей Валентинович Ершов
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
aershov@ipng.ru

Аннотация. Терригенные отложения верхней перми Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – перспективный объект для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ, поскольку ряд открытий в морских и континентальных песчаниках уже доказали их продуктивность. При этом мощные терригенные отложения дельтовых и авандельтовых образований, связанных с выносом осадков крупными палеоречными системами Печоры и Усы, являются признанными объектами поисков, а сами крупные речные системы в континентальной части не были до конца исследованы.

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция, Верхнепечорская впадина, русло, нефтегазоносность, песчаник, флюидоупор, спектральная декомпозиция

Благодарности: статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Для цитирования: Ершов А. В. Сейсмогеологический анализ отложений верхней перми на территории Верхнепечорской впадины // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 66–71. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-66-71. EDN: GUMRMN.

© Ершов А. В., 2023

© Ershov A. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):66-71

Original article
UDC 550.81:553.98
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-66-71
EDN: GUMRMN

SEISMOGEOLOGICAL ANALYSIS OF THE UPPER PERMIAN DEPOSITS IN THE TERRITORY OF THE UPPER PECHORA DEPRESSION

Aleksey V. Ershov
Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
aershov@ipng.ru

Abstract. The terrigenous Upper Permian deposits of the Timan-Pechora Oil and Gas Basin are a target for the installation of prospecting and exploration works for oil and gas. A number of discoveries in marine and continental sandstones have already proven to be productive. At the same time, terrigenous deposits of fore-delta and delta formations associated with the alluvial sediments by large river systems of Pechora, Usa are recognized objects of exploratory prospect, and the large river systems themselves in the continental part have not been fully investigated.

Keywords: Timan-Pechora province, Upper Pechora depression, riverbed, oil and gas potential, sandstone, seal, spectral decomposition

Acknowledgments: the article was written as part of the state assignment (the topic “Scientific and methodological foundations of prospecting and exploration of oil and gas accumulations confined to megareservoirs of the sedimentary cover”, № 122022800253-3).

For citation: Ershov A. V. Seismogeological analysis of the upper permian deposits in the territory of the Upper pechora depression. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):66-71. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-66-71. EDN: GUMRMN.

Введение

Одним из районов для изучения верхнепермских отложений является Предуральский краевой прогиб в целом и Верхнепечорская впадина в частности – объект изучения данной работы. На территории Верхнепечорской впадины в 1961 году было открыто крупное Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. В дальнейшем геологоразведочные работы позволили открыть лишь мелкие и средние по размерам нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения, но благодаря этим открытиям была создана мощная инфраструктура, которая и делает этот район привлекательным для дальнейших геологоразведочных работ [1].

Свойства резервуара

О наличии перспективных резервуаров в терригенном верхнепермском НГК на территории Верхнепечорской впадины свидетельствуют данные бурения по скважинам 1-Западно-Вуктыльской, 1-Еджидьельской и 2-Лебяжской. В разрезе уфимского яруса чередуются глинистые пласты и песчаные прослои с явным преобладанием глин. В отложениях неразделенных казанского и татарского ярусов в нижней части картина соответствует уфимским отложениям, но в верхней части разреза наблюдается появление четкой циклич-

ности осадков с преобладанием песчаников. **На рисунке 1** изображена схема корреляции скважин, которая начинается с западного борта Верхнепечорской впадины и представлена скважиной 1-Западно-Дутовской. 18 км восточнее в 1-Западно-Вуктыльской скважине показано пять выделенных циклов из порядка десяти, мощность песчаных пластов в каждом цикле в пределах 20 м, переходящих в два цикла в кровле верхней перми общей мощностью 60 м. 12 км восточнее в скважине 1-Еджидьельской изображено пять верхних циклов из порядка одиннадцати выделенных. В этой скважине было проведено три испытания в интервалах 1013–998 м, 976–900 м, 842–896 м, из них получены притоки в объеме 5–6 м^3 минерализованной воды за порядка 15–30 минут, а из нижнего получен приток минерализованной воды с пленкой нефти. В связи с ограниченным временем испытаний этих перспективных объектов и обширными зонами проникновения (Кп = 23–28 %), по мнению автора, не получены достоверные сведения о пластовых флюидах. Заканчивается схема корреляции на скважине 2-Лебяжской, которая находится в осевой части впадины 12 км восточнее 1-Еджидьельской. В разрезе представлены те же циклы, что и в предыдущих двух скважинах. Основой для корреляции служил принцип равных толщин и цикличность песчаников и глин, связанная со стадийностью существования речной системы [2–3]. Следует обратить внимание на высокие сопротивления в песчаных пластах. Этот факт может свидетельствовать о содержании в них углеводородов.

В верхнепермских отложениях по периметру области исследования уже выявлен целый ряд месторождений углеводородов, в том числе Югид-Соплесское, Сунаельское, Исаковское, Лемьюское, Восточно-Лемьюское, Безымянное, Мичаюское, Северо-Мичаюское, Южно-Мичаюское, Лосиновское, Большепурговое, Луговое и другие [1, 4, 5].

Основные коллекторские горизонты связаны с песчаными пластами руслового генезиса позднеуфимского и казанско-татарского возраста. Коллекторы представлены песчаниками полимиктовыми, мелко-среднезернистыми, средне-крупнозернистыми, нередко гравийно-галечными в нижней части пласта, с глинистыми и известковистыми цементами порового, порово-базального и базального типов. Тип коллектора – поровый [6, 7].

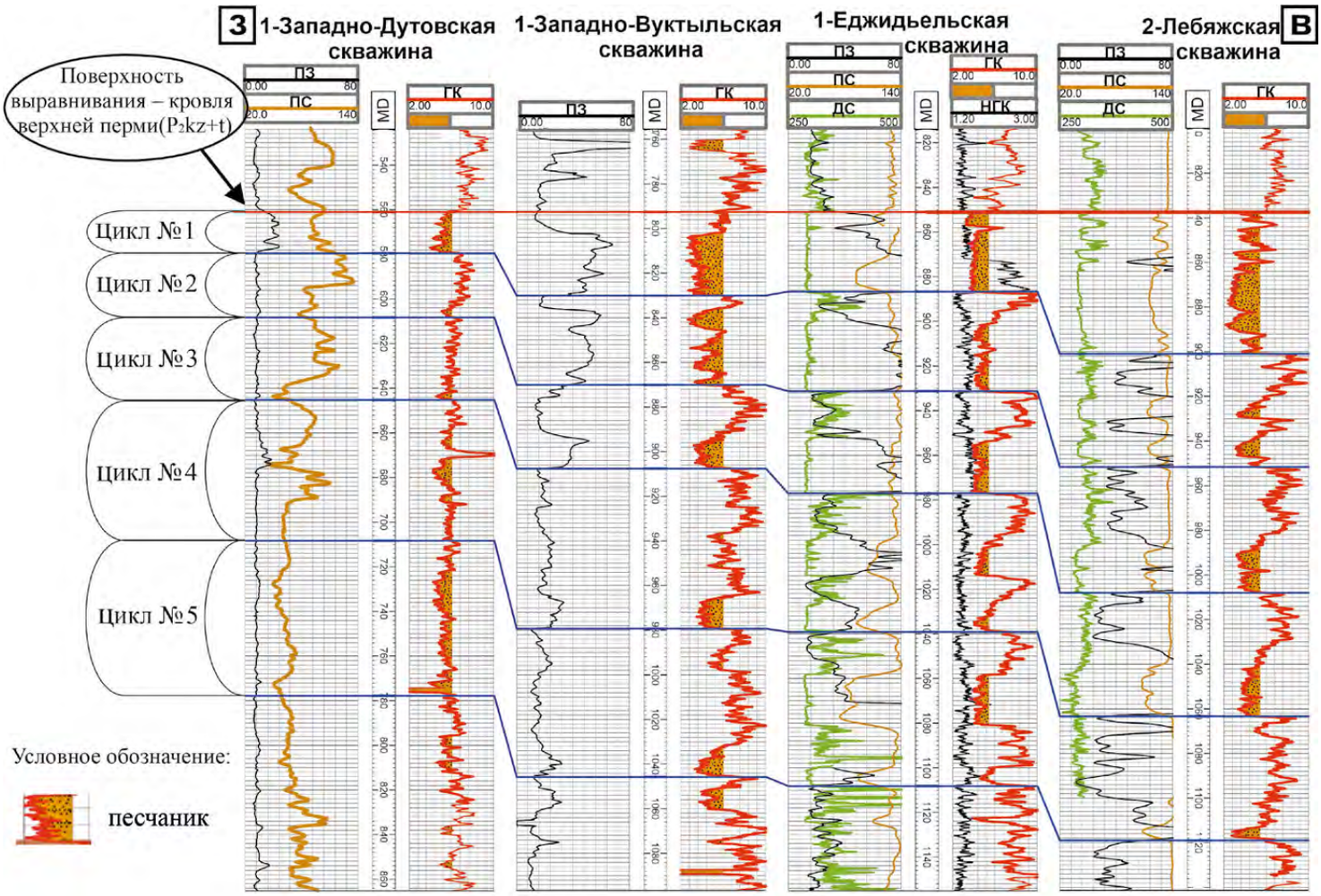


Рисунок 1 – Схема корреляции песчаных пластов верхнепермских отложений Верхнепечорской впадины

Вероятно, флюидоупоры имеют зональный и локальный характер. Роль локальных экранов могут выполнять отдельные прослои глинистых пород. В качестве зональных выступают глинистые толщи, нередко содержащие тонкие прослои алевролитов, стратиграфически хорошо выдержанные и перекрывающие основные коллекторские горизонты. Качество флюидоупоров изменчиво и зависит от условий седиментации. Толщины локальных флюидоупоров изменяются от единиц до первых десятков метров [8–11].

Газонефтеобразование

Газонефтеобразование в пермских терригенных отложениях происходило одновременно с формированием современного структурного плана Тимано-Печорского региона. Это способствовало концентрации углеводородов в ловушках даже при слабых процессах нефтегазообразования [12]. При формировании современного структурного плана активизировались древние и образовались новые разрывные нарушения. По ним в пермские ловушки из нижезалегающих горизонтов поступали преимущественно наиболее подвижные углеводороды – легкие нефти и газ. Однако конседиментационное развитие сопровождалось быстрым залечиванием тектонических нарушений. Поэтому во все более высокие горизонты могло проникать меньшее количество углеводородов, мигрировавших снизу, и большее значение приобретала латеральная миграция из верхнепермских отложений.

Степень катагенетической преобразованности отложений пермского терригенного комплекса в районе Козлаюского месторождения умеренная. Отражательная способность витринита (Ro) в кровле уфимского яруса составляет 0,5 %, а в подошве достигает 1 %. Соответственно, эти породы находятся в главной фазе нефтеобразования (ГФН). Породы образуют жидкие и газообразные углеводороды, и попутно идет их эмиграция.

Таким образом, верхнепермские отложения Верхнепечорской впадины имеют самостоятельный источник генерации углеводородов, а также возможность вертикальной миграции из нижележащих отложений.

В целом нефтегазонакопление в пермских отложениях определялось как конседиментационным развитием аккумулирующих структур, так и поступлением значительной части углеводородов из нижних комплексов и за счет латеральной миграции в пределах впадины.

Спектральная декомпозиция

Разложение сейсмического сигнала на спектральные, то есть частотные, составляющие называется спектральной декомпозицией волнового поля. Спектральная декомпозиция базируется на гипотезе о том, что изучение изменений спектра волнового поля может помочь выявить дополнительную информацию о геологическом строении разреза.

Выполненный спектральный анализ сейсмических данных показал, что частотный состав сейсмического импульса весьма постоянен. Он находится в диапазоне от 10 до 80 Гц. В результате спектральной декомпозиции сейсмических профилей было получено по десять частотных 2D-профилей для каждого из них, выделенных по октавной шкале. Для выделения аномалий, связанных с песчаными телами в верхнепермских отложениях, наиболее подошел частотный диапазон от 22,3 до 4,915 Гц.

На **рисунке 2** на с. 70 показан пример выявления аномалий сейсмической записи по 2D-профилю 11089-26.

В районе скважины 1-Западно-Дутовской в кровле верхней перми можно увидеть аномалию, которая соответствует песчаным отложениям, выделенным по каротажу в этой же скважине. Всего в верхнепермских отложениях по этому профилю выделяется три крупные аномалии, характеризующие пространственное расположение палеоврезов Печоры и ее притоков. На этом основании можно сделать предположение о существовании качественной взаимосвязи аномалий на профилях спектральной декомпозиции с наличием песчаных тел в верхнем терригенном комплексе.

Заключение

По результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных выделены и прослежены песчаные пласты большой мощности, сформированные палеорекой, протекавшей в позднепермское время по оси Верхнепечорской впадины. В современном плане ей соответствует река Печора, поэтому предлагается называть ее Палеопечорой. Мощные пачки песчаных отложений в кровле верхней перми встречены в скважинах 1-Еджидьельской, 1-Западно-Вуктыльской, 2-Лебяжской и других. Показано наличие предположительно газонефтенасыщенных толщин, определенных по ГИС в интервале кровли верхней перми. Благодаря проведенной спектральной декомпозиции по 2D-сейсмопрофилям была показана возможность выделения пространственных границ палеорусла Печоры и ее притоков. Таким образом, верхнепермские отложения Верхнепечорской впадины могут являться высокоперспективным объектом поисков углеводородов.

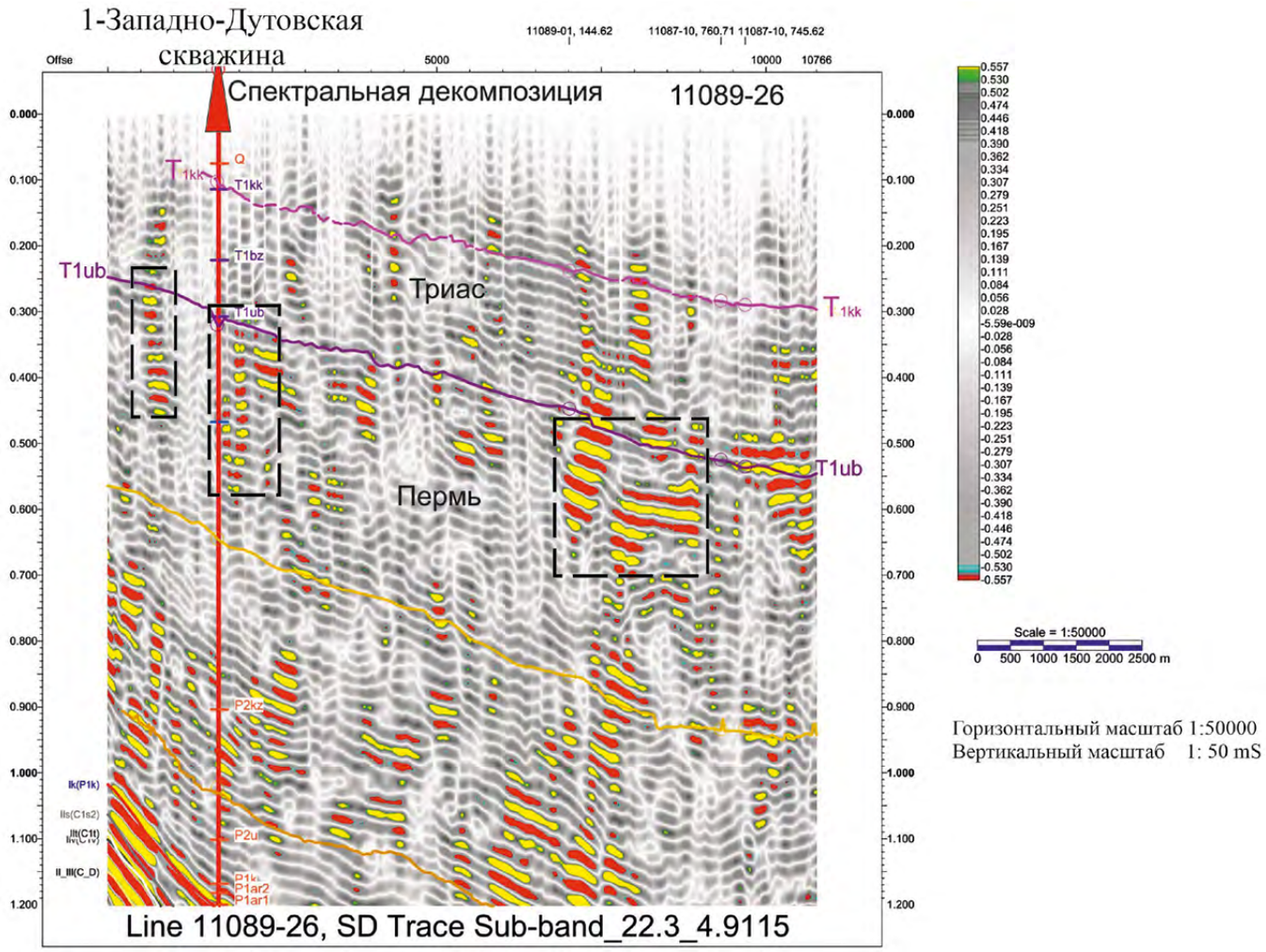


Рисунок 2 – Спектральная декомпозиция по профилю 11089-26 с нанесенными контурами аномалий, соответствующих песчаным телам

Список источников

1. Ершов А. В. Геологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в палеоруслах на территории Верхнепечорской впадины // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 1(33). С. 16–20. https://doi.org/10.55557/24126497-2022-1-16-20.
2. Ершов А. В. Новый взгляд на строение казанско-татарских отложений Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции // Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ–РГГРУ). Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 153–155.
3. Ершов А. В., Попова М. Н. Перспективы поисков залежей нефти в пермских островах палеорек и рифовых барьерах на основе выделения флюидоупоров над высокодебитными коллекторами // XVII Геологический съезд Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России» (16–18 апреля 2019 года). Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019.
4. Алабушин А. А., Турчанинов Г. Н. О перспективах нефтеносности верхнепермско-триасовых отложений на Мичаюской площади // Проблема освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
5. Алабушин А. А. Перспективы открытия залежей нефти в верхнепермских отложениях на Пашнинском месторождении // Перспективы развития нефтедобычи на Европейском Севере СССР. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. С. 8–13.
6. Никонов Н. И., Соловова Л. И. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаников // Геология месторождений нефти и газа Европейского Северо-Востока СССР. Труды X геологической конференции Коми АССР. Сыктывкар, 1987. С. 50–56.

7. Никонов Н. И. Основные закономерности размещения залежей нефти в верхнепермских аллювиально-дельтовых песчаниках Лемью-Ираельской ступени // Геология и мин.-сырьевые ресурсы Европ. Северо-Востока: Природные углеводороды. Труды XI геологической конференции Коми АССР. Сыктывкар, 1991. С. 178–185.

8. Конибир Ч. Э. Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М.: Недра, 1979. 256 с.

9. Барабошкин Е. Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2011. 152 с.

10. Ершов А. В. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений Верхнепечорской впадины // Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 30-летию ИПНГ РАН, «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности» (11–13 октября 2017 года). Институт проблем нефти и газа РАН; ООО «Аналитик». Научный редактор А. Н. Дмитриевский. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2017. С. 63–64.

11. Ершов А. В. Строение верхнепермских природных резервуаров и перспективы нефтегазоносности Верхнепечорской впадины // Всероссийская научно-техническая конференция (с международным участием) «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (02–03 ноября 2017 года). Ухтинский государственный университет, 2017.

12. Малышева Е. О. Условия формирования пермских терригенных коллекторов севера Печорского нефтегазоносного бассейна: дис. … канд. геол.-минерал. наук. Сыктывкар, 1985. 266 с.

References

1. Ershov A. V. Geological prerequisites for discovery of oil and gas fields inside the buried alluvial valleys in the Verkhnepechorskaya depression. Scientific journal of the Russian gas society. 2022;1(33):16-20 (In Russ.).

2. Ershov A. V. A fresh approach at the structure of the Kazan-Tatar deposits of the Upper Pechora depression of the Timan-Pechora province // Strategy for the development of geological exploration of mineral resources: the present and the future (to the 100th anniversary of the MGRI – RGGRU). Materials of the International scientific-practical conference. 2018. P. 153–155 (In Russ.).

3. Ershov A. V., Popova M. N. Prospects for prospecting for oil deposits in the Permian bars of paleorivers and reef barriers based on the precipitation of seals over high-production reservoirs // XVII Geological Congress of the Komi Republic “Geology and mineral resources of the European NorthEast of Russia” (April 16–18, 2019). Syktyvkar: IG Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2019 (In Russ.).

4. Alabushin A. A., Turchaninov G. N. On the prospects for the oil content of the Upper Permian-Triassic deposits in the Michayuskaya area // The problem of the development of the Timano-Pechora oil and gas province. M.: VNIIOENG, 1981 (In Russ.).

5. Alabushin A. A. Prospects for the discovery of oil deposits in the Upper Permian beds at the Pashninskoye field // Prospects for the development of oil production in the European North of the USSR. M.: VNIIOENG, 1985. P. 8–13 (In Russ.).

6. Nikonov N. I., Solovova L. I. Prospects for the oil and gas potential of the Upper Permian alluvial-deltaic sandstones // Geology of oil and gas fields of the European North-East of the USSR. Proceedings of the X geological conference of the Komi ASSR. Syktyvkar, 1987. P. 50–56 (In Russ.).

7. Nikonov N. I. The main regularities of the distribution of oil deposits in the Upper Permian alluvial-deltaic sandstones of the Lemyu-Irael step // Geology and Mineral Resources European North-East: Natural hydrocarbons. Proceedings of the XI Geological Conference of the Komi ASSR. Syktyvkar, 1991. P. 178–185 (In Russ.).

8. Conybeare C. E. B. Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies Publisher. M.: Nedra, 1979. 256 p. (In Russ.).

9. Baraboshkin E. Y. Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Handbook for working with core. Tver: LLC “Publishing House GERS”, 2011. 152 p. (In Russ.).

10. Ershov A. V. Oil and gas potential in the Upper Permian deposits Verhnepechorskaja depression // Proceedings of the All-Russian Scientific Conference dedicated to the 30th anniversary of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, “The fundamental basis for the development of technologies in the oil and gas industry” (October 11–13, 2017). Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences; OOO “Analyst”. Scientific editor A. N. Dmitrievsky. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, 2017. P. 63–64 (In Russ.).

11. Ershov A. V. The structure of the Upper Permian natural reservoirs and the prospects for the oil and gas potential of the Upper Pechora depression // All-Russian scientific and technical conference (with international participation) “Problems of geology, development and operation of deposits and transport of hard-to-recover hydrocarbon reserves” (November 02–03, 2017). Ukhta State University, 2017 (In Russ.).

Информация об авторе: **Алексей Валентинович Ершов**, научный сотрудник

Information about the author: **Aleksey V. Ershov**, researcher

Статья поступила в редакцию 10.02.2023; одобрена после рецензирования 22.02.2023; принята к публикации 01.03.2023.
The article was submitted 10.02.2023; approved after reviewing 22.02.2023; accepted for publication 01.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 72–81

Научная статья
УДК 552.08(375)
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-72-81
EDN: VYMRYE

ОСОБЕННОСТИ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЗЫРСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ

В. Г. Аусев[1], Н. Н. Луговский[2], С. В. Красновский[3], А. А. Машезов[4], В. А. Ткачёв[5], Г. Г. Котяшев[6]
[1, 2, 3, 4, 5, 6]Газпром трансгаз Беларусь, Минск, Республика Беларусь
[1]v.ausev@btg.by, [2]nikolay.lugovski@btg.by,
[3]s.krasnouski@btg.by, [4]aleksei.mashezov@btg.by,
[5]viktor.tkachev@btg.by, [6]h.kotsiashau@btg.by

Аннотация. В работе рассмотрены технологии переоборудования, а также обустройства и эксплуатации системы «скважина – подземный резервуар», разработанные специалистами ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и примененные при строительстве и последующей эксплуатации Мозырского подземного хранилища газа в отложениях каменной соли. В статье показаны их основные преимущества, среди которых ключевыми являются: доказанная надежность, малозатратность, полная импортонезависимость, а также возможность использования типовых изделий, качественное производство которых налажено российскими и белорусскими производителями. Отмечена универсальность технологий, которая позволяет осуществлять их использование на любом подземном хранилище газа, созданном в отложениях каменной соли, при этом возможна корректировка методологии применения технологий с учетом адаптации под индивидуальные особенности объекта обустройства.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, отложения каменной соли, подземный резервуар, переоборудование скважины, открытый ствол, подземное оборудование, лифтовая колонна, обсадная колонна, обустройство под газовую эксплуатацию, импортозамещение

Благодарности: коллектив авторов выражает особую благодарность руководителям и профильным специалистам филиала «Молодечненское управление буровых работ» и филиала «Мозырское подземное хранилище газа» за слаженную и профессиональную работу в области переоборудования и обустройства под газовую эксплуатацию скважин Мозырского ПХГ.

Для цитирования: Аусев В. Г., Луговский Н. Н., Красновский С. В., Машезов А. А., Ткачёв В. А., Котяшев Г. Г. Особенности создания и эксплуатации Мозырского подземного хранилища газа в отложениях каменной соли // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 72–81. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-72-81. EDN: VYMRYE.

© Аусев В. Г., Луговский Н. Н., Красновский С. В., Машезов А. А., Ткачёв В. А., Котяшев Г. Г., 2023

© Ausev V. G., Lugovski N. N., Krasnovski S. V., Mashezau A. A., Tkachou V. A., Kotyashev G. G., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):72-81

Original article
UDC 552.08(375)
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-72-81
EDN: VYMRYE

CONSTRUCTION AND OPERATION FEATURES OF MOZYRSKOYE UNDERGROUND GAS STORAGE IN ROCK SALT DEPOSITS

V. G. Ausev[1], N. N. Lugovski[2], S. V. Krasnovski[3], A. A. Mashezau[4], V. A. Tkachou[5], G. G. Kotyashev[6]
[1, 2, 3, 4, 5, 6]Gazprom transgaz Belarus, Minsk, Republic of Belarus
[1]v.ausev@btg.by, [2]nikolay.lugovski@btg.by,
[3]s.krasnouski@btg.by, [4]aleksei.mashezov@btg.by,
[5]viktor.tkachev@btg.by, [6]h.kotsiashau@btg.by

Abstract. The technologies of conversion as well as the arrangement and operation of the well – cavern system developed by specialists of JSC "Gazprom transgaz Belarus" and used in the construction and subsequent operation of the Mozyrskoye underground gas storage in rock salt deposits are considers in this paper. The article shows their main advantages among which the key ones are: proven reliability, low cost, complete import-independence, as well as the possibility of using typical products the quality production of which are established by Russian and Belarusian enterprises. The universality of technologies is noted. This allows to use it on any UGS (underground gas storage) created in rock salt deposits, at the same time it is possible to adjust the methodology of technology application taking into account adaptation to the individual characteristics of the facility arrangement.

Keywords: underground gas storage, rock salt deposits, cavern, conversion of well, open wellbore, underground equipment, tubing, casing string, arrangement for gas operation, import substitution

Acknowledgments: the author's team expresses special gratitude to the management and specialists of the Molodechno Drilling Department subsidiary and the Mozyrskoye Underground Gas Storage subsidiary for their well-coordinated and professional work in the field of conversion and arrangement for gas operation of Mozyrskoye UGS wells.

For citation: Ausev V. G., Lugovski N. N., Krasnovski S. V., Mashezau A. A., Tkachou V. A., Kotyashev G. G. Construction and operation features of Mozyrskoye underground gas storage in rock salt deposits. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):72-81. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-72-81. EDN: VYMRYE.

Введение

Анализ мировой практики строительства и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в отложениях каменной соли свидетельствует, что создание таких объектов должно проводиться на основе новейших достижений науки и техники. При этом повышение надежности и эффективности эксплуатации ПХГ в отложениях каменной соли является актуальной проблемой, решение которой, прежде всего, связано с правильностью выбора объекта для создания герметичной и устойчивой горной выработки, использованием современных методов строительства, переоборудования и обустройства скважин, а также с повышением качества их ремонта.

Совершенствование конструкции скважин и подземных резервуаров в отложениях каменной соли, а также технологий их обустройства и эксплуатации позволяет оптимизировать материальные затраты, повысить уровень промышленной безопасности и снизить риски возникновения разгерметизации устьевого оборудования.

С учетом перспективных планов по строительству и расширению на территории Российской Федерации и Республики Беларусь ПХГ в отложениях каменной соли, разработка, внедрение и использование современных, относительно малозатратных, импортонезависимых и при этом доказавших свою надежность и эффективность технологий при создании и эксплуатации ПХГ такого типа является весьма актуальным.

Строительство Мозырского ПХГ начато в 2006 году на базе законсервированного хранилища светлых нефтепродуктов в отложениях каменной соли предприятия «Неман» концерна «Белнефтехим». При этом рядом располагается Мозырское месторождение каменной соли, на котором ОАО «Мозырьсоль» ведет добычу методом подземного выщелачивания. В ряде скважин запасы каменной соли были практически выработаны, и оставшиеся после добычи соли выработки представляли интерес для использования их под нужды подземного хранения газа [1]. Подземные резервуары возможно было использовать для хранения природного газа только после проведения комплекса работ по их реконструкции и обустройству под газовую эксплуатацию.

Наличие уже размытых подземных резервуаров, в которых хранились светлые нефтепродукты, а также горных выработок, оставшихся после отработки запасов каменной соли, требовало разработки технологий их переоборудования и обустройства, но уже для целей подземного хранения природного газа. Для этого специалистами ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» были разработаны и успешно применены не имеющие аналогов в мировой практике технологии. Это позволило исключить необходимость привлечения иностранных предприятий с их дорогостоящим оборудованием и другими сопутствующими сложностями организационного характера, что существенно удешевило и значительно ускорило ввод в эксплуатацию объекта. Уже в 2008 году, после менее чем двух лет с начала организации работ по переоборудованию и обустройству под газовую эксплуатацию существующих горных выработок, в Мозырское ПХГ была начата первая закачка газа.

Технологии переоборудования скважин Мозырского ПХГ под газовую эксплуатацию

После окончания размыва и перед началом работ по обустройству подземных резервуаров для хранения природного газа проводится оценка их пригодности путем проведения геофизических исследований и гидроиспытаний, а также уточняются форма и объем горной выработки [2]. При получении положительных результатов исследований существующая обсадная колонна перекрывается дублирующей высокогерметичной эксплуатационной колонной с целью исключения контакта газовой среды с колонной, подвергнутой коррозионному и механическому износу в период размыва подземного резервуара.

С целью повышения герметичности принципиальной задачей при переоборудовании под газовую эксплуатацию скважин с подземными резервуарами было не только перекрытие старой обсадной колонны новой, но и перекрытие интервала открытого ствола, расположенного ниже башмака технической обсадной колонны и в некоторых случаях имеющего большой диаметр (до 5 м).

Для этого в интервале открытого ствола скважины ниже башмака технической обсадной колонны устанавливается опорный цементный мост с целью временной ликвидации сообщения скважины и подземного резервуара. Так как ниже открытой части ствола непосредственно располагается сама горная выработка, установка цементного моста проводится по технологиям, предотвращающим сползание тампонажного раствора в подземный резервуар.

Для перекрытия старой обсадной колонны и интервала открытого ствола новой высокогерметичной колонной в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» были разработаны и реализованы на практике следующие технологических решения:

- спуск и поэтапное цементирование в открытом стволе новой обсадной колонны с использованием гидравлического надувного пакера;
- спуск и цементирование новой обсадной колонны с предварительной установкой в открытом стволе опорного цементного моста, отсекающего резервуар от ствола скважины.

Спуск и поэтапное цементирование в открытом стволе новой обсадной колонны с использованием гидравлического надувного пакера

Учитывая фактическое состояние ствола скважины, его геометрические размеры от башмака последней спущенной колонны до свода резервуара, а также реакцию самого резервуара на закачки в него различных

по свойствам жидкостей, разработана технология крепления высокогерметичной обсадной колонны, спускаемой в свод резервуара. Цементирование обсадной колонны предусматривается в несколько этапов, на первом из которых основной задачей является установка опорно-изолирующего тампона за обсадной колонной непосредственно у входа в резервуар. Установка опорно-изолирующего тампона обеспечивается за счет включения в компоновку обсадной колонны специального устройства (пакера гидравлического надувного), которое при спуске обсадной колонны находится в транспортном положении, а при достижении проектной глубины принудительно раскрывается. Раскрытие устройства происходит за счет поступления тампонажной смеси через отверстия в корпусе устройства, при этом тампонажный раствор заполняет затрубное пространство и раздувает эластичную оболочку, обеспечивая плотное прилегание оболочки к стенкам скважины с повторением всех ее неровностей. После заполнения полости, ограниченной эластичной оболочкой, тампонажная смесь через отверстия вверху эластичной оболочки заполняет затрубное пространство над ней. Таким образом, за счет раскрытия устройства и цементирования его полости образуется барьер между резервуаром и заколонным пространством выше устройства. На последующих этапах цементирования тампонажный раствор закачивается за обсадную колонну через специальные перфорационные отверстия примерно равными объемами от 30 м^3 до 35 м^3. При этом специальные отверстия готовятся на 1 м выше цементного кольца за колонной, образованного при закачке цемента на предыдущем этапе (**рисунок 1**).

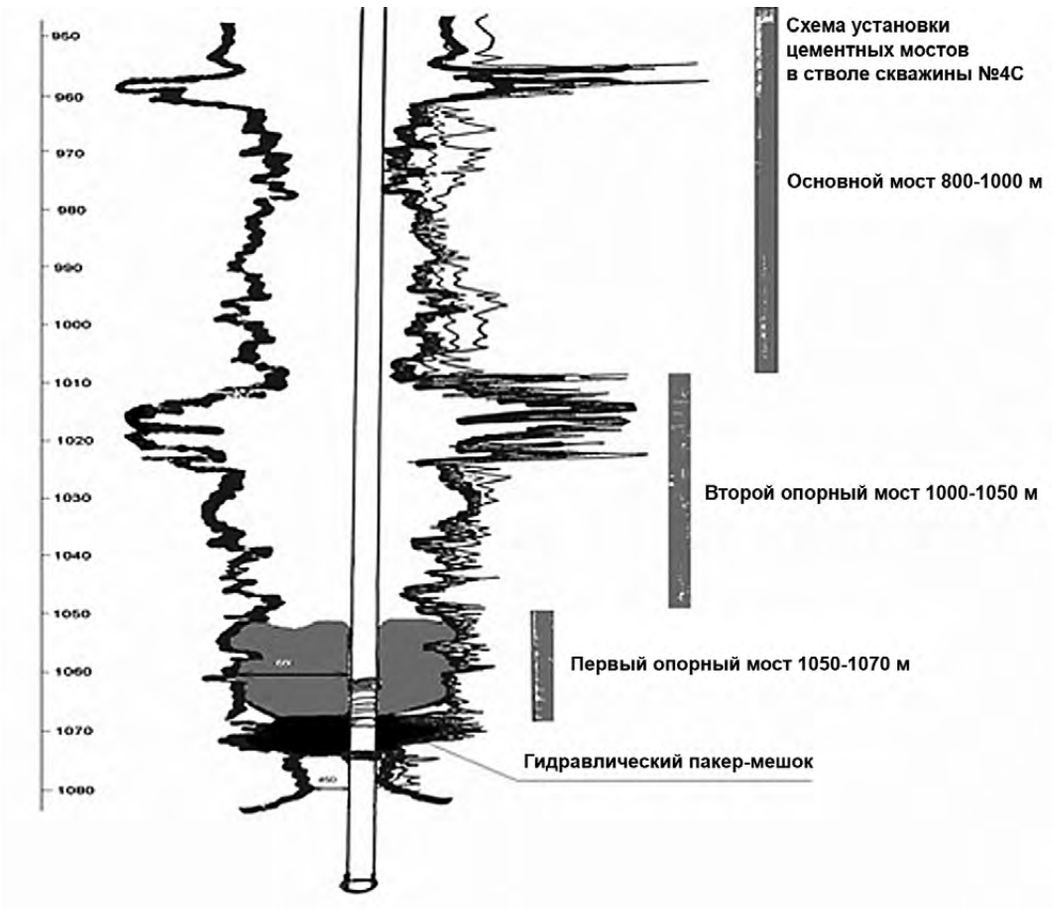


Рисунок 1 – Этапы выполнения работ по креплению новой обсадной колонны в интервале открытого ствола скважины 4С Мозырского ПХГ с использованием гидравлического надувного пакера

На последнем этапе отверстия в обсадной колонне перфорируются на расстоянии не менее 50 м ниже башмака предыдущей обсадной колонны, закачка цементного раствора производится до устья скважины. После выполнения работ по каждому из этапов производятся геофизические исследования с целью оценки качества цементирования методами отбивки цементного кольца (ОЦК), акустической цементометрией (АКЦ), радиометрической гамма-гамма цементометрией (ГГЦ) и определения мест перфорации обсадной колонны методом локатора муфт, а также гидравлические опрессовки для установления герметичности обсадной колонны и цементного кольца.

Технология крепления обсадной колонны в интервале размытого открытого ствола скважины с использованием гидравлического надувного пакера была успешно реализована на скважине 4С Мозырского ПХГ в ходе работ по переоборудованию ее под газовую эксплуатацию (**рисунок 2**, см. с. 76).

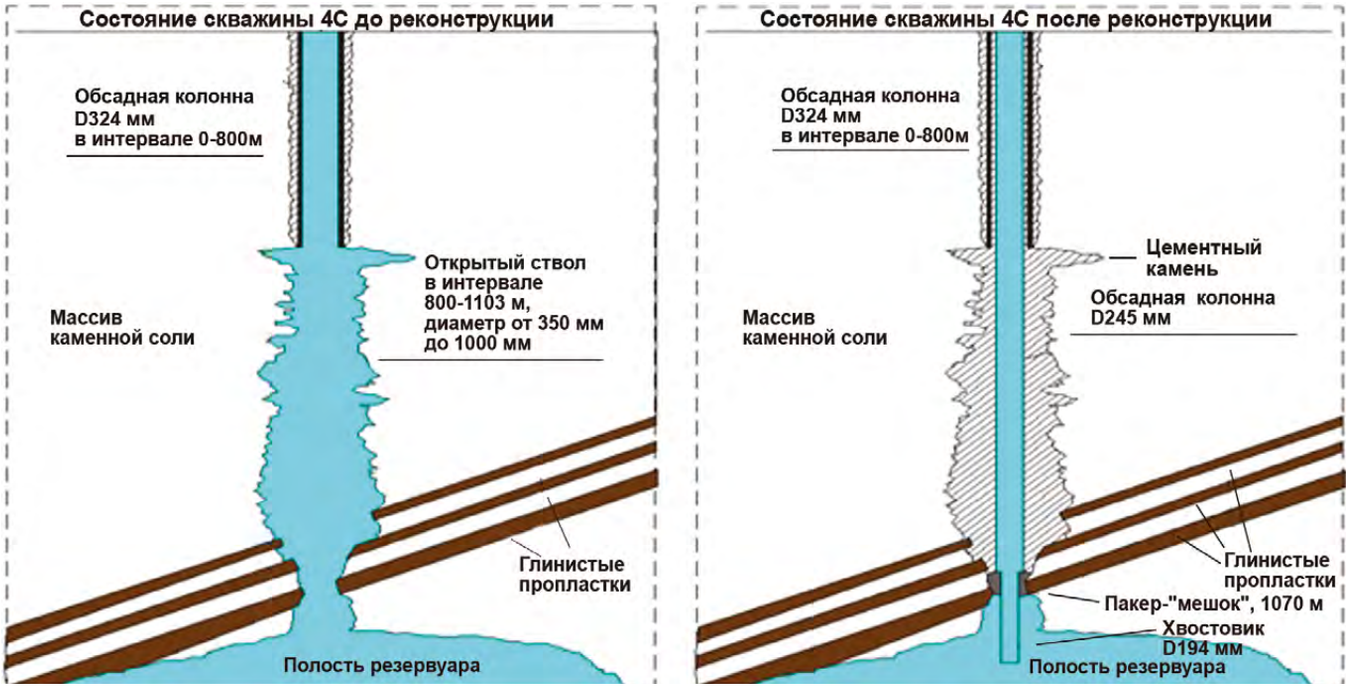


Рисунок 2 – Скважина 4С Мозырского ПХГ до и после переоборудования под газовую эксплуатацию

Спуск и цементирование новой обсадной колонны с предварительной установкой в открытом стволе опорного цементного моста, отсекающего резервуар от ствола скважины

Суть предлагаемой технологии создания искусственной перемычки в широком размытом открытом стволе скважины заключается в следующем.

По результатам геофизических исследований в размытом открытом стволе скважины ниже башмака последней зацементированной колонны выявляются выступы пропластков нерастворимых пород, пригодных для установки на них искусственной отсекающей пробки (интервал наибольшего сужения ствола скважины) (**рисунок 3**, см. с. 77). Перемычка создается из цементных элементов призматической формы с длиной, превышающей величину диаметра ствола скважины в выбранном интервале сужения не менее чем на 10%. Центр тяжести цементного элемента должен иметь смещение от геометрического центра фигуры. Этим задается необходимая ориентация цементного элемента при его падении в рассоле по стволу скважины. Несколько десятков цементных элементов доставляются к предполагаемому месту создания перемычки путем свободного спуска (сброса) через лифтовую колонну, башмак которой устанавливается в широкой части ствола на 10–20 метров выше выбранного интервала сужения. Исходя из значительного числа цементных элементов и смещения их центра тяжести, при их свободном падении в рассоле по стволу скважины довольно велика вероятность ориентации длинной оси некоторых из них перпендикулярно оси ствола скважины в месте сужения. Следовательно, в интервале сужения ствола скважины образуется локальный «завал» из цементных элементов (**рисунок 3**).

Данное образование служит опорой для следующего слоя перемычки. Колонна труб извлекается на поверхность, а в ствол скважины с некоторым интервалом времени сбрасываются окатыши плотной крупно-комковой глины в объеме, обеспечивающем формирование над завалом из цементных элементов глинистой пробки высотой не менее 2–3 м. Затем проводится определение самого факта наличия глинистой пробки и с целью придания ей непроницаемости для цементного раствора в ствол скважины сбрасывается песок в количестве, необходимом для создания поверх глинистой пробки слоя мощностью 0,2 м. В дальнейшем устанавливается отсекающий цементный мост малой мощности с помощью облегченного цементного раствора. После ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента) и подтверждения наличия искусственной перемычки на прежних отметках глубин цементный мост наращивается в несколько этапов до получения достаточной несущей способности и герметичности, с обязательным перекрытием башмака предыдущей колонны. Комплекс работ по перекрытию интервала открытого ствола завершается вскрытием цементного моста, не доходя 20–30 метров до искусственной пробки, последующим спуском и цементажем в один этап новой высокогерметичной обсадной колонны, разбуриванием остатков цементного моста и искусственной пробки с входом в резервуар (**рисунок 4**, см. с. 77).

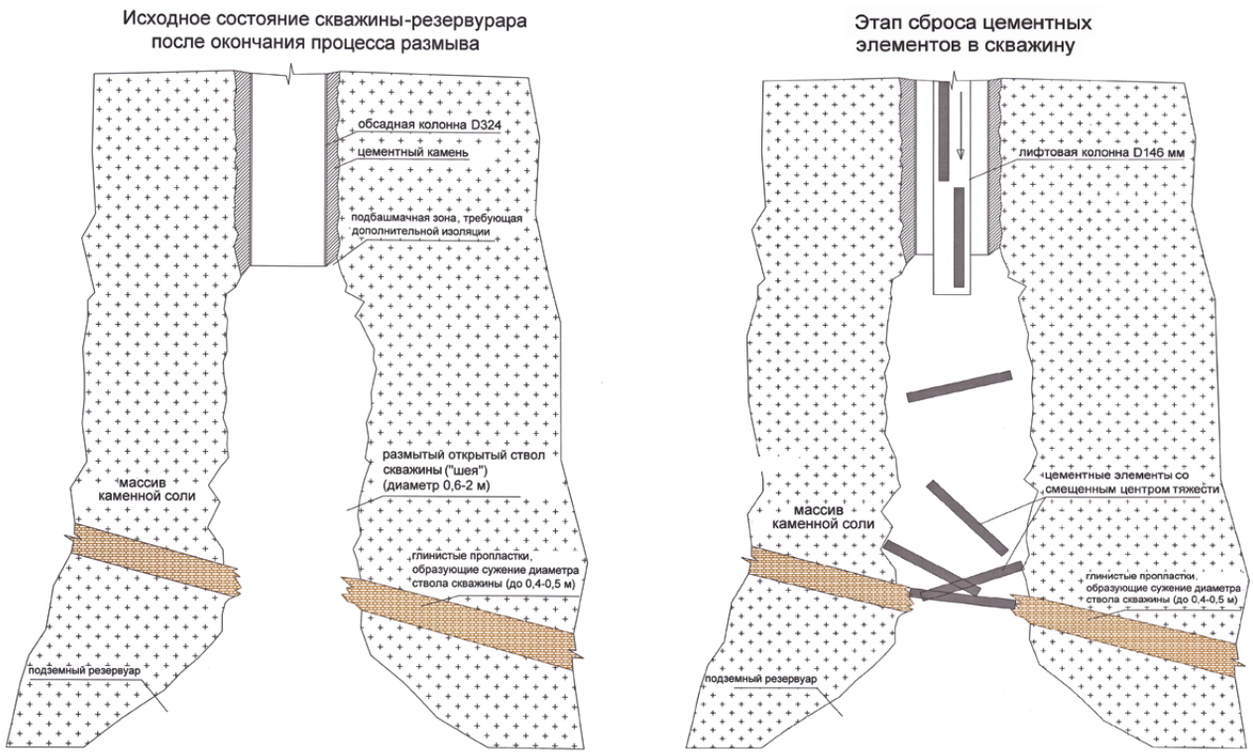


Рисунок 3 – Формирование искусственной отсекающей пробки в интервале открытого ствола скважины для последующей установки опорного цементного моста

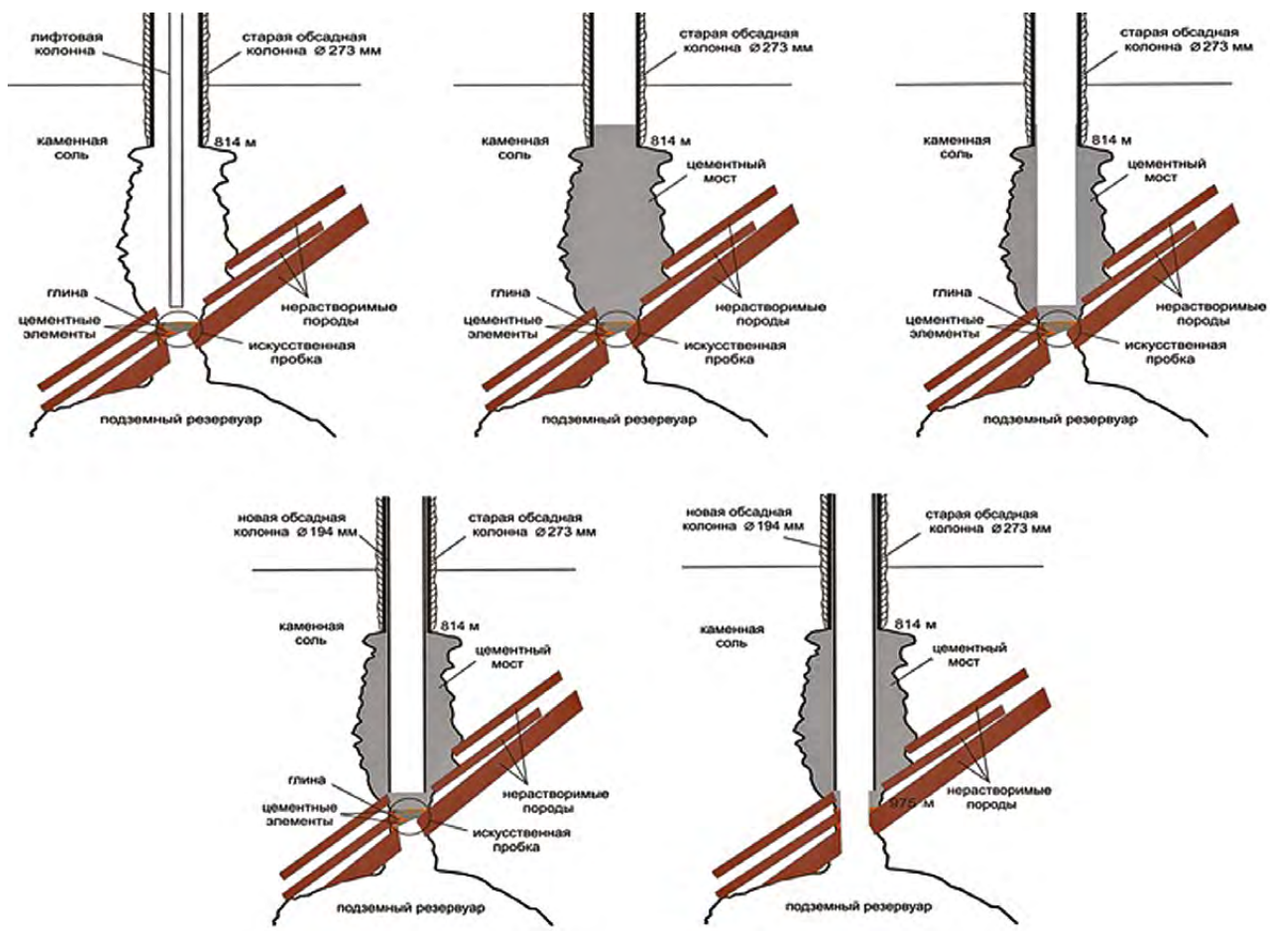


Рисунок 4 – Этапы переоборудования скважин Мозырского ПХГ под газовую эксплуатацию по технологии крепления обсадной колонны в интервале открытого ствола при помощи установки опорного цементного моста, отсекающего резервуар от ствола скважины

Технология формирования искусственного забоя с использованием цементных элементов хорошо зарекомендовала себя и доказала свою эффективность в ходе работ по переоборудованию под газовую эксплуатацию скважин-резервуаров № 8с, 9с, 5э, 11э, 12э Мозырского ПХГ. Универсальность применения, простота технических решений, доступность используемых материалов и оборудования позволяют говорить об актуальности, а в определенных случаях и безальтернативности ее использования и в настоящее время.

Заключительным этапом процесса переоборудования скважин под газовую эксплуатацию является выполнение работ по первичному заполнению подземного резервуара газом и вводу его в эксплуатацию с достижением максимально возможного уровня промышленной и противофонтанной безопасности. Для решения данной задачи специалистами предприятия была разработана уникальная в своем роде технология обустройства и эксплуатации системы «скважина – подземный резервуар» без использования нетипового сложнотехнического импортного оборудования и с выполнением полного цикла технологических операций в максимально сжатые сроки, что позволило обеспечить существенную экономию материальных средств. Технология успешно применяется на Мозырском ПХГ с 2008 года как на переоборудованных скважинах, так и в новых подземных резервуарах, законченных строительством, и не имеет аналогов применения в мировой практике. В настоящее время весь действующий фонд подземных резервуаров Мозырского ПХГ обустроен данным способом. В среднесрочной перспективе, в рамках расширения Мозырского ПХГ, применение технологии обустройства и эксплуатации системы «скважина – подземный резервуар» планируется еще на девяти подземных резервуарах.

Технология обустройства и эксплуатации системы «скважина – подземный резервуар»

После выполнения испытаний на герметичность, подключения к газосборным сооружениям и оборудования устья скважины колонной головкой и фонтанной арматурой подземный резервуар необходимо заполнить природным газом и вытеснить находящийся в резервуаре рассол, оставшийся после размыва. Для этого в скважину спускается лифтовая колонна высокогерметичных труб с комплексом уникального, индивидуально разработанного под конкретные условия Мозырского ПХГ подземного оборудования и надежно якорится в донную часть подземного резервуара специальным якорным устройством для предотвращения ее чрезмерных колебаний в процессе вытеснения рассола и при дальнейшей газовой эксплуатации.

На **рисунке 5** показаны основные элементы подземного оборудования.

Рисунок 5 – Основные элементы подземного оборудования

Основными элементами подземного оборудования, применяемого в технологии обустройства и эксплуатации системы «скважина – подземный резервуар», являются:

- клапан-отсекатель: необходим для автоматического перекрытия внутреннего пространства лифтовой колонны при разрушении или разгерметизации устьевого оборудования, что предотвращает выбросы газа в атмосферу при нештатных ситуациях;
- пакер гидравлического типа: предназначен для образования замкнутого пространства между лифтовой и эксплуатационной колонной после окончания вытеснения рассола с целью исключения негативного воздействия на эксплуатационную колонну знакопеременных термобарических нагрузок, возникающих при циклической эксплуатации резервуара;

- термокомпенсатор: служит для компенсации осевых нагрузок, возникающих в процессе закачки или отбора газа при температурных растяжениях или сжатиях металла лифтовой колонны. Чрезмерное растяжение колонны либо ее сжатие могут привести к срыву гидравлического пакера;
- посадочный ниппель: конструктивно представляет собой перфорированный патрубок, отверстия которого при вытеснении рассола перекрыты глухой втулкой. По окончании процесса вытеснения рассола втулка удаляется, последующая газовая эксплуатация подземного резервуара происходит через данные отверстия. Этот элемент по своему назначению и функционалу является абсолютно уникальным и не имеет аналогов.

Посадочный ниппель в закрытом состоянии находится в верхней части подземного резервуара вблизи эксплуатационной колонны. В нижней части скважины внутри эксплуатационной колонны находится гидравлический пакер. В нескольких десятках метров выше гидравлического пакера устанавливается термокомпенсатор. Непосредственно вблизи устья скважины на глубине 1–2 м от поверхности земли расположен клапан-отсекатель (**рисунок 6**).

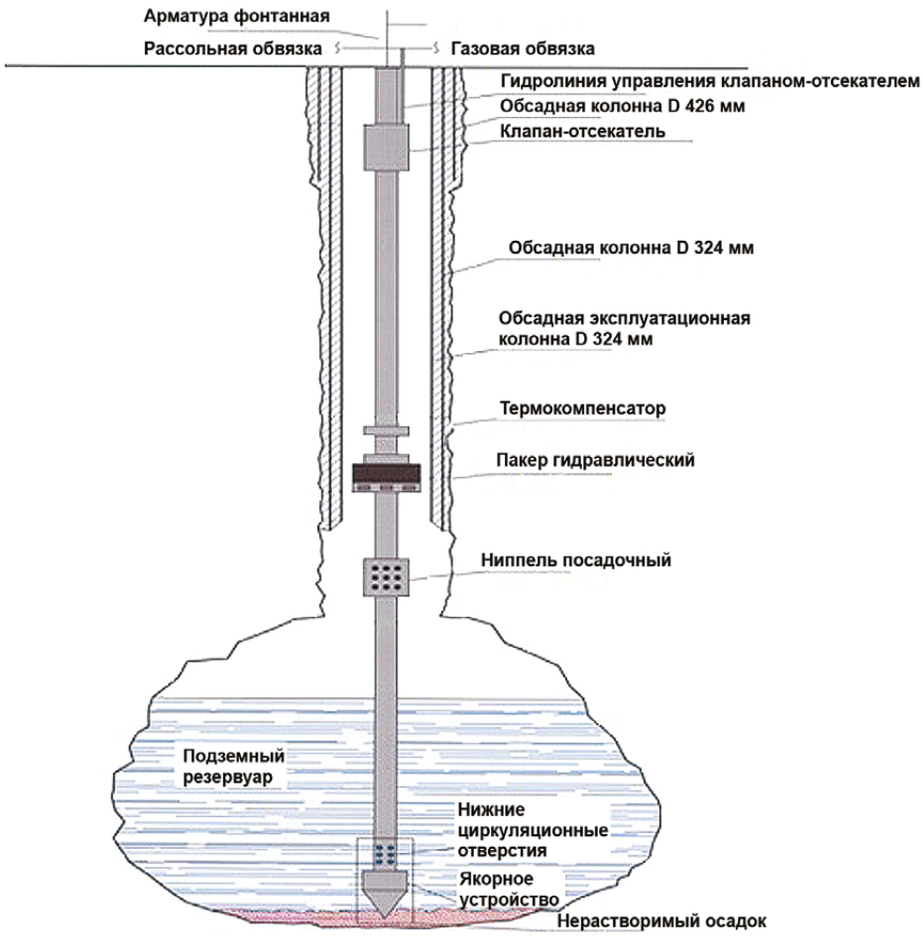


Рисунок 6 – Принципиальная схема обустройства системы «скважина – подземный резервуар» с основными элементами подземного оборудования

Природный газ наземными компрессорными установками по затрубному пространству между эксплуатационной и лифтовой колонной подается в скважину и вытесняет рассол по лифтовой колонне через нижние отверстия над якорным устройством.

В процессе заполнения резервуара газом уровень «газ – рассол» постепенно понижается. После оттеснения границы «газ – рассол» до уровня нижних циркуляционных отверстий во внутритрубное пространство лифтовой колонны поступает природный газ. При появлении первых признаков газирования вытесняемого рассола закачка газа в межтрубное пространство прекращается (**рисунок 7а**, см. с. 80).

После окончания вытеснения рассола газом внутренняя полость лифтовой колонны заполняется (глушится) рассолом или водой до прекращения признаков насыщения газом столба жидкости. Далее в колонну с использованием задвижек фонтанной арматуры в качестве «шлюзовой камеры» вбрасывается специальный инструмент, который под действием силы тяжести плавно опускается и садится в седло ниппеля посадочного, наглухо перекрывая внутреннее сечение лифтовой колонны (**рисунок 7в**, см. с. 80).

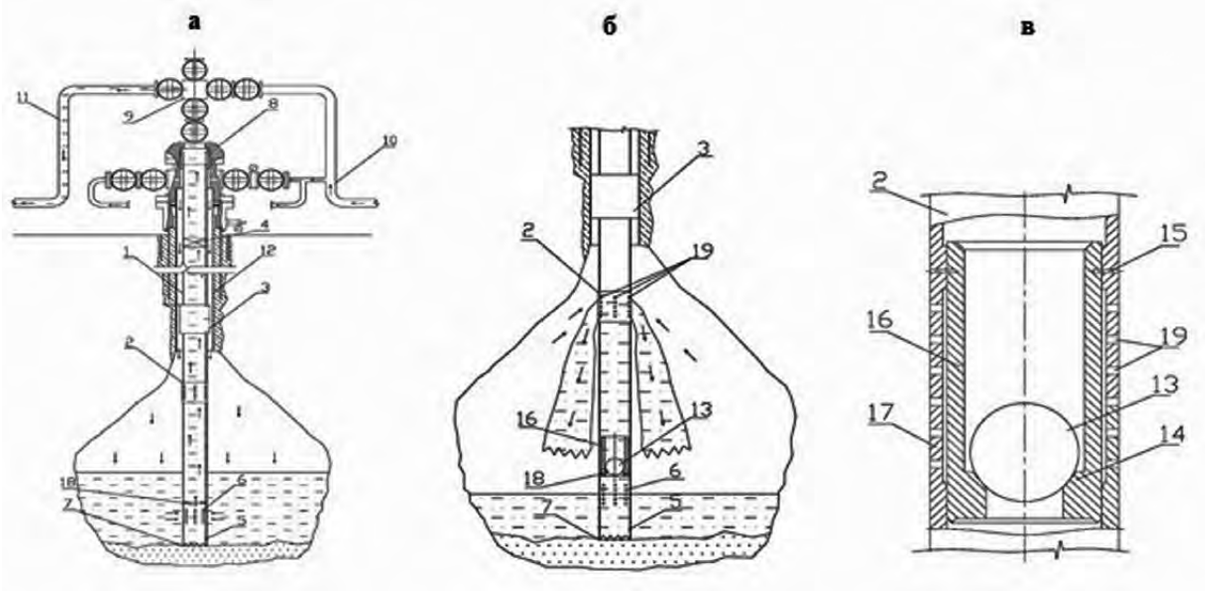


Рисунок 7 – Этапы подготовки системы «скважина – подземный резервуар» к газовой эксплуатации:

1 – лифтовая колонна; 2 – ниппель посадочный; 3 – пакер гидравлический; 4 – приустьевой клапан-отсекатель; 5 – якорное устройство; 6 – отверстия для циркуляции рассола; 7 – зубцы; 8 – фонтанная арматура; 9 – фонтанная елка; 10 – газовый шлейф; 11 – рассольный шлейф; 12 – обсадная колонна; 13 – инструмент ниппеля посадочного; 14 – седло ниппеля посадочного; 15 – штифт; 16 – втулка ниппеля посадочного; 17 – наружный перфорированный патрубок ниппеля посадочного; 18 – кольцо-ловушка; 19 – циркуляционные окна (отверстия)

Затем во внутренней полости лифтовой колонны создается избыточное давление. При достижении уровня избыточного давления в 7–13 МПа гидравлический пакер переходит из транспортного в рабочее положение, изолируя затрубное пространство между обсадной и лифтовой колоннами от резервуара. При дальнейшем повышении избыточного давления внутри лифтовой колонны до 18 МПа срезные штифты, соединяющие внутреннюю подвижную втулку ниппеля посадочного с наружным перфорированным патрубком, разрушаются, а подвижная втулка вместе с инструментом падает на специальное упорное кольцо-ловушку в нижней части лифтовой колонны, открывая циркуляционные отверстия посадочного ниппеля и при этом перекрывая нижние циркуляционные отверстия вблизи якорного устройства (**рисунок 7б**) [3].

Система «скважина – подземный резервуар» обустроена и готова к эксплуатации.

Дальнейшая закачка и отбор газа происходят через верхние циркуляционные отверстия ниппеля посадочного и только внутри лифтовой колонны для исключения воздействия перепадов давления на цементную крепь скважины.

Вышеописанная технология в полном объеме применима в течение жизненного цикла резервуара при возникновении необходимости проведения подземных ремонтов или увеличения полезного геометрического объема путем доразмыва. При выполнении таких работ гидравлический пакер приводится в транспортное положение. Производится заполнение подземного резервуара рассолом (водой) по трубному пространству с одновременным отбором газа по затрубному пространству. Таким образом, подземный резервуар на период ремонта (доразмыва) переводится на рассол, а по завершении работ необходимо повторно реализовать описанную схему ввода резервуара в эксплуатацию.

Ключевыми преимуществами являются [1]:

- отсутствие необходимости спуска в скважину дополнительных лифтовых труб для извлечения рассола с установкой дорогостоящих герметизирующих шлюзовых устройств на устье скважины и сохранение при этом максимально высокого уровня промышленной и фонтанной безопасности;
- исключение фонтаноопасных работ по извлечению рассолоподъемной колонны в газовой среде;
- полное импортозамещение и возможность использования типовых изделий, качественное производство которых налажено российскими и белорусскими производителями, специализирующимися на разработке и выпуске оборудования для нефтегазового комплекса;
- обеспечение надежного разобщения затрубного пространства от полости подземного резервуара и создание защиты обсадной эксплуатационной колонны и цементного кольца за ней от негативного воздействия знакопеременных нагрузок избыточного давления и температурных перепадов при отборе и закачке газа;
- обеспечение надежного якорения лифтовой колонны в донной части резервуара, что исключает возникновение вибрационных колебаний нижней части лифтовой колонны, возможную деформацию

или обрыв части труб в ходе газовой эксплуатации, а также предотвращение раскручивания нижней части труб при первичном вытеснении рассола;
- обеспечение возможности в ходе эксплуатации резервуара беспрепятственного проведения регулярных геофизических исследований во внутреннем канале лифтовой колонны и внутрискважинного оборудования приборами распространенного отраслевого типоразмера;
- использование клапана-отсекателя с целью повышения фонтанной безопасности.

В процессе разработки и внедрения технологии получено два патента на изобретение Республики Беларусь и Российской Федерации.

Универсальность технологии позволяет осуществлять ее коммерческое использование на большинстве подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли за счет доказанного положительного экономического эффекта и опыта успешного применения на Мозырском ПХГ. Дополнительно для каждого отдельного ПХГ возможно авторское сопровождение разработки и при необходимости корректировка методологии применения технологии с учетом адаптации под индивидуальные конструктивные особенности скважин, конкретные горно-геологические и технологические условия и требования нормативной документации.

Заключение

Описанные в данной статье и примененные на Мозырском ПХГ технологии переоборудования и обустройства системы «скважина – подземный резервуар» позволяют качественно и в относительно короткие сроки ввести в газовую эксплуатацию законченные строительством подземные резервуары, а также повышают надежность и эффективность эксплуатации подземных хранилищ газа, созданных в отложениях каменной соли, что актуально для нужд газовой отрасли. Их применение при строительстве, расширении и обустройстве подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли особенно актуально в настоящее время, когда в условиях беспрецедентного санкционного давления и стремительно сжимающегося рынка сервисных услуг доступ к импортным технологиям и оборудованию существенно ограничен.

Список источников

1. Войтов П. М., Луговский Н. Н., Криштопа Н. А. Развитие подземных хранилищ газа в Республике Беларусь // Газовая промышленность. 2015. № 9. С. 22–24.

2. Майоров В. В., Аусев В. Г., Парфенов К. В., Луговский Н. Н., Красновский С. В., Машезов А. А., Лукашевич А. А. Обоснование обустройства и эксплуатации Мозырского подземного хранилища газа // Природопользование. 2022. № 1. С. 112–117.

3. Аусев В. Г., Луговский Н. Н., Красновский С. В., Машезов А. А., Лукашевич А. А. Повышение надежности и безопасности эксплуатации подземных хранилищ газа, созданных в отложениях каменной соли // Промышленная безопасность. 2022. № 3. С. 36–39.

References

1. Voitov P. M., Lugovski N. N., Krishtopa N. A. Development of underground gas storage facilities in the Republic of Belarus // Gas Industry. 2015. No. 9. P. 22–24 (In Russ.).

2. Mayorov V. V., Ausev V. G., Parfenov K. V., Lugovski N. N., Krasnovski S. V., Mashezau A. A., Lukashevich A. A. Substantiation of the arrangement and operation of the Mozyr underground gas storage facility // Nature Management. 2022. No. 1. P. 112–117 (In Russ.).

3. Ausev V. G., Lugovski N. N., Krasnovski S. V., Mashezau A. A., Lukashevich A. A. Improving the reliability and safety of operation of underground gas storage facilities created in rock salt deposits // Industrial Safety. 2022. No. 3. P. 36–39 (In Russ.).

Информация об авторах: **Владимир Георгиевич Аусев**, главный инженер – первый заместитель генерального директора, **Николай Николаевич Луговский**, заместитель главного инженера – начальник производственного отдела подземного хранения газа, **Сергей Викторович Красновский**, заместитель начальника производственного отдела подземного хранения газа, **Алексей Анурбиевич Машезов,** ведущий инженер-технолог производственного отдела подземного хранения газа, **Виктор Алексеевич Ткачёв**, начальник геологического отдела филиала «Молодечненское управление буровых работ», **Геннадий Геннадьевич Котяшев**, ведущий геолог производственного отдела подземного хранения газа

Information about the authors: **Vladimir G. Ausev**, chief engineer, first deputy general director, **Nikolay N. Lugovski**, deputy chief engineer, head of underground gas storage department, **Sergey V. Krasnovski**, deputy head of underground gas storage department, **Aliaksei A. Mashezau**, leading technologist of underground gas storage department, **Victor A. Tkachou**, head of the geological department of Molodechno drilling directorate, **Gennadiy G. Kotyashev**, leading geologist of underground gas storage department

Статья поступила в редакцию 23.11.2022; одобрена после рецензирования 28.02.2023; принята к публикации 01.03.2023.
The article was submitted 23.11.2022; approved after reviewing 28.02.2023; accepted for publication 01.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 82–88

Научная статья
УДК 622.276
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88
EDN: XOICTO

УЛУЧШЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПОСЛЕ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ НА ПУНГИНСКОМ ПХГ

Евгений Валентинович Паникаровский[1],
Валентин Васильевич Паникаровский[2],
Николай Николаевич Закиров[3],
Марина Валерьевна Листак[4]
[1, 2, 3, 4]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
[1]panikarovskijev@tyuiu.ru,
[2]panikarovskijvv@tyuiu.ru,
[3]zakirovnn@tyuiu.ru,
[4]listakmv@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы разрушения полимерных связей у полимерной составляющей, которая находится в составе технологических жидкостей, применяемых при бурении, освоении и глушении скважин. Предложена методика исследования разрушения полимерных связей с помощью кислотных композиций. По результатам проведенных лабораторных работ было установлено, что максимальную эффективность для разрушения полимерных связей имеет подобранный спирто-кислотный состав, включающий в себя диэтиленгликоль и соляную кислоту.

Ключевые слова: Пунгинское ПХГ, бурение, лабораторные работы, буровой раствор, полимеры

Для цитирования: Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Закиров Н. Н., Листак М. В. Улучшение фильтрационно-емкостных свойств пласта после первичного вскрытия на Пунгинском ПХГ // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 82–88. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-82-88. EDN: XOICTO.

© Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Закиров Н. Н., Листак М. В., 2023

© Panikarovsky E. V., Panikarovsky V. V., Zakirov N. N., Listak M. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):82-88

Original article
UDC 622.276
DOI5 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88
EDN: XOICTO

IMPROVEMENT OF FILTRATION-CAPACITY PROPERTIES OF FORMATION AFTER THE PRIMARY OPENING AT THE PUNGINSKY UGS

Evgeny V. Panikarovsky[1],
Valentin V. Panikarovsky[2],
Nikolai N. Zakirov[3], **Marina V. Listak**[4]
[1, 2, 3, 4]Tyumen industrial university, Tyumen, Russia
[1]panikarovskijev@tyuiu.ru, [2]panikarovskijvv@tyuiu.ru,
[3]zakirovnn@tyuiu.ru, [4]listakmv@tyuiu.ru

Abstract. The article deals with the issues of the destruction of polymer bonds in the polymer component, which is part of the process fluids used in drilling, development and killing of wells. A technique for studying the destruction of polymeric bonds with the help of acidic compositions is proposed. According to the results of the laboratory work, it was found that the alcohol-acid solution, which includes hydrochloric acid and diethylene glycol, has the maximum efficiency for breaking polymer bonds.

Keywords: Punginskoye UGS, drilling, laboratory work, drilling mud, polymers

For citation: Panikarovsky E. V., Panikarovsky V. V., Zakirov N. N., Listak M. V. Improving the porosity and porosity properties of the reservoir after the initial opening at the Punginskoye UGS. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):82-88. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-82-88. EDN: XOICTO.

Введение

Пунгинское подземное хранилище газа (ПХГ), размещенное в Тюменской области в Березовском районе, было создано из Пунгинского газоконденсатного месторождения, открытого в 1961 году (скважина № 214). В разработку Пунгинское месторождение введено в октябре 1966 года. После его истощения, в 1985 году, введено в промышленную эксплуатацию ПХГ.

В геологическом строении Пунгинского ПХГ принимают участие мезокайнозойские осадочные отложения юрского, мелового, палеогенового возраста, которые залегают на палеозойском фундаменте. Кристаллический фундамент находится на глубинах 1600–2000 м.

Пунгинское ПХГ в региональном плане расположено в пределах Березовской моноклинали и приурочено к локальному брахиантиклинальному поднятию почти изометричной формы, на котором находятся три вершины фундамента, направленные на северо-восток.

Пласт «П» отбивается изогипсой по отметке минус 1800 м, его размер составляет 11 × 9 км с амплитудой поднятия 200 м. В сводовой части отмечается пологое, а в присводовой – крутое залегание пластов, с последующим выполаживанием на крыльях.

Верхняя часть фундамента представлена выветрелым каолинизированным гранитом, разбитым трещинами. Мощность коры выветривания наиболее значительна на склонах выступа (до 30 м) и уменьшается к своду.

В погруженных частях структуры на коре выветривания фундамента залегают среднеюрские отложения тюменской свиты с максимальной мощностью 100 м. В направлении к своду они полностью выклиниваются. Выше залегают верхнеюрские песчано-ракушняковые отложения – газоносный пласт «П». Максимальная мощность пласта «П» составляет до 100 м и зафиксирована на склонах структуры, пластовая температура: 60–64 °С, проницаемость: 0,05–0,6 мкм^2, пористость: 28–32 %, коэффициент аномальности: 0,33–0,4.

Расширения Пунгинского ПХГ

Для расширения Пунгинского ПХГ проводилось строительство 17 эксплуатационных наклонно-направленных скважин, сгруппированных в четырех кустах, с расстоянием между устьями 40 м. При этом при бурении под кондуктор и промежуточную колонну применялся полимер-глинистый буровой раствор, а под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый карбонатный [1].

При бурении под хвостовик использовался безглинистый полисахаридный буровой раствор с повышенными блокирующими свойствами. Для регулирования фильтрационных, структурно-механических, реологических, ингибирующих свойств буровых растворов применяются полимерные компоненты (РАС, «Биоксан»). Также в состав раствора входят кремнийорганическая жидкость «Основа-ГС», боросиликатный реагент «Кольмасил», смазочные добавки КСД и СМЭГ и мраморная крошка МР-4. При бурении скважин используются различные химические реагенты, такие как микан-40, метас, метакрин и др.

Наличие в составах технологических жидкостей полимерной составляющей приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов [2].

Освоение скважин после выхода из бурения проводилось с применением колтюбинговой установки типа М-20 в соответствии с требованиями СТП 39-2.1-003-2001 «Технологический регламент по освоению скважин с помощью колтюбинговой установки на месторождениях севера Западной Сибири» [3, 4].

Эффективность работы ПХГ в большой степени зависит от состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) и ее ФЕС, в случае низких дебитов следует начинать проводить работы по интенсификации притока скважин. В процессе строительства скважины и при дальнейшей ее эксплуатации может наблюдаться снижение ФЕС продуктивного пласта.

К получению низких дебитов из эксплуатационных скважин после строительства приводят следующие факторы:

а) проникновение фильтратов технологических жидкостей в продуктивный пласт и их взаимодействие с глинами;

б) приложение большой репрессии в процессе строительства скважины вызывает проникновение фильтратов технологических жидкостей и образует зону с низкой проницаемостью для пластовых флюидов;

в) происходит закупорка проводящих пор из-за проникновения в них мелкодисперсных частиц из технологических жидкостей в процессе строительства скважины, а также образование диффузионно-адсорбционных слоев.

Для предупреждения осложнений, вызванных первыми двумя причинами, вносят изменения в процесс строительства скважин и в составы технологических жидкостей для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. Третье осложнение ликвидируется в результате физико-химической реакции в ПЗП.

На снижение ФЕС продуктивных пластов могут повлиять процессы диффузии и адсорбции, которые происходят в проводящих порах.

В низкомолекулярных соединениях растворение полимера происходит медленно. В начале растворения начинается его набухание и увеличение в объеме, при этом его форма остается неизменной. Низкомолекулярные растворы обладают низкой вязкостью и могут быть растворителями полимерных растворов, что придаст им текучесть.

Для разрыва основных связей в макромолекулярных цепях у полимеров требуется проведение физико-химического воздействия. Для химического разрушения полимерной составляющей можно применять различные химические вещества или их соединения.

Для разрушения амидных связей в полимерах на них можно воздействовать с помощью щелочей или кислот. После распада полимерной составляющей на выходе получаются две макромолекулы, состоящие из аминов ($C_nH_{2n+3}N$) и карбоксильных групп (-COOH) [5].

К физическому методу разрушения полимерной составляющей следует отнести термоокислительную реакцию, которая происходит при высокой температуре и кислороде.

В процессе строительства скважин применяются глинистые, полимерные и полимер-глинистые технологические жидкости, однако при их использовании после проведения освоения скважины могут не выходить на проектные дебиты. Для предупреждения различных осложнений в процессе освоения, связанных с низким дебитом скважин, первичное вскрытие продуктивных пластов рекомендуется проводить с использованием биополимерных растворов [6].

Объект и методы исследования

В экспериментах по разрушению полимерной составляющей применялись композиции, которые состояли из следующих реагентов: соляной (HCl), плавиковой (HF), аскорбиновой ($C_6H_8O_6$) кислот, ацетона (C_3H_6O), diethyleneglycol (DEG). Составы показаны в **таблице 1**.

Таблица 1 – Композиции для растворения полимерной составляющей

№	Композиция	Состав
1	Ацетон-кислотная	15 % HCl + 10 % C_3H_6O
2	Ацетон-кислотная	15 % HCl + 20 % C_3H_6O
3	Спирто-кислотная	10 % HCl + 1 % DEG
4	Трехкомпонентная кислотная	10 % HCl + 5 % HF + 0,2 % $C_6H_8O_6$

В лабораторных работах по растворению полимерной составляющей использовались следующие полимеры: carboxymethyl cellulose (CMC), polyanionic cellulose (PAC), hydroxyethyl cellulose (HEC).

Авторами была разработана технология обработки с помощью кислотных композиций для разрушения полимерной составляющей в фильтратах технологических жидкостей, проникших в ПЗП.

Очередность проведения лабораторных работ следующая.

Проводили растворение полимера массой M_0 в дистиллированной воде, далее определяли концентрации, в результате чего установили, что содержание полимерной составляющей было: PAC – 1–2 %, CMC – 1–3 %, HEC – 1–2 %.

На следующем этапе было проведено смешивание растворов полимеров и кислотных композиций в объеме 100 см^3 с последующей выдержкой при комнатной температуре (плюс 20 °C) в течение четырех часов. Далее раствор отфильтровывался в сушильном шкафу при температуре плюс 75 °C. Потом до постоянной массы производили сушку фильтра в сушильном шкафу при температуре плюс 80 °C с последующим взвешиванием.

Расчет массы сухого остатка полимерной составляющей M_1 проводят по формуле:

$$M_1 = M_3 - M_2, \qquad (1)$$

где M_2 – масса сухого фильтра, кг; M_3 – масса фильтра с осадком после сушки, кг.

Расчет растворимости полимерной составляющей P в кислотных композициях проводят по формуле:

$$P = \frac{M_0 - M_1}{M_0}, \qquad (2)$$

где P – растворимость полимеров, доли; M_0 – начальная масса полимера, кг; M_1 – масса сухого остатка полимерной составляющей после проведения обработки кислотными композициями, кг.

После выполненных экспериментальных исследований для разрушения полимерной составляющей с помощью кислотных композиций было установлено, что они очень хорошо реагируют на спирто-кислотную композицию, состоящую из соляной кислоты (10–20 %) и DEG (1–2 %), как показано на **рисунке 1**.

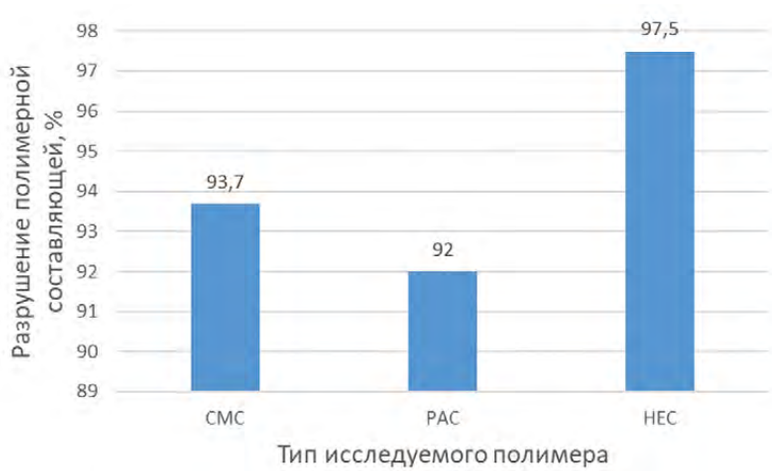


Рисунок 1 – Разрушение полимерной составляющей, %

В ходе проведенных экспериментальных исследований было установлено, что при одной концентрации HCl, но с разной концентрацией DEG (1–3 %) наилучшие результаты растворимости полимерной составляющей происходят при концентрации DEG 3 %, как показано на **рисунках 2**, **3**.

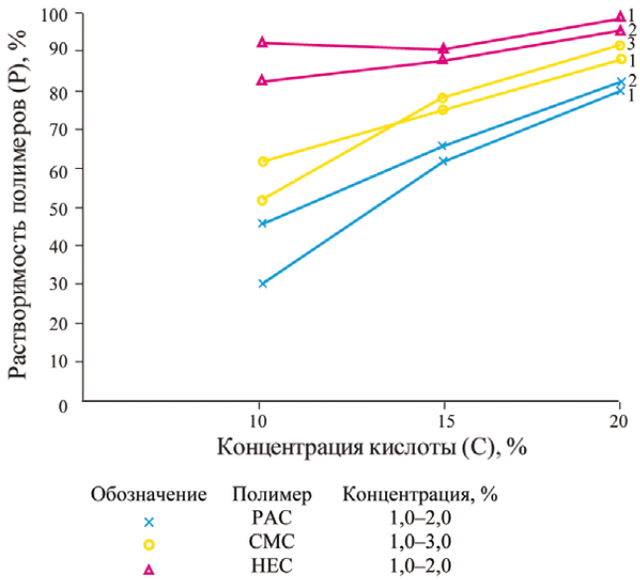


Рисунок 2 – Кривые растворимости полимерной составляющей от концентрации HCl с 1,0 % DEG

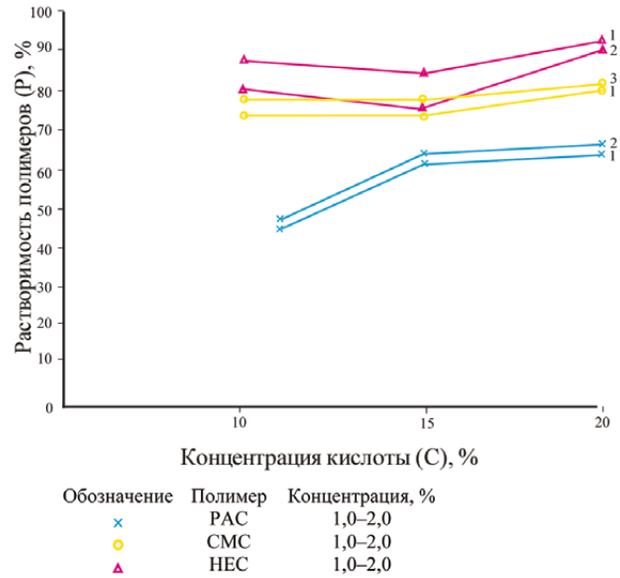


Рисунок 3 – Кривые растворимости полимерной составляющей от концентрации HCl с 3,0 % DEG

Как видно из кривых, высокий уровень растворимости полимерной составляющей у HEC (достигает 93,0 %).

По результатам проведенных лабораторных работ было установлено, что растворение полимерной составляющей в ацетон-кислотной композиции происходит хуже, чем в спирто-кислотной. Результаты представлены в **таблице 2**.

Таблица 2 – Результаты растворения полимерной составляющей в ацетон-кислотных композициях

Полимер	Концентрация полимерной составляющей в растворе, %	Ацетон-кислотная композиция для растворения полимерной составляющей	Количество растворенной полимерной составляющей, %
CMC	2,0	15,0 % HCl + 20,0 % C_3H_6O	94,8
CMC	2,0	15,0 % HCl + 10,0 % C_3H_6O	87,5
PAC	2,0	15,0 % HCl + 20,0 % C_3H_6O	86,0
PAC	2,0	15,0 % HCl + 10,0 % C_3H_6O	75,8

В глино-кислотной композиции с добавкой аскорбиновой кислоты количество растворенной полимерной составляющей составляет: CMC – до 65,0 %, PAC – до 71,0 %, HEC – до 95,5 %, как показано на **рисунке 4**.

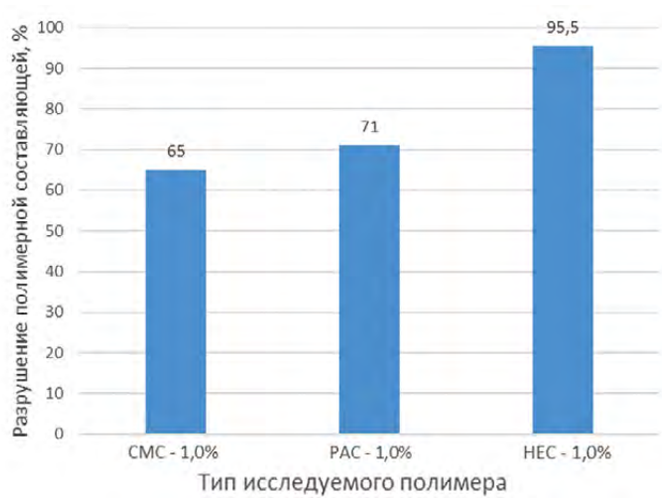


Рисунок 4 – Результаты растворения полимерной составляющей в глино-кислотной композиции, %

На следующем этапе лабораторных работ проводились следующие операции:

а) определение проницаемости образца керна путем прокачки через него углеводородной жидкости;

б) прокачивание через образец керна полимерного раствора до выхода его в мерную бюретку;

в) прокачивание через образец керна 20 % HC1 + 3 % DEG с последующей выдержкой в течение одного часа;

г) для удаления продуктов реакции промывали образец керна керосином;

д) определяли фазовую проницаемость по керосину;

е) рассчитывали коэффициент восстановления проницаемости образца керна.

В результате проведенных лабораторных исследований и обработки полученных результатов нами были получены кривые коэффициента восстановления проницаемости (β) керна по углеводородной жидкости (**рисунок 5**).

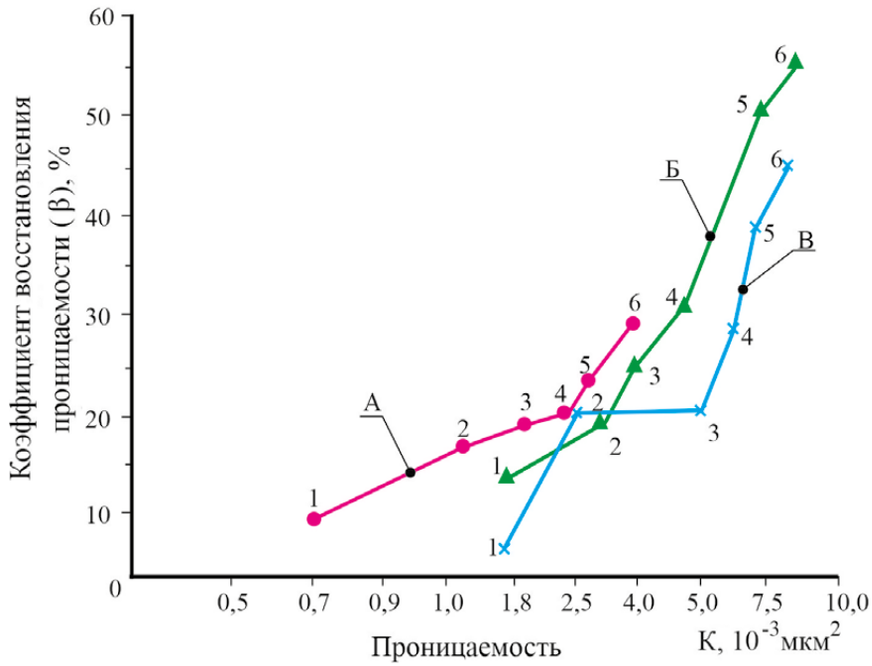


Рисунок 5 – Результаты восстановления проницаемости образцов керна после проведения экспериментальных работ
А – керн после прокачивания СМС; Б – керн после прокачивания НЕС; В – керн после прокачивания РАС; участки 1, 2, 3 – прокачивание керосина для удаления полимерной составляющей; участки 3, 4, 5, 6 – разрушение полимерной составляющей спирто-кислотным раствором

Анализируя полученные кривые, можно сказать, что после прокачки НЕС через образец керна и последующей обработки составом 20 % HC1 + 3 % DEG происходит увеличение проницаемости. Образец керна, в который был закачан РАС и далее проведена обработка спирто-кислотной композицией, показал, что его проницаемость не восстановилась.

Полученные кривые показывают, что их вид, скорее всего, связан со структурой пор керна и прочностью полимерных связей в используемых растворах при обработке.

При проведении экспериментальных работ по растворению полимерной составляющей был установлен порядок разрушения полимеров: СМС, НЕС, РАС, который не подтвердился после закачивания полимерной составляющей в образцы керна. В результате он стал выглядеть следующим образом: НЕС, РАС, СМС.

Заключение

В результате проведенных лабораторных работ было установлено, что в растворах, применяемых при бурении скважин на Пунгинском ПХГ и для восстановления проницаемости призабойной зоны скважин, следует проводить их обработку спирто-кислотной композицией, состоящей из 20 % HCl + 3 % DEG.

Список источников

1. Строительство эксплуатационных скважин на Пунгинском подземном хранилище газа (ПХГ) в составе стройки «Бурение эксплуатационное на ПХГ». Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2012. 166 с.

2. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Тулубаев А. Б., Клепак Д. Н. Способы повышения продуктивности скважин при разработке Бованенковского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 5. С. 88–99.

3. Технологический регламент по освоению скважин с помощью колтюбинговой установки на месторождениях севера Западной Сибири: НД 158758-249-2003. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2003. 50 с.

4. Освоение скважин в условиях пластовых давлений, близких к гидростатическим и техногенно сниженным: СТП-39-2.1-003-2001. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2001. 55 с.

5. Тагер А. А. Физико-химия полимеров. Москва: Научный мир, 2007. 573 с.

6. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. Москва: Недра, 1972. 392 с.

References

1. Construction of production wells at the Punginskoye Underground Gas Storage (UGS) as part of the “Production Drilling at the UGS” construction site. Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2012. 166 p. (In Russ.).

2. Panikarovsky E. V., Panikarovsky V. V., Tulubaev A. B., Klepak D. N. Ways to increase well productivity in the development of the Bovanenkovskoye field // News of higher educational institutions. Oil and gas. 2019. No. 5. P. 88–99 (In Russ.).

3. Technological regulations for the development of wells using a coiled tubing unit at the fields of the North of Western Siberia: ND 158758-249-2003. Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2003. 50 p. (In Russ.).

4. Development of wells under conditions of formation pressures close to hydrostatic and technogenically reduced: STP-39-2.1-003-2001. Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2001. 55 p. (In Russ.).

5. Tager A. A. Physical chemistry of polymers. Moscow: Scientific world, 2007. 573 p. (In Russ.).

6. Kister E. G. Chemical Treatment of Drilling Solutions. Moscow: Nedra, 1972. 392 p. (In Russ.).

Информация об авторах: **Евгений Валентинович Паникаровский**, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, **Валентин Васильевич Паникаровский**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений, **Николай Николаевич Закиров**, доктор технических наук, профессор кафедры бурения скважин, **Марина Валерьевна Листак**, ассистент кафедры бурения скважин

Information about the authors: **Evgeny V. Panikarovsky**, candidate of technical sciences, associate professor of the department of well drilling, **Valentin V. Panikarovsky**, doctor of technical sciences, professor of the department of oil and gas field development, **Nikolai N. Zakirov**, doctor of technical sciences, professor of the department of well drilling, **Marina V. Listak**, assistant of the department of well drilling

Статья поступила в редакцию 07.11.2022; одобрена после рецензирования 14.02.2023; принята к публикации 01.03.2023.
The article was submitted 07.11.2022; approved after reviewing 14.02.2023; accepted for publication 01.03.2023.

МГРИ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«Новые идеи в науках о Земле»

XVI Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле»

6–7 апреля 2023

Контакты
conf2023@mgri.ru

Адрес
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Сайт конференции
conference-mgri.ru

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 90–100

Научная статья
УДК 622.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-90-100
EDN: VYRAKG

АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КРЕПЛЕНИЯ ПХГ-СКВАЖИН

Георгий Викторович Буслаев[1]
Анна Юрьевна Лаврик[2],
[1, 2]Санкт-Петербургский горный университет,
Санкт-Петербург, Россия

Аннотация. В работе приведен анализ механизма образования тампонажного камня при креплении эксплуатационной колонны нагнетательной скважины подземного хранилища углекислого газа. Изложены общие сведения о механизме гидратации, степени влияния углекислого газа на тампонажные материалы, а также описан химизм процесса углекислотного воздействия. Эксперимент в сверхкритической среде CO_2 включает в себя проведение испытаний в ячейке коррозионной активности. По результатам эксперимента был проведен анализ образцов, испытания на прочность, сделаны выводы о влиянии сверхкритического углекислого газа на крепь скважины.

Ключевые слова: бурение скважин, секвестрация углекислого газа, тампонажный камень, подземное захоронение углекислого газа

Для цитирования: Буслаев Г. В., Лаврик А. Ю. Анализ воздействия сверхкритического углекислого газа на цементный камень для совершенствования крепления ПХГ-скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 90–100. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-90-100. EDN: VYRAKG.

© Буслаев Г. В., Лаврик А. Ю., 2023

© Buslaev G. V., Lavrik A. Y., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):90-100

Original article
UDC 622.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-90-100
EDN: VYRAKG

ANALYSIS OF THE IMPACT OF SUPERCRITICAL CARBON DIOXIDE ON CEMENT STONE TO IMPROVE THE CASING OF UGS WELLS

Georgy V. Buslaev[1], Anna Y. Lavrik[2]
[1, 2]Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

Abstract. This arcticle provides an analysis of the mechanism of the formation of cement stone, when fixing the production string of an injection well of an underground storage of carbon dioxide. General information about the mechanism of hydration, the degree of influence of carbon dioxide on backfill materials is given, and the chemistry of the process of carbon dioxide exposure is described. The supercritical CO_2 experiment includes testing in a corrosivity cell. Based on the results of the experiment, samples were analyzed, strength tests were carried out, and conclusions were drawn about the effect of supercritical carbon dioxide on the well lining.

Keywords: well drilling, carbon dioxide sequestration, cement stone, underground carbon dioxide storage

For citation: Buslaev G. V., Lavrik A. Y. Analysis of the impact of supercritical carbon dioxide on cement stone to improve the fixing of UGS-wells // Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):90-100. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-90-100. EDN: VYRAKG.

Введение

С увеличением глубины бурения выявляются проблемы крепления скважин, не только вызванные нарушением целостности тампонажного камня и ухудшением изоляционных свойств в результате действия высоких температур, но и от воздействия агрессивных пластовых ионов. В последние годы, в связи с общепринятым курсом на декарбонизацию, большое развитие за рубежом получила концепция захоронения CO_2 под землей [1, 2]. Международная политика оказывает давление на промышленно развитые страны в области сокращения углеродного следа при производстве товаров и услуг. При этом закачка углекислого газа в подземные хранилища (ПХГ) рассматривается как основной способ секвестрации углерода. Кроме того, закачка углекислого газа в нефтяные резервуары позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи на любой стадии эксплуатации месторождения. В первую очередь для этого рассматриваются скважины, через которые ранее добывались нефть или газ [1, 3].

Ситуация осложняется тем, что при проектировании и строительстве скважин не учитывается возможность их дальнейшего перевода в статус нагнетательных для закачки углекислого газа с целью его захоронения или повышения нефтеотдачи. Существующий фонд скважин, который потенциально мог бы быть использован для секвестрации CO_2, построен без учета возможного агрессивного воздействия углекислого газа, в том числе в сверхкритическом состоянии [3, 4].

При подземном хранении CO_2 целесообразно, чтобы углекислый газ находился в сверхкритическом состоянии, которое достигается при температуре 31,6 °С и давлении 7,3 МПа. В этом случае газ имеет высокую про-

никающую способность, а также занимает гораздо меньше места, чем при хранении в газообразном состоянии [3]. Для сохранения сверхкритического состояния подходящий коллектор или истощенный нефтегазовый пласт для хранения CO_2 должен располагаться на глубине более 800 м [2]. При этом температура и давление в большинстве случаев существенно превышают соответствующие показатели точки перехода CO_2 в сверхкритическое состояние. Так, в нефтяных скважинах температура доходит до 175 °С, а давление – до 75 МПа [5]. Таким образом, можно сделать вывод о высокой степени актуальности исследований воздействия сверхкритического CO_2 на материалы, обсадную колонну и оснастку, используемые при креплении скважин, которые потенциально могут быть переведены в нагнетательные.

Анализ промысловых данных по Оренбургскому, Астраханскому, Уренгойскому месторождениям показывает, что в 70 % скважин тампонажный камень подвергается воздействию коррозии [6, 7, 8]. На сегодняшний день большое внимание уделяется борьбе с сероводородной коррозией, при этом составы разрабатываются в большей степени с учетом исключительного влияния сероводорода, но упускается влияние углекислоты. Именно для этого необходимо провести комплексную оценку стойкости тампонажного камня в условиях углекислотной коррозии. Большинство месторождений содержат ионы HCO_3^- совместно с агрессивными ионами полисолевой агрессии Mg^{2+}, Cl^-, SO_4^{2-} [9], которые считаются более сильными по отношению к цементному камню, чем преимущественное содержание CO_2 в добываемом газе. Распространенное ошибочное мнение о слабом воздействии углекислоты объясняется тем, что при исследованиях не учитывается повышение растворимости углекислого газа с ростом давления в пластовых условиях. Дополнительно коррозионный процесс осложняется тем, что в некоторых месторождениях интенсификация добычи нефти проводится с последующей закачкой углекислоты [10]. В связи с этим повышение долговечности крепления скважины является актуальной задачей.

Задача изучения влияния различных факторов на качество разобщения пластов становится все более актуальной. Нарушение целостности цементного камня приводит к проблемам межколонных перетоков. Жизненный цикл скважин, длительность их безводной эксплуатации, а также возможность использования различных методов воздействия на пласт определяются надежностью тампонажного камня, находящегося в заколонном пространстве. Фактором, снижающим долговечность крепи, является проникновение в поры цементного камня агрессивных пластовых флюидов, вызывающих солевую, сероводородную и углекислотную коррозию цементного камня [11].

Анализ материалов показывает, что нарушение герметичности крепления скважин происходит как на начальном, так и на конечном этапе отвердевания тампонажного раствора в связи с образованием каналов по самому цементному камню или по контактным зонам, в местах соприкосновения с обсадной колонной и с самой горной породой [12]. Они выступают как проводящие каналы для пластовых флюидов [13]. Через несколько месяцев после цементирования есть риск столкнуться с проблемой межколонных давлений, а вследствие этого – с межколонными перетоками, что способствует осложнению работы скважины в процессе добычи нефти и газа [14].

В результате вышесказанного были выявлены следующие проблемы:

- утрата герметичности в контактных зонах тампонажного камня из-за твердения раствора в замкнутом объеме скважины;
- снижение сплошности тампонажного камня в результате образования в нем каналов на начальном этапе твердения тампонажной композиции;
- ухудшение изоляционных свойств крепи из-за термодеструктивных процессов в тампонажном камне.

Химизм процесса образования цементного камня

Необходимое предъявляемое требование к тампонажным растворам – возможность регулирования их свойств в достаточно широких пределах [15]. Свойства тампонажных материалов зависят от состава, условий формирования структуры раствора и камня в скважине. Процесс образования цементного камня сопровождается химической реакцией, в основе этого процесса лежит явление гидратации цемента. При взаимодействии цемента с водой реакции идут одновременно, но с разной скоростью. Цементный камень представляет собой полиминеральное и полидисперсное упруговязкопластичное тело, образующееся после гидратации и твердения вяжущего [16]. Твердая фаза в большей степени содержит продукты гидратации, остатки негидратированных зерен портландцемента (ПЦТ), частицы инертных или не вступивших в реакцию активных добавок, кристаллы солей, полученных от жидкости затворения. Жидкая фаза содержит воду с растворенными в ней веществами. Газообразная фаза состоит из попавшего в смесь воздуха и, кроме того, из газов, выделяющихся в процессе химических реакций в тампонажном растворе, и пластовых газов.

Минералы, из которых состоит вяжущий материал, представлены: трехкальциевым силикатом – $3CaO \cdot SiO_2(C_3S)$ алитом, его содержание находится в пределах 45–60%; двухкальциевым силикатом – $2CaO \cdot SiO_2(3C_3S)$ белитом, 20–30%; трехкальциевым алюминатом – $3CaO \cdot Al_2O_3(C_3A)$, 5–15 %; четырехкальциевым алюмоферритом – $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3(C_4AF)$, 10–20 %.

На первой стадии происходит смачивание водой твердых частиц смеси, процесс сопровождается явлением коагуляции, где частицы твердой фазы образуют цементный гель. Это самая медленная стадия,

но именно она согласно кинетике процесса гидратации называется лимитирующей и определяющей суммарную скорость процесса твердения. Ниже приведена схема реакции:

$$2(3CaO \cdot SiO_2) + 6H_2O \rightarrow 3CaO \cdot 2SiO_2 \cdot 3H_2O + 3Ca(OH)_2, \quad (1)$$

где $3CaO \cdot 2SiO_2$ – гидросиликат кальция.

Гидратация белита происходит по реакции:

$$2(2CaO \cdot SiO_2) + 4H_2O \rightarrow 3CaO \cdot 2SiO_2 \cdot 3H_2O + Ca(OH)_2. \quad (2)$$

Трехкальциевый алюминат реагирует с водой с образованием гидроалюмината кальция $(3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 6H_2O)$ – гидрогели оксидов алюминия и кремния, реакция протекает с большой скоростью из-за высокого тепловыделения, вследствие чего тампонажная смесь быстро схватывается.

Трехкальциевый гидроалюминат, в отличие от гидросиликатов кальция, достаточно легко реагирует с сульфатами кальция (гипсом), часто он вводится для замедления сроков схватывания цементного теста по следующему уравнению:

$$3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 6H_2O + 3(CaSO_4 \cdot 2H_2O) + nH_2O \rightarrow 3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 3CaSO_4 \cdot mH_2O. \quad (3)$$

Если действие гидросульфоалюмината кальция начинается уже после того, как тампонажная смесь затвердела, то реакция (3) вызывает разрушение цементного камня, в связи с чем при приготовлении цемента для крепления скважин в среде, содержащей кислые агрессивные компоненты, следует снизить содержание исходного трехкальциевого алюмината [17].

Гидратация четырехкальциевого алюмоферрита проходит по уравнению:

$$4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3 + nH_2O \rightarrow CaO \cdot Fe_2O_3 \cdot H_2O + 3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 6H_2O. \quad (4)$$

Согласно [18], при гидратации цементной смеси, содержащей в большей степени ПЦТ, алюмоферриты кальция не оказывают большого влияния на формирование начальной прочности, но кальциевый феррит способствует упрочнению тампонажного камня.

При помощи рентгеновской дифракции и других методов можно показать, что более 70 % C_3S обычно вступает в реакцию за 28 суток и фактически весь материал – за один год. Продуктами реакции будут гидроксид кальция $Ca(OH)_2$ и гидрат силиката кальция (CSH). CSH – это общее название любого аморфного закристаллизованного гидрата силиката кальция ($CaO \cdot SiO_2 \cdot H_2O$).

Процесс твердения вяжущих веществ сопровождается контракцией, другими словами, уменьшением цементного составляющего в процессе гидратации [19]. При застывании цемента в условиях межколонного пространства, вблизи непроницаемых пород, контракция может вызвать вакуум внутри тампонажного камня, тем самым спровоцировав появление в нем усадочных деформаций. Величина усадочных деформаций ПЦТ может достигать 3–5 %. Контракция для тампонажного камня, находящегося в контакте с агрессивной средой, приводит к тому, что может произойти всасывание агрессивных ионов внутрь камня на начальном этапе твердения [20]. В связи с тем, что структура камня в этот момент рыхлая, с вкраплениями крупных каналов, внутренняя коррозия становится более опасной, чем внешняя.

Существует классификация наиболее распространенных видов коррозии цементного камня [21]. Коррозия первого типа, при которой происходит вымывание и растворение гидроксида кальция $Ca(OH)_2$ из цементного камня и, как следствие, его разрушение. После вымывания гидроксида кальция начинается разложение алита, белита, а затем гидроалюминатов и гидроферритов кальция. С увеличением проницаемости возрастает пористость цементного камня и ухудшаются его прочностные свойства.

Коррозия второго типа характеризуется процессом, сопровождающимся химической реакцией, в ходе которой образуются продукты коррозии, с выделением осадочных соединений, существенно снижающих прочностные характеристики цементного камня. Для коррозии второго типа применительно понятие реакционной емкости раствора, при которой происходит диффузия раствора агрессивного флюида в цементный камень. Следуя данной классификации, углекислотная коррозия цементного камня относится ко второму типу.

Карбонизация воздействует на все составляющие цементного камня: гидроксид кальция $Ca(OH)_2$, цементный гель C-S-H, трехкальциевый алюминат, четырехкальциевый алюмоферрит [22]. Из всех продуктов гидратации гидроксид кальция $Ca(OH)_2$ обладает наибольшей растворимостью в воде (1,2 г/л при T = 20 °C). В результате обменных реакций между катионами металлов I группы (щелочные металлы) Na^+, K^+, поступающими в исходный раствор с цементом, химическими добавками и заполнителями в процессе приготовления бетонной смеси или оказывающими воздействие непосредственно на цементный камень, величина pH поровой жидкости цементного теста довольно быстро возрастает и достигает значений 13–14, что говорит о сильнощелочной среде раствора.

В соответствии с законом произведения растворимости

$$[Ca^{2+}] = \frac{ПР_{Ca(OH)_2}}{\gamma_{Ca^2} + \cdot \gamma^2_{OH} - \cdot [OH^-]^2}, \quad (5)$$

где $ПР_{Ca(OH)_2}$ – произведение растворимости $Ca(OH)_2$; γ – коэффициенты активности ионов Ca^{2+} и OH^-; $[OH^-]$ – концентрация гидроксид-ионов Na^+, K^+.

Так как зависимость обратная, увеличение концентрации ионов щелочных металлов способствует снижению растворимости гидроксида кальция, что поддерживает заданный уровень щелочности и концентрацию ионов Ca^{2+}.

$$Ca(OH)_2 + H_2CO_3 = CaCO_3 + H_2O, \text{ при } pH = 10 \div 14; \quad (6)$$

$$Ca(OH)_2 + H_2CO_3 = Ca(HCO_3)_2 + H_2O, \text{ при } pH = 6 \div 10. \quad (7)$$

Гидрокарбонат кальция попадает в окружающую среду, а карбонат кальция выпадает в осадок и снова растворяется поступающей угольной кислотой.

$$CaCO_3 + H_2CO_3 = Ca(HCO_3)_2. \quad (8)$$

Вследствие отвода гидроксида кальция из цементного камня происходит снижение уровня щелочности и увеличение пористости камня. Это вызывает нарушение термодинамического равновесия гидратных фаз, которые под воздействием гидролиза растворяются и приводят к разрушению.

Наблюдения показывают, что карбонизация происходит послойно, а не по всему объему бетона одновременно [23]. Глубина, в которой происходит поглощение углекислого газа, может быть рассчитана, если рассмотреть модель капиллярной системы в цементном камне. Молекулы углекислого газа перемещаются путем диффузии, при этом они перемещаются с равной скоростью во всех направлениях. Достигая поверхности раздела «газ – жидкость» и растворяясь в пленке жидкости, CO_2 реагирует с гидроксидом кальция. Одновременно $Ca(OH)_2$ переходит из твердого состояния в раствор и диффузионным путем перемещается от стенки капилляра к поверхности пленки жидкости на границе раздела фаз.

Диффузия CO_2 вглубь бетона подчиняется законам кинетики Фика. Однако следует учесть, что вследствие химических превращений, связанных с карбонизацией продуктов цементного геля, параметры диффузии в этих уравнениях не являются постоянными величинами и главным образом зависят от большого числа факторов [24]. Из-за этого решение уравнений Фика чрезвычайно усложняется. На практике для прогнозирования карбонизации широкое распространение получила следующая простая зависимость между временем и глубиной проникновения CO_2:

$$d = K \cdot \sqrt{t}, \quad (9)$$

где d – глубина карбонизации, мм; K – коэффициент карбонизации, мм/год$^{1/2}$; t – время, годы.

Для того чтобы использовать формулу (9) применительно к какому-либо конкретному случаю, необходимо знать коэффициент K. Для крепи скважины коэффициент K можно оценить экспериментально. Для этого в формуле (9) в качестве d следует подставить толщину карбонизированного слоя (которую можно определить фенолфталеиновым методом), в качестве t – возраст цементного камня. Установив таким образом значение коэффициента K, можно с помощью той же формулы рассчитать оставшийся срок эксплуатации скважины.

Объект и методика исследований тампонажного камня

Для проведения эксперимента были выбраны три состава тампонажной смеси, приведенные в **таблице 1**.

Таблица 1 – Массовое соотношение смеси

Состав 1	ЦЕМ-I + вода	Водоцементное отношение – 0,5
Состав 2	ЦЕМ-I 85 % + зола DeSOx 15 % + вода	
Состав 3	ЦЕМ-I 85 % + зола DeSOx 10 % + вода	

Выдвинуто предположение о том, что введение в состав добавки золы-уноса (ЗУ) в цементных смесях ускоряет гидратацию после первых суток, действуя как центры зародышеобразования для гидратов силиката кальция. Зола-уноса с низким содержанием CaO, природные пуццоланы и микрокремнезем являются пуццолановыми материалами [25]. В своем составе они чаще всего содержат большое количество оксида кремния SiO_2, Al_2O_3 и низкое содержание CaO. В процессе гидратации образуются гельцементные составы по типу $C\text{-}S\text{-}H$, а также алюминаты и алюмосиликаты кальция [26].

С целью исследования влияния сверхкритического CO_2 на образцы цементного камня в Горном университете был разработан и реализован комплекс методов и технических средств. Предварительная подготовка включает в себя формы для приготовления образцов, камеру влажного хранения с поддержанием необходимого уровня влажности, а также экспериментальный стенд моделирования пластовых условий в среде сверхкритического CO_2.

Подготавливались образцы-кубики в соответствии с ГОСТ 34532-2019. Далее образцы в течение семи суток подвергались воздействию сверхкритического сжиженного углекислого газа в модифицированной ячейке коррозионной активности с целью установления зависимости изменения структуры тампонажного камня и прочностных характеристик от времени выдерживания в агрессивной среде. Система подачи CO_2 представляет собой баллон с установленным редуктором и подогревателем для достижения температуры выше 30 °С. От редуктора газ подается по трубкам в газовый бустер, который повышает давление в линии, соединенной с ячейкой коррозионной активности, выше 7 МПа. При этом образцы цементного камня герметично закрыты в ячейке и размещены в изготовленном на 3D-принтере контейнере, обеспечивающем постоянство среды для воздействия рабочего газа на кубики.

Испытания проводились в следующем порядке:

1. Подготовка образцов-балочек бездобавочного цемента с водоцементным отношением (в/ц) = 0,5 осуществлялась по схеме, показанной на **рисунке 1**.

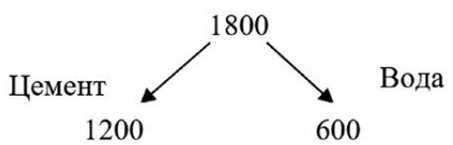


Рисунок 1 – Схема подготовки бездобавочного цемента

Масса раствора была выбрана на основании объема формы на изгиб, вмещающей около 400 г раствора. Время затвердевания до проведения испытаний на изгиб и сжатие составило 24 часа.

2. Введение в состав тампонажной смеси минеральной составляющей ЗУ в количестве: для I раствора – 10 %, для II раствора – 15 %.

Подготовка цемента осуществлялась по схеме, показанной на **рисунке 2**.

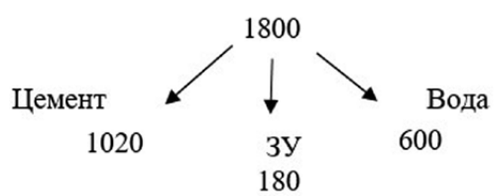


Рисунок 2 – Схема подготовки цемента с ЗУ 15 % масс

Аналогичным образом составлялось уравнение (13) для расчета 10 % добавки ЗУ для I раствора.

Подготовка цемента осуществлялась по схеме, показанной на **рисунке 3**.

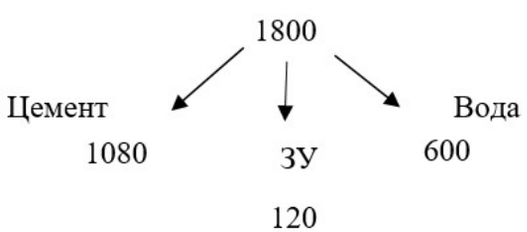


Рисунок 3 – Схема подготовки цемента с ЗУ 10 % масс

Ниже представлены фотографии образцов, находящихся в среде CO_2, после проведения испытаний в течение семи дней.

Результаты экспериментальных исследований

На **рисунках 4, 5** приведены результаты испытаний на сжатие и изгиб образцов цементного камня на первые и седьмые сутки, проведенных в лаборатории тампонажных материалов. На **рисунке 4** показаны зависимости прочности на изгиб от времени для трех типов составов: бездобавочный цемент и содержащие минеральную добавку ЗУ в количестве 10 и 15 %.

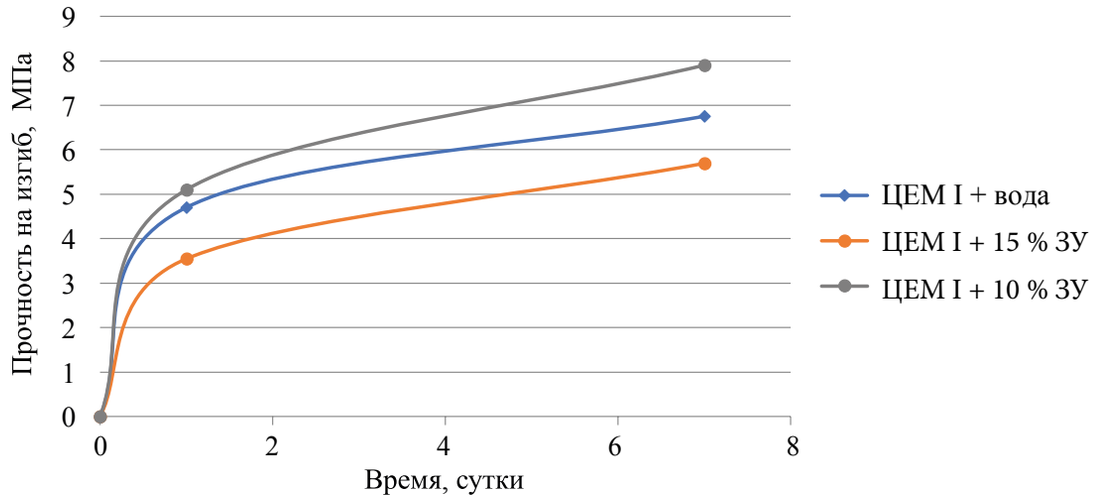


Рисунок 4 – Испытания прочности на изгиб до воздействия агрессивной среды

Анализ графика показывает, что сопротивление цементного камня изгибающим деформациям увеличивается при доле замещения цемента ЗУ в количестве 10 %. При увеличении концентрации минеральной добавки наблюдается падение прочности относительно контрольного образца до минимального значения – с 8 МПа до 5,5 МПа. Результаты исследований указывают на степень связанного свободного гидроксида кальция в тампонажной смеси. На начальном этапе твердения его количество возрастает при введении в состав ЗУ по причине увеличения скорости реакции гидратации алита, что позволяет снизить пористость цементного камня.

На **рисунке 5** показан график измерения прочности на сжатие.

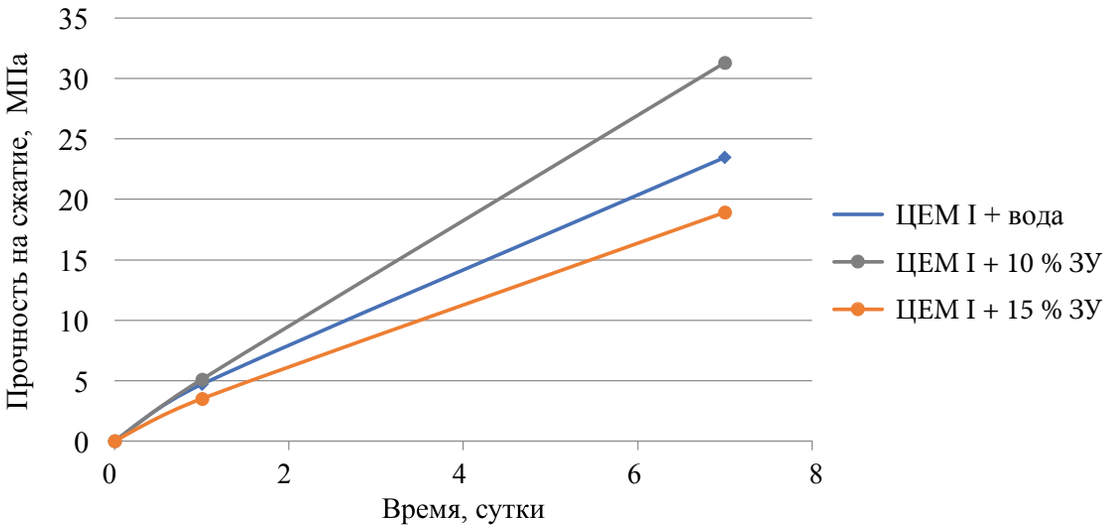


Рисунок 5 – Испытания прочности на сжатие до воздействия агрессивной среды

Результаты испытаний показывают, что цементный камень композиционного состава сохраняет показатели прочности на сжатие – 32 МПа и превышает по этому показателю контрольный образец в 1,3 раза – 24, 6 МПа.

В ходе испытаний прочности на сжатие образцов, указанных на **рисунке 7** на с. 97, было выявлено отличие, которое характеризовалось послойным разрушением с сохранением основной структуры, в отличие от образцов, находящихся в воде (**рисунок 6**, см. с. 97).

При этом показатель прочности незначительно увеличился за счет образования осадочного карбоната кальция, заполнившего поры.

На **рисунках 8–10** на с. 97 представлены фотографии образцов, находящихся в среде CO_2, и образцов, находящихся в воде, за одинаковый промежуток времени.

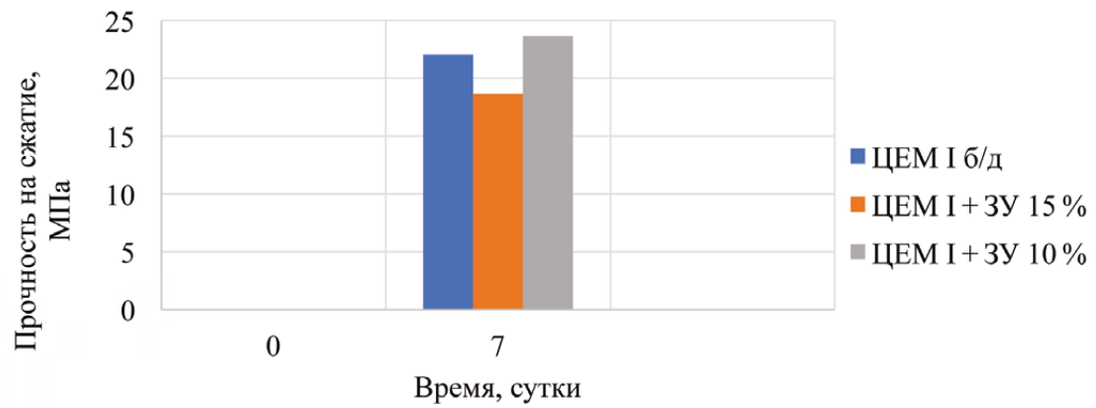


Рисунок 6 – Прочность на сжатие образцов, выдерживаемых в среде H_2O

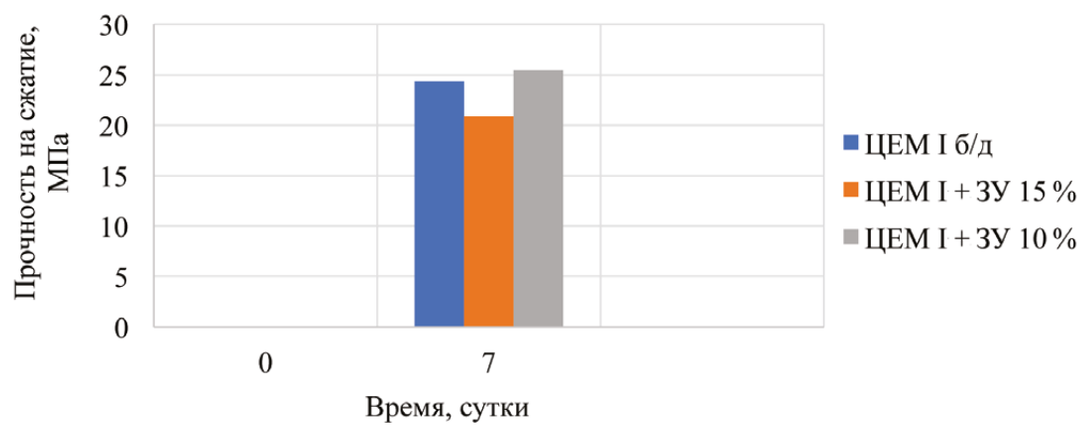


Рисунок 7 – Прочность на сжатие образцов, выдерживаемых в среде CO_2

Рисунок 8 – Послойное разделение образца карбонизированного цемента после испытания на сжатие

Рисунок 9 – Слева результат действия фенолфталеиновой пробы на образец цементного камня в углекислой среде, справа результат действия пробы на образец, находящийся в воде

Рисунок 10 – Карбонизированная корка образца цемента после испытания на сжатие

Для верификации воздействия углекислого газа был проведен качественный анализ на карбонизацию цемента. По данным фенолфталеиновой пробы можно отследить падения уровня pH в связи с удалением из раствора катионов щелочных металлов и кальция путем выщелачивания.

Из представленных выше фотографий можно сделать вывод, что в течение семи суток происходило постепенное изменение свойств вяжущего материала, снижался показатель щелочности вследствие вымывания гидроксида кальция и образования нерастворимого карбоната кальция.

Заключение

Результаты проведенных исследований показали, что при снижении уровня щелочности от $pH \approx 12$ до слабощелочного $pH < 9$ происходит карбонизация материала, который в щелочной среде окрашен в малиновый цвет, а при переходе в кислую и нейтральную становится бесцветным. Также было установлено, что показатель прочности не снизился в течение семи суток, однако это не говорит о том, что углекислый газ не влияет на прочность материала, так как изменилась его структура при сжатии и появилось отслоение внешней стенки камня толщиной около 1 мм, что указывает на степень глубины карбонизации. При длительном воздействии CO_2 на внешний слой цементного камня происходит выделение осадка $CaCO_3$ с образованием слоя, снижающего скорость коррозии. Экспериментальные данные подтверждают краткосрочное увеличение прочности за счет образования карбонатного слоя от воздействия углекислого газа. При этом коррозионное поражение имеет послойный характер. А также увеличивается неоднородность свойств цементного камня, приводящая к отслоению внешней стенки под воздействием предельных нагрузок.

Предложено введение в тампонажную смесь добавки золы-уноса, выполняющей роль связующего гидроокиси кальция, с целью снижения скорости коррозии и упрочнения тампонажного камня при воздействии на него агрессивных сред.

Список источников

1. Carroll S., Carey J. W., Dzombak D., Huerta N. J., et al. (2016). Role of chemistry, mechanics and transport on well integrity in CO_2 storage environments. International Journal of Greenhouse Gas Control, 49, 149–160. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.01.010.
2. Barlet-Gouédard V., Rimmelé G., Goffé B., Porcherie O. (2007). Well Technologies for CO_2 Geological Storage: CO_2-Resistant Cement. Oil & Gas Science and Technology, 62(3), 325–334. https://doi.org/10.2516/ogst:2007027.
3. Anderson J., Bachu S., Nimir H. B., Basu B., Bradshaw J., et al. (2005). Underground geological storage. Cambridge University Press.
4. Gasda S. E., Bachu S., Celia M. A. (2004). Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin. Environ. Geol. 46, 707–720. https://doi.org/10.1007/s00254-004-1073-5.
5. Van der Meer B. (2005). Carbon dioxide storage in natural gas reservoir. Oil & gas science and technology, 60(3), 527–536.
6. Дроздов Н. А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 783–794. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.71.
7. Кантюков Р. Р., Запевалов Д. Н., Вагапов Р. К. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 578–586.
8. Тарнавский А. Н., Кобышев Н. П. Проникновение сероводородосодержащего газа через цементный камень // Экспресс-информация. Серия: Геология, бурение и разработка, газовых месторождений. 1977. № 12(36). С. 11–12.
9. Сидоров Д. А., Двойников М. В., Камбулов Е. Ю., Лаврик А. Ю. Солеотложение и рапопроявление: анализ проблем, возникающих при строительстве скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 10(130).
10. Трухина О. С., Синцов И. А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2016. №. 3. С. 205–209.
11. Li L., Liu T., Jiang G., Fang C., Sun J., Zheng S., Liu H., Leusheva E., Morenov V., Nikolaev N. Field Application of Microbial Self-Healing Cement Slurry in Chunguang 17–14 Well. Energies 2021, 14, 1544. https://doi.org/10.3390/en14061544.
12. Курбанов Я. М., Черемисина Н. А. Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. №. 5. С. 64–71.
13. Бондаренко А. В., Мардашов Д. В., Исламов Ш. Р. Оценка эффективности применения блокирующих полимерных составов при глушении нефтяных скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора // Нефтегазовое дело. 2022. № 20(1). С. 53–64.
14. Саляев В. В. Исследование процесса сероводородной коррозии в тампонажных материалах // Записки Горного института. 2003. Т. 155(2). С. 45.
15. Шаньшеров А. В., Блинов П. А., Черемшанцев Д. М. Повышение сопротивляемости тампонажного камня динамическим нагрузкам для предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин // Инновационные перспективы Донбасса. 2022. С. 153–156.

16. Зимина Д. А., Двойников М. В., Полянский С. Д. Анализ изменения свойств цементного раствора-камня при формировании в условиях мерзлых пород // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2020. №. 1. С. 14–18.

17. Zimina D. A., Zhapkhandaev C. A., Petrov A. A. (2020). Analysis of the effect of nanosilicates on the strength and porosity of cement stone. In Key Engineering Materials. Trans Tech Publications Ltd. Vol. 854. P. 175–181.

18. Бутт Ю. М., Сычев М. М., Тимашев В. В. Химическая технология вяжущих материалов: учебник для вузов. М.: Высшая школа, 1980. 472 с.

19. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б. С., Каримов Н. Х. и др. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. Самара, 1998. 272 с.

20. Сидоров Д. А., Куншин А. А., Двойников М. В. Разработка стенда для физического моделирования процесса ликвидации рапопроявлений // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2022. Т. 1. С. 348–351.

21. Агзамов Ф. А., Махмутов А. Н., Токунова Э. Ф. Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магнезиальных агрессивных средах // Георесурсы. 2019. № 21(3). С. 73–78. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.73-78.

22. Николаев Н. И., Леушева Е. Л. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 194–200. https://doi.org/10.31897/PMI.2019.2.194.

23. Алексеев С. Н., Розенталь Н. К. Кинетика карбонизации бетона // Бетон и железобетон. 1969. №. 4. С. 22–24.

24. Блинов П. А., Шаньшеров А. В., Черемшанцев Д. М., Кузнецова Н. Ю., Никишин В. В. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. № 333(11). С. 115–123.

25. Бажин В. Ю. и др. Исследование свойств тампонажных растворов с добавкой отходов производства фтористого алюминия // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2020. С. 39–42.

26. Stein H. N., Stevels J. M. (1964). Influence of silica on the hydration of 3CaO, SiO_2. Journal of Applied Chemistry, 14(8), 338–346.

References

Carroll S., Carey J. W., Dzombak D., Huerta N. J., et al. (2016). Role of chemistry, mechanics and transport on well integrity in CO_2 storage environments. International Journal of Greenhouse Gas Control, 49, 149–160. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.01.010.

2. Barlet-Gouédard V., Rimmelé G., Goffé B., Porcherie O. (2007). Well Technologies for CO_2 Geological Storage: CO_2-Resistant Cement. Oil & Gas Science and Technology, 62(3), 325–334. https://doi.org/10.2516/ogst:2007027.

3. Anderson J., Bachu S., Nimir H. B., Basu B., Bradshaw J., et al. (2005). Underground geological storage. Cambridge University Press.

4. Gasda S. E., Bachu S., Celia M. A. (2004). Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin. Environ. Geol. 46, 707–720. https://doi.org/10.1007/s00254-004-1073-5.

5. Van der Meer B. (2005). Carbon dioxide storage in natural gas reservoir. Oil & gas science and technology, 60(3), 527–536.

6. Drozdov N. A. (2022). Filtration studies on cores and bulk models of the Urengoy field to determine the effectiveness of the water-gas effect on the formation during the extraction of condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims. Notes of the Mining Institute, 257, 783–794 (In Russ.). https://doi.org/10.31897/PMI.2022.71.

7. Kantyukov R. R., Zapevalov D. N., Vagapov R. K. Analysis of the application and impact of carbon dioxide media on the corrosive state of oil and gas facilities // Notes of the Mining Institute. 2021. Vol. 250. P. 578–586 (In Russ.).

8. Tarnavsky A. N., Kobyshev N. P. Penetration of hydrogen sulfide-containing gas through cement stone // Express-information. Series: Geology, Drilling and development, gas fields. 1977. No. 12(36). P. 11–12 (In Russ.).

9. Sidorov D. A., Dvoynikov M. V., Kambulov E. Yu., Lavrik A. Yu. Salt deposition and rapoprevention: analysis of problems arising during the construction of wells // Business Journal Neftegaz.RU. No. 10(130) (In Russ.).

10. Trukhina O. S., Sintsov I. A. Experience of carbon dioxide application for enhanced oil recovery // The successes of modern natural science. 2016. No. 3. P. 205–209 (In Russ.).

11. Li L., Liu T., Jiang G., Fang C., Sun J., Zheng S., Liu H., Leusheva E., Morenov V., Nikolaev N. Field Application of Microbial Self-Healing Cement Slurry in Chunguang 17–14 Well. Energies 2021, 14, 1544. https://doi.org/10.3390/en14061544.

12. Kurbanov Ya. M., Cheremisina N. A. Analysis of technical solutions to prevent the flow of reservoir fluids into the well core space during the waiting period for cement solidification // News of higher educational institutions. Oil and gas. 2019. No. 5. P. 64–71 (In Russ.).

13. Bondarenko A. V., Mardashov D. V., Islamov S. R. (2022). Evaluation of the effectiveness of the use of blocking polymer compounds in the silencing of oil wells in the conditions of a carbonate reservoir and a high gas factor. Oil and Gas Business, 20(1), 53–64 (In Russ.).

14. Salyaev V. V. (2003). Investigation of the process of hydrogen sulfide corrosion in grouting materials. Notes of the Mining Institute, 155(2), 45 (In Russ.).

15. Shansherov A. V., Blinov P. A., Cheremshantsev D. M. Increasing the resistance of grouting stone to dynamic loads to prevent loss of tightness of the annulus of wells // Innovative prospects of Donbass. 2022. P. 153–156 (In Russ.).

16. Zimina D. A., Dvoynikov M. V., Polyansky S. D. Analysis of changes in the properties of cement mortar-stone during the formation of frozen rocks // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. 2020. No. 1. P. 14–18 (In Russ.).

17. Zimina D. A., Zhapkhandaev C. A., Petrov A. A. (2020). Analysis of the effect of nanosilicates on the strength and porosity of cement stone. In Key Engineering Materials. Trans Tech Publications Ltd. Vol. 854. P. 175–181.

18. Butt Yu. M., Sychev M. M., Timashev V. V. Chemical technology of binding materials: textbook for universities. M.: Higher School, 1980. 472 p. (In Russ.).

19. Agzamov F. A., Izmukhambetov B. S., Karimov N. H., et al. Increasing the durability of grouting stone in aggressive fluids of oil and gas wells. Samara, 1998. 272 p. (In Russ.).

20. Sidorov D. A., Kunshin A. A., Dvoynikov M. V. Development of a stand for physical modeling of the process of elimination of rapopreventions // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. 2022. Vol. 1. P. 348–351 (In Russ.).

21. Agzamov F. A., Makhmutov A. N., Tokunova E. F. (2019). Investigation of the corrosion resistance of grouting stone in magnesian aggressive environments. Georesources, 21(3), 73–78 (In Russ.). https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.73-78.

22. Nikolaev N. I., Leusheva E. L. Grouting compositions of reduced density for cementing wells in conditions of abnormally low reservoir pressures // Notes of the Mining Institute. 2019. Vol. 236. P. 194–200 (In Russ.). https://doi.org/10.31897/PMI.2019.2.194.

23. Alekseev S. N., Rosenthal N. K. Kinetics of concrete carbonation // Concrete and reinforced concrete. 1969. No. 4. P. 22–24 (In Russ.).

24. Blinov P. A., Shansherov A. V., Cheremshantsev D. M., Kuznetsova N. Yu., Nikishin, V. V. (2022). Analysis and selection of a grouting mixture resistant to dynamic loads in order to improve the quality of the tightness of the support in the annulus. Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering, 333(11), 115–123 (In Russ.).

25. Bazhin V. Yu., et al. Investigation of the properties of grouting solutions with the addition of aluminum fluoride production waste // Construction of oil and gas wells on land and at sea. M.: Gubkin's University of Oil and Gas, 2020. P. 39–42 (In Russ.).

26. Stein H. N., Stevels J. M. (1964). Influence of silica on the hydration of 3CaO, SiO_2. Journal of Applied Chemistry, 14(8), 338–346.

Информация об авторах: **Георгий Викторович Буслаев,** кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, **Анна Юрьевна Лаврик**, аспирант кафедры бурения скважин

Information about the authors: **Georgy V. Buslaev**, candidate of technical sciences, candidate of technical sciences, associate professor of the department of well drilling, **Anna Y. Lavrik**, postgraduate student, department of well drilling

Статья поступила в редакцию 20.10.2022; одобрена после рецензирования 27.02.2023; принята к публикации 01.03.2023.
The article was submitted 20.10.2022; approved after reviewing 27.02.2023; accepted for publication 01.03.2023.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

25–27 апреля 2023

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ-2023

www.neftegaz-expo.ru

24–27 апреля 2023

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РЭА МИНЭНЕРГО РОССИИ

ТПП РФ

Российское Газовое Общество

РСПП

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 102–107

Научная статья
УДК 622.691.24
DOI: 110.55557/2412-6497-2023-2-102-107
EDN: IYRNKU

СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА СОЗДАНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПХГ В ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ

Андрей Владиленович Чугунов[1],
Александр Артемович Михайловский[2]
[1]Газпром недра, Москва, Россия, [2]Газпром ВНИИГАЗ, Москва, Россия
[1]a.chugunov@nedra.gazprom.ru,
[2]A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье показана цель и рассмотрены основные задачи системного контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах, который направлен на обеспечение надежности, безопасности функционирования и эффективности эксплуатации газохранилища на протяжении всего его многолетнего жизненного цикла.

Объектами системного контроля на ПХГ в пластах-коллекторах как промышленного горнотехнического комплекса взаимосвязанных элементов являются объект хранения газа и контрольные горизонты в пределах горного отвода недр, фонд скважин разного технологического назначения и технологические объекты наземного обустройства.

Основной задачей системного контроля за эксплуатацией подземной части ПХГ является контроль состояния недр, включающий контроль искусственной газовой залежи в объекте хранения, герметичности пласта-покрышки, контрольных горизонтов, технического состояния всех пробуренных скважин.

Описаны основные задачи и методы системного контроля ПХГ, включающие площадные и скважинные геолого-геофизические, геохимические, промысловые и аналитические методы.

Приведен пример обеспечения объектного мониторинга недр в процессе создания и эксплуатации одного из ПХГ в водоносном пласте.

Ключевые слова: системный контроль, методы контроля, создание и эксплуатация ПХГ в пластах-коллекторах, герметичность, пласт-покрышка, объект хранения газа, контрольные горизонты, фонд пробуренных скважин

Для цитирования: Чугунов А. В., Михайловский А. А. Системный контроль за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 102–107. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-102-107. EDN: IYRNKU.

© Чугунов А. В., Михайловский А. А., 2023

© Chugunov A. V., Mikhailovsky A. A., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):102-107

Original article
UDC 622.691.24
DOI: 110.55557/2412-6497-2023-2-102-107
EDN: IYRNKU

SYSTEM CONTROL OVER THE CREATION AND OPERATION OF UGS IN RESERVOIR FORMATIONS

Andrey V. Chugunov[1],
Alexander A. Mikhailovsky[2]
[1]Gazprom Nedra, Moscow, Russia, [2]Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russia
[1]a.chugunov@nedra.gazprom.ru,
[2]A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article shows the purpose and considers the main tasks of system control over the creation and operation of UGS in reservoir formations, which is aimed at ensuring the reliability, safety of operation and efficiency of operation of a gas storage facility throughout its long-term life cycle.

The objects of system control at UGS in reservoir formations, as an industrial mining complex of interrelated elements, are the gas storage facility and control horizons within the mining drainage of the subsurface, the fund of wells for various technological purposes and technological objects of ground arrangement.

The main task of the system control over the operation of the underground part of the UGS is the control of the state of the subsoil, including the control of the artificial gas deposit in the storage facility, the tightness of the reservoir-tire, control horizons, the technical condition of all drilled wells.

The main tasks and methods of system control of UGS, including areal and borehole geological-geophysical, geochemical, field and analytical methods, are described.

An example of providing object-based monitoring of subsurface resources in the process of creating and operating one of the UGS in an aquifer is given.

Keywords: system control, control methods, creation and operation of UGS in reservoir formations, tightness, reservoir-cover, gas storage facility, control horizons, fund of drilled wells

For citation: Chugunov A. V., Mikhailovsky A. A. System control over the creation and operation of UGS in reservoir formations. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):102-107. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-102-107. EDN: IYRNKU.

Введение

Подземные хранилища газа (ПХГ) в пластах-коллекторах предназначаются для повышения надежности и эффективности газоснабжения и поэтому должны характеризоваться собственной высокой надежностью, промышленной и геоэкологической безопасностью функционирования, а также технико-экономической эффективностью эксплуатации.

Этим требованиям ПХГ должны отвечать на протяжении всего многолетнего жизненного цикла процессов создания и циклической эксплуатации (50 лет и более). В этом и заключается цель системного контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах с учетом индивидуальных особенностей конкретного газохранилища.

Система контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах включает комплекс мероприятий, которые определяются при технологическом проектировании газохранилища и обеспечиваются проектными решениями по размещению и строительству скважин и объектов наземного обустройства в соответствии с требованиями законодательства РФ и нормативно-технической документации ПАО «Газпром».

Основными технологическими документами системы контроля являются технологическая схема создания и эксплуатации ПХГ, технологический проект циклической эксплуатации ПХГ, дополнения к технологическим схемам и проектам, объектный мониторинг недр [1, 2]. Основной регламентирующий документ в области безопасности ПХГ – Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа [2].

В структуру системного контроля ПХГ входит ведомственный и вневедомственный контроль. Ведомственный контроль осуществляют Комиссия газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр (секция по ПХГ), Управление ПХГ ПАО «Газпром», ООО «Газпром ПХГ», научно-исследовательские, проектные и специализированные геофизические организации. Вневедомственный контроль проводят Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору – Ростехнадзор, региональные управления по технологическому и экологическому надзору.

Объекты системного контроля на ПХГ в пластах-коллекторах

Объектами системного контроля на ПХГ в пластах-коллекторах как промышленного горнотехнического комплекса взаимосвязанных элементов являются участок недр в пределах горного отвода, фонд скважин разного технологического назначения и технологические объекты наземного обустройства. Подземные и наземные производственные объекты ПХГ образуют единую газогидродинамическую систему движения газа при осуществлении технологических процессов его закачки и отбора.

Объектами системного контроля участка недр ПХГ могут быть один или несколько объектов для хранения газа, контрольные горизонты и объекты для размещения вод.

Объектами для хранения газа, контрольными горизонтами и объектами для размещения вод являются пласты-коллекторы, перекрытые сверху непроницаемыми пластами-покрышками. В качестве объектов для хранения газа на ПХГ в пластах-коллекторах могут использоваться продуктивные пласты истощенных и неразрабатываемых газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, водоносные пласты, продуктивные пласты истощенных нефтяных месторождений. На ПХГ в водоносном пласте скопление свободного газа в виде искусственной газовой залежи (ИГЗ) создается полностью за счет закачанного газа. ИГЗ ПХГ в истощенном газовом месторождении в зависимости от степени его истощения создается как за счет остаточных извлекаемых запасов газа месторождения, так и за счет закачанного газа.

В качестве контрольных горизонтов используются водоносные пласты, расположенные по разрезу выше объектов для хранения газа. С помощью ближайшего к объекту хранения газа контрольного горизонта осуществляется контроль герметичности покрышки объекта хранения. Другие вышерасположенные контрольные горизонты позволяют контролировать возможные межпластовые перетоки газа.

Фонд скважин ПХГ может включать следующие категории скважин разного технологического назначения: эксплуатационные (для закачки и отбора газа), специальные (нагнетательные, разгрузочные), наблюдательные (пьезометрические, геофизические) на объект хранения, контрольные на контрольные горизонты, а также скважины для размещения вод.

Размещение вод во многих случаях осуществляется в водоносные области объектов, используемых для хранения газа. В некоторых случаях для этого могут применяться другие водоносные горизонты.

Основные технологические объекты наземного обустройства ПХГ образуют комплекс инженерно-технических сооружений, основными из которых являются шлейфы скважин, газораспределительные пункты с замерными и регулирующими устройствами расхода газа по группам или отдельным скважинам, коллекторы, установка подготовки газа – очистки и осушки газа, компрессорная станция, узел коммерческого учета расхода закачки и отбора газа, соединительный газопровод для подключения ПХГ к магистральному газопроводу.

Основные задачи и методы системного контроля ПХГ

Основная задача контроля состояния объектов наземного обустройства ПХГ заключается в регулярном проведении технической диагностики наземного технологического оборудования, используемого в процессе закачки и отбора газа. По результатам технической диагностики объектов наземного обустройства дается заключение по определению возможности их дальнейшей безопасной эксплуатации и проведению (при необходимости) ремонтных работ.

Основными задачами системного контроля за эксплуатацией подземной части ПХГ являются контроль состояния недр и объекта хранения, состояния ИГЗ, герметичности пласта-покрышки, технического состо-

яния всех пробуренных скважин. Такой контроль осуществляется с использованием площадных и скважинных геолого-геофизических, геохимических, промысловых и аналитических методов [3–7].

К основным задачам геолого-геофизических исследований при создании и эксплуатации ПХГ относятся доразведка (геологическая), сейсморазведочные работы, геофизические исследования скважин (ГИС), геолого-геофизическое сопровождение бурения скважин, контроль формирования и состояния газонасыщенного порового объема ИГЗ, контроль герметичности ПХГ, контроль технического состояния существующего фонда скважин, фоновые и текущие замеры геофизических полей.

Комплекс исследований по доразведке включает дополнительное изучение геологического строения ПХГ на основании уточнения строения структурной ловушки, местоположения и характеристик дизъюнктивных нарушений, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) объекта хранения, выявления и изучения контрольных горизонтов.

Геофизические исследования в зависимости от геологических условий ПХГ могут включать разные виды геофизических, электроразведочных, радон-тороновых и гравиметрических работ.

Система контроля продвижения газоводяного контакта и формирования ИГЗ включает систему наблюдательных геофизических и пьезометрических скважин за газоносной и водоносной частями пласта.

Контроль герметичности ПХГ определяется геологическими, техническими и технологическими факторами. Геологические факторы могут быть связаны с негерметичностью покрышки над объектом хранения по причине наличия в ней литологических окон, зон опесчанивания, негерметичности тектонических нарушений. Технические факторы вызываются неудовлетворительным техническим состоянием пробуренных (действующих, ликвидированных, потерянных стволов) скважин в текущих условиях, а также их непригодностью для использования в проектных термобарических условиях на ПХГ. Технологические факторы могут быть вызваны непредвиденным уходом закачиваемого газа по наиболее проницаемым пропласткам или зонам пласта за замок ловушки или техногенным нарушением герметичности покрышки.

Контроль технического состояния существующего фонда скважин, включающий диагностику состояния колонн и цементной крепи, имеет особую важность при переменных термобарических условиях на ПХГ и при наличии в пластовом флюиде агрессивных компонентов.

Фоновые и текущие замеры геофизических полей проводятся для обеспечения дальнейшей организации мониторинга герметичности объекта в процессе создания и циклической эксплуатации ПХГ.

К числу задач по контролю ПХГ геохимическими методами относятся отбор проб пластовой воды (флюида) для определения химического состава вод и водорастворенных газов, определение генезиса газа (метановый глубинный/болотный/воздух), а также проведение фоновых замеров для изучения геохимических полей и приповерхностной газовой съемки по регулярной сетке с детальными врезками в районах газопроявлений с целью выявления участков с повышенным содержанием углеводородных газов, определения их генетической природы, экологической и пожарной опасности.

Задачи использования промысловых методов контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ включают учет закачиваемого и отбираемого газа с определением затрат на собственные технологические нужды, замеры устьевых давлений и уровней жидкости в стволах скважин контрольно-наблюдательного фонда, замеры объемов попутной извлекаемой пластовой воды по эксплуатационным скважинам при отборе, контроль за содержанием мехпримесей в потоке отбираемого газа. Кроме того, в задачи промысловых методов контроля входят контроль за работой газовых скважин по определению текущего рабочего дебита, давлений и температуры в скважинах; контроль с использованием газогидродинамических методов исследований эксплуатационных характеристик скважин, таких как продуктивность/приемистость, степень загрязнения призабойной зоны пласта; оптимизация режимов эксплуатации газовых скважин с учетом факторов, ограничивающих их производительность, для предотвращения преждевременного обводнения и устойчивого выноса жидкости и частиц породы с забоев по лифтам и шлейфам скважин; замеры межколонных давлений газа и объемов межколонных газопроявлений, снятие кривых восстановления межколонных давлений.

К основным задачам аналитических методов контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ относятся контроль за количеством газа в объекте хранения и, возможно, в контрольных горизонтах с использованием объемного, гидродинамического, статистических балансово-объемного и объемно-гидродинамического методов, а также ведение баланса газа на ПХГ с учетом затрат на собственные технологические нужды и пластовых потерь.

Пример обеспечения объектного мониторинга недр ПХГ

В качестве примера обеспечения объектного мониторинга недр в процессе создания и эксплуатации ПХГ рассматривается хранилище, созданное в водоносном пласте [3]. На объекте хранения имеется 37 эксплуатационных и 24 наблюдательные скважины (**рисунок 1**, см. с. 106). Наблюдательными скважинами на объекте хранения достаточно равномерно охватывается вся область газоносности и приконтурная водоносная область пласта. При общем количестве эксплуатационных и наблюдательных скважин на каждые три эксплуатационные приходится по две наблюдательные скважины.

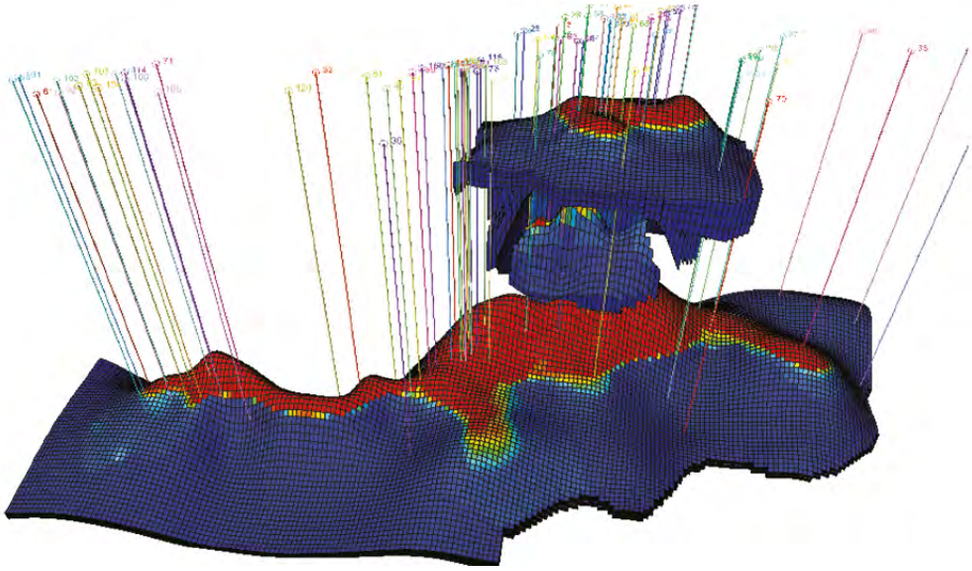
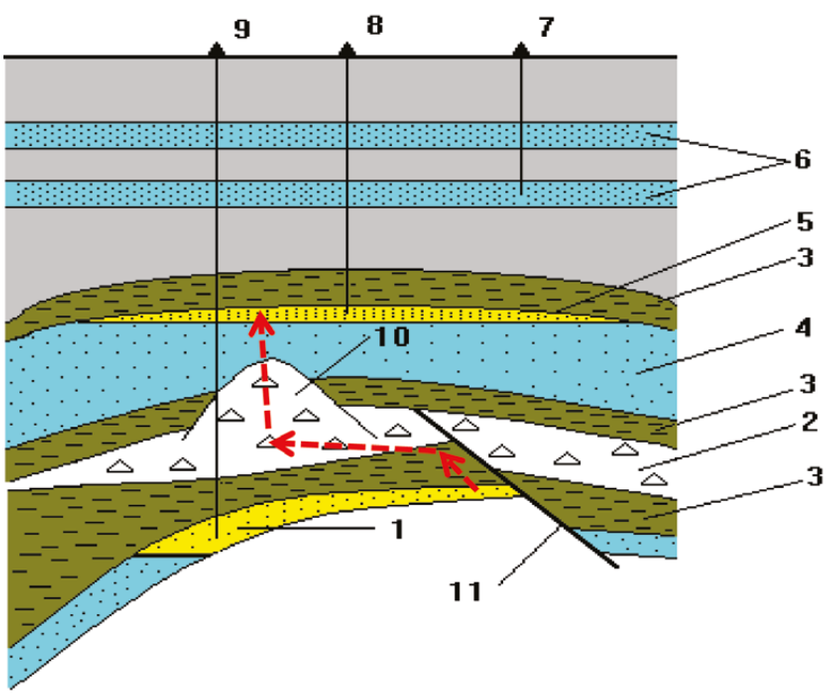


Рисунок 1 – Объемное изображение основной и техногенной газовых залежей ПХГ в водоносном пласте

Такая система наблюдательных скважин позволяет осуществлять адекватное наблюдение и контроль за созданием и эксплуатацией искусственной газовой залежи в объекте хранения и констатировать отсутствие латеральных уходов газа из ловушки водоносного пласта.

Контроль вертикальной герметичности ПХГ осуществляется по всему разрезу выше объекта хранения. Для контроля герметичности ПХГ используются девять контрольных горизонтов с общим количеством контрольных скважин всех видов 58 единиц.

В трех ближайших к объекту хранения по разрезу контрольных горизонтах наблюдается реагирование уровней (давлений) в контрольных скважинах на закачку и отбор газа вследствие вертикальных межпластовых перетоков газа из объекта хранения по тектоническим нарушениям и через литологическое окно (**рисунок 2**).



Условные обозначения:

1 – газовая залежь в объекте хранения;
2 – кристаллическая брекчия;
3 – пласт-покрышка объекта хранения;
4, 6 – контрольные горизонты;
5 – техногенная газовая залежь в контрольном горизонте;
7 – контрольная скважина;
8 – разгрузочная скважина;
9 – эксплуатационная скважина;
10 – литологическое окно;
11 – тектоническое нарушение;
— → – направление межпластового перетока газа

Рисунок 2 – Схема обеспечения контроля вертикальной герметичности ПХГ

С целью стабилизации техногенных залежей свободного газа из верхнего контрольного горизонта трех ближайших к объекту хранения контрольных горизонтов проводится отбор газа в объемах, соответствующих темпам межпластовых перетоков.

В вышерасположенных контрольных горизонтах отсутствует реакция по контрольным скважинам, что свидетельствует о герметичности резервных покрышек.

На рассматриваемом газохранилище размещение вод проводится с использованием скважин, пробуренных в законтурной водоносной области объекта хранения газа.

Проводимый на ПХГ системный контроль с использованием геолого-геофизических, геохимических, промысловых и аналитических методов позволяет констатировать, что в хранилище реализована совершенная система геолого-промыслового мониторинга, позволяющая осуществлять адекватный контроль участка недр в пределах горного отвода ПХГ.

Заключение

Системный контроль за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах, включающий регулярное проведение технической диагностики наземного технологического оборудования, а также необходимого комплекса площадных и скважинных геолого-геофизических, геохимических, промысловых и аналитических методов контроля подземной части с учетом индивидуальных особенностей и состояния конкретного ПХГ, является важнейшим условием обеспечения собственной высокой надежности, промышленной и геоэкологической безопасности функционирования, а также технико-экономической эффективности эксплуатации ПХГ.

Список источников

1. Федеральный закон № 2395-1 от 21.02.1992 «О недрах» (в редакции от 03.03.1995 с изменениями на 29.12.2022).

2. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 09.12.2020 № 511 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа».

3. Семенов О. Г., Солдаткин Г. И. Опыт обнаружения и ликвидации межпластовых перетоков газа при создании и эксплуатации газохранилищ в водоносных пластах. Науч.-техн. обзор. М.: ВНИИЭгазпром. 1974. 33 с.

4. Масленников В. В., Ремизов В. В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М.: Недра, 1993. 303 с.

5. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.

6. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М. и др. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.

7. Михайловский А. А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. 250 с.

References

1. Federal law No. 2395-1 of 21.02.1992 “On Subsoil” (as amended from 03.03.1995 as amended on 29.12.2022) (In Russ.).

2. Order of the Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service No. 511 dated December 9, 2020 “On Approval of Federal Norms and Rules in the Field of Industrial Safety “Safety Rules for Hazardous Production Facilities of Underground Gas Storages” (In Russ.).

3. Semenov O. G., Soldatkin G. I. Experience in detecting and eliminating inter-reservoir gas flows during the creation and operation of gas storage facilities in aquifers. Sci.-tech. review. M.: VNIIEgazprom, 1974. 33 p. (In Russ.).

4. Maslennikov V. V., Remizov V. V. System geophysical control of the development of large gas fields. M.: Nedra, 1993. 303 p. (In Russ.).

5. Buzinov S. N., Umrikhin I. D. Investigation of oil and gas wells and formations. M.: Nedra, 1984. 269 p. (In Russ.).

6. Gritsenko A. I., Aliyev Z. S., Ermilov O. M., etc. Guidelines for the study of wells. M.: Nauka, 1995. 523 p. (In Russ.).

7. Mikhailovsky A. A. Analytical control of gas volumes in reservoir reservoirs of the VPHG. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. 250 p. (In Russ.).

Информация об авторах: **Андрей Владиленович Чугунов,** кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по науке, **Александр Артемович Михайловский**, доктор технических наук, главный научный сотрудник

Information about the authors: **Andrey V. Chugunov,** candidate of geological and mineralogical sciences, deputy general director for science, **Alexander A. Mikhailovsky**, doctor of technical sciences, chief researcher

Статья поступила в редакцию 01.03.2023; одобрена после рецензирования 02.03.2023; принята к публикации 03.03.2023.
The article was submitted 01.03.2023; approved after reviewing 02.03.2023; accepted for publication 03.03.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 108–114

Научная статья
УДК 504.4:622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-108-114
EDN: SYDDZH

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГИБРИДНОГО ХРАНЕНИЯ БИОГАЗА И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Наталия Владимировна Попадько[1],
Мария Павловна Хайдина[2]
[1, 2]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
[1]popadko.n@gubkin.ru,
[2]mmp2003@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0002-8823-0921

Аннотация. В настоящей работе рассмотрены аспекты обеспечения экологической безопасности гибридного хранения биогаза и природного газа в подземных хранилищах. Показано, что для принятия обоснованного решения о совместном хранении названных газов с соблюдением требований промышленной и экологической безопасности требуется проведение комплексных исследований, таких как: оценка влияния углеводородных и неуглеводородных компонентов на наземную часть хранилища, пласт-коллектор и скважины; определение коррозионной активности подземной среды; изучение геохимических и микробиологических процессов, протекающих при совместном хранении газов; прогнозирование трансформации подземных экосистем и др.

Ключевые слова: хранение, биогаз, природный газ, экологическая безопасность, микробиологические процессы, подземные экосистемы

Для цитирования: : Попадько Н. В., Хайдина М. П. Экологическая безопасность гибридного хранения биогаза и природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 108–114. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-108-114. EDN: SYDDZH.

© Попадько Н. В., Хайдина М. П., 2023

© Popadko N. V., Khaidina M. P., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):108-114

Original article
UDC 504.4:622.691.24
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-108-114
EDN: SYDDZH

ECO-SAFE HYBRID STORAGE OF BIOGAS AND NATURAL GAS

Natalia V. Popadko[1], **Maria P. Khaidina**[2]
[1, 2]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
[1]popadko.n@gubkin.ru,
[2]mmp2003@inbox.ru, https://orcid.org/0000-8823-0921

Abstract. In this paper, the aspects of ensuring environmental safety of hybrid storage of biogas and natural gas in underground storage facilities are considered. It is shown that in order to make an informed decision on the joint storage of these gases in compliance with the requirements of industrial and environmental safety, comprehensive studies are required, such as: assessment of the influence of hydrocarbon and non-hydrocarbon components on the ground part of the storage, reservoir and wells; determination of the corrosive activity of the underground environment; study of geochemical and microbiological processes occurring during joint storage gases; forecasting the transformation of underground ecosystems, etc.

Keywords: storage, biogas, natural gas, environmental safety, microbiological processes, underground ecosystems

For citation: Popadko N. V., Khaidina M. P. Eco-safe hybrid storage of biogas and natural gas. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):108-114. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-108-114. EDN: SYDDZH.

Введение

Развивающийся мировой энергетический кризис ставит под сомнение целый ряд аспектов «зеленой» повестки. Обсуждая причины и последствия изменения климата, сущность энергетического перехода, перспективы декарбонизации и другие спорные вопросы, все заинтересованные стороны единодушны в необходимости обеспечения экологической и промышленной безопасности производственных процессов и производств.

Обеспечение энергетической безопасности, переход к устойчивой экологоориентированной энергетике, рациональное природопользование являются приоритетами государственной энергетической политики [1]. Ресурсная достаточность, экологическая и технологическая допустимость, экономическая обоснованность определяют достижимость приоритетных задач. Для российского энергетического комплекса вопросы снижения негативного антропогенного воздействия, энерго- и ресурсосбережения, безаварийной эксплуатации объектов, контроля и мониторинга состояния окружающей среды, экологической и социальной ответственности были и остаются в числе актуальных.

Подземное хранение углеводородных и неуглеводородных газов рассматривается в качестве одного из актуальных направлений решения проблем снижения антропогенного воздействия, сокращения выбросов парниковых газов, реализации концепции наилучших доступных технологий (НДТ) [2]. Стоит отметить, что хранение иных газов совместно с природным газом требует научно обоснованного подхода к оценке условий и требований гибридного хранения, а также возможных последствий.

Вопросы обеспечения надежности и безопасности (технологической, промышленной и экологической) подземного хранения природного газа имеют многолетний опыт теоретических и практических исследований начиная с 50–60-х годов прошлого столетия [3]. Подобный масштабный опыт в случае гибридного хранения углеводородных и неуглеводородных газов отсутствует. Проблема гибридного хранения газов требует комплексного подхода к решению, поскольку технологии хранения газов предлагаются в качестве НДТ при добыче нефти (утилизация попутного нефтяного газа путем закачки в подземные хранилища газа (ПХГ) и закачка попутного нефтяного газа в пласт для поддержания пластового давления); улавливание, транспортировка, хранение и использование диоксида углерода (CCUS), а также мониторинг вторичной эмиссии диоксида углерода рассматриваются в качестве перспективных технологий в ИТС НДТ 28-2021 «Добыча нефти» [1, 4]; транспортная газовая инфраструктура и ПХГ используются для транспортировки водорода и биогаза, однако при этом отсутствуют единые нормативные и методологические подходы к совместной транспортировке и хранению газов. При большом вариативном ряде газов, предполагаемых для гибридного хранения: попутный нефтяной газ, углекислый газ, биогаз, «зеленый» метан, синтез-газ, водород, гелий, необходимо проведение детальных исследований с учетом специфики каждого из газов.

Актуальность обеспечения экологической безопасности подземного хранения газов определила постановку цели исследования: оценить риски и возможности гибридного хранения природного газа и биогаза в подземных хранилищах газа.

Биоэнергетика в мировом энергобалансе

Трансформация мировой энергетической системы приводит к изменениям в структуре энергобаланса, к росту сектора возобновляемой энергетики. Доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии в 2019 году составила 26 % (19 % в 2011 году). Рост отмечен во всех направлениях возобновляемой энергетики, в том числе в секторе биоэнергетики. В 2019 году структура выработки биоэнергии выглядела следующим образом: 69 % (389 ТВт•ч) произведено из твердого биотоплива, 20 % (92 ТВт•ч) – из биогаза, 10 % (69 ТВт•ч) – из муниципальных отходов и 1 % (8 ТВт•ч) – из жидкого биотоплива [5].

Динамика роста мощностей производства биогаза в мировом масштабе, приведенная в **таблице 1**, демонстрирует рост мировых биогазовых мощностей на 75,9 % по отношению к 2011 году.

Таблица 1 – Динамика роста мощностей производства биогаза, МВт [5]

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Мир	11 434	13 119	13 962	14 997	15 690	16 694	17 360	18 437	19 240	20 108
Африка	10	10	11	11	26	35	39	44	55	56
Азия	408	509	650	846	988	1 161	1 358	1 615	1 864	2 005
Центральная Америка	10	11	13	12	21	30	34	39	40	41
Армения, Азербайджан, Турция	90	133	162	204	253	298	378	440	535	749
Европа	8 479	9 666	10 172	10 809	11 256	11 735	12 152	12 845	13 285	13 805

Лидером биогазовой энергетики остается Европа, вклад которой в общемировые мощности в 2020 году составил 68,7 % (74,2 % в 2011 году). Существенно увеличивается вклад стран Азии – почти 10 % в 2020 году (3,6 % в 2011 году).

Устойчивый тренд на рост производства энергии из биогаза подтверждается данными **таблицы 2**.

Таблица 2 – Динамика роста производства энергии из биогаза, ГВт•ч [5]

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Мир	53 899	64 626	73 633	79 964	83 571	86 702	88 465	90 709	91 819
Африка	28	46	54	54	68	84	117	129	159
Азия	1 528	1 768	2 193	3 151	3 902	4 202	4 540	7 379	8 480
Центральная Америка	21	30	50	52	71	76	105	124	141
Армения, Азербайджан, Турция	327	559	844	1 047	1 208	1 560	1 781	2 159	2 598
Европа	38 678	47 370	54 188	58 208	60 742	63 400	64 179	63 504	63 380

Международное энергетическое агентство прогнозирует значительный рост сектора биоэнергетики в сценарии Net Zero Emission (NZE) на период до 2050 года, делая особый акцент на твердое биотопливо и биогаз (**рисунок 1**).

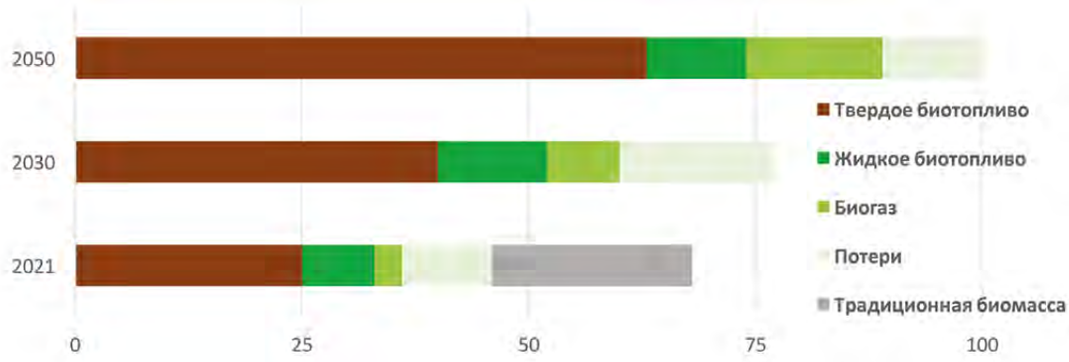


Рисунок 1 – Прогнозируемое потребление биоэнергии в сценарии NZE, EJ [6]

В денежном эквиваленте объем мирового рынка биогаза в 2021 году эксперты оценили в 61 004,97 млн долларов США. Ожидается, что он увеличится на 47,24 % и достигнет 89 823,63 млн долларов США к 2027 году [7].

Проблемы и перспективы гибридного хранения биогаза и природного газа

Интенсивный рост рынка биогаза может привести к серьезным проблемам, связанным с его транспортировкой и хранением, что определяется происхождением и составом биогаза. Биогаз получают в результате процессов брожения биомассы, в качестве которой может быть использован активный ил водоочистных сооружений, органические отходы различного происхождения, растительное и иное органическое сырье.

В состав биогаза входят метан CH_4, сероводород H_2S, диоксид углерода CO_2, кислород O_2, водород H_2 и иные примеси. Состав биогаза сильно варьируется в зависимости от источника происхождения биомассы и условий протекания процесса (**таблица 3**).

Таблица 3 – Содержание компонентов биогаза различного происхождения [8]

Виды биогаза	Содержание метана CH_4, %	Содержание углекислого газа CO_2, %	Содержание азота N_2, %
Биогаз из осадка сточных вод	55–65	35–45	≤ 1
Биогаз из органических отходов	60–70	30–40	≤ 1
«Свалочный» газ	45–55	30–40	5–15

При сравнении состава биогаза с составом природного газа становится очевидным, что даже при аналогичном компонентном составе газов процентное соотношение компонентов сильно отличается, в первую очередь содержание метана, диоксида углерода, азота и кислорода. Содержание метана в биогазе не превышает 70 %, тогда как в природном газе достигает 98–99 %. Содержание углекислого газа в природном газе в основном не превышает 1 %, в отдельных случаях достигает 5 %, тогда как в биогазе составляет 30–45 %. Биогаз, полученный из свалочных отходов, может содержать галогены, органические кремниевые соединения, ароматические соединения. В природном газе серосодержащих месторождений присутствует сероводород, в биогазе, кроме сероводорода, могут встречаться сульфиды, дисульфиды и тиолы. Соединения серы в присутствии воды являются источником коррозии, поэтому и из природного, и из биогаза они должны быть удалены перед транспортировкой и хранением.

Разработан комплекс межгосударственной, национальной и отраслевой нормативной документации к качеству природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы и транспортируемого по ним, закачиваемого в подземные хранилища газа. Для достижения нормативных требований природный газ проходит специальную подготовку и очистку. Перед подачей в газотранспортную систему биогаз также очищается от попутных газов и примесей. Очистка производится сорбционными или мембранными методами до состояния «зеленого» метана (биометана). Качество биометана, полученного из разного сырья различными технологиями, значительно отличается. Однако единые требования к качеству биометана отсутствуют. В мировой практике действуют национальные стандарты и требования к качеству биометана, подаваемо-

го в транспортную инфраструктуру: так, в Швейцарии действует ограничение по подаче биометана в сеть при содержании метана 50 % и отсутствуют ограничения при содержании более 96 %. За качество биогаза отвечает только производитель, государственный контроль за действиями производителей газа в странах Евросоюза не предусматривается [9].

В Европейском союзе была предпринята попытка сформулировать стандартные требования к качеству газа (**таблица 4**), однако она не получила поддержки и развития. Но стоит отметить, что даже в случае принятия приведенных параметров требования к микробиологическому составу биогаза, подаваемого в газотранспортную сеть, в них отсутствуют.

Таблица 4 – Рассматриваемые параметры качества газа для трансграничной транспортировки в Европейском союзе [10]

Параметр	Значение
Число Воббе	13,6–15,81 кВт ч/м^3 (25 °C / 0 °C)
Относительная плотность	0,555–0,700
Суммарное содержание серы	Не более 30 мг/м^3
Содержание сероводорода и оксида сульфида углерода	Не более 5 мг/м^3
Содержание меркаптанов	Не более 6 мг/м^3
Содержание кислорода	Не более 100 мол. ppm
Содержание углекислого газа	Не более 2,5 мол. %
Точка росы по воде	Не ниже –8 °C при 70 bar
Точка росы по углеводородам	Не ниже –2 °C при 1 bar

Опыт [9, 11] гибридной закачки в системы транспортировки и хранения природного газа и «зеленого» метана показал, что совместное хранение газов создает множество рисков, основными из которых являются:

- окисление пластовой среды объекта хранения в результате метаболизма привнесенных сульфатредуцирующих бактерий;
- генерирование сероводорода и его восстановление до элементарной серы;
- кольматирование пор/каналов пласта-коллектора вновь образующимися твердыми веществами;
- диффузия водорода через покрышку и цементный камень, а также его микробное потребление;
- изменение состава газа в природной подземной пористой среде за счет жизнедеятельности микроорганизмов;
- формирование биологических пленок в результате микробного роста.

В ПХГ в водоносных и истощенных месторождениях исследователями фиксируется большое многообразие представителей сульфатредуцирующих бактерий [9]. Процесс преобразования бактериями серосодержащих примесей активизируется за счет углекислого газа и кислорода. Микробиологическую активность в объектах хранения возможно оценивать по содержанию данных компонентов, измеряя их при закачке и отборе газа.

Результаты исследований [12–15] дают возможность предположить, что за изменение состава газа после закачки в ПХГ отвечают метаногенные археи и сульфатредуцирующие бактерии, тем более что термобарические условия ПХГ Европы и России являются оптимальными для мезофильных (27–47 °C) и для термо- и гипертермофильных метаногенов (50–80 °C).

Интенсификация коррозионных процессов, вызванных химическими и микробиологическими факторами, отмечена во многих европейских хранилищах в пористых средах [9]. Коррозия, вызванная микробиологическими факторами, составляет от 20 до 40 % общей коррозии. Источником серы и продуктов ее окисления на элементах оборудования европейских ПХГ [9] является реакция частичного окисления сероводорода, который может поступать со смесью газов, быть остаточным газом месторождения или образовываться за счет сульфатредукции метана с сульфатами пластовых вод.

Примеси и микрофлора биометана даже в допустимых национальными нормативами концентрациях влияют на изменение микробиологической обстановки в пористой среде. Сформировавшееся бактериологическое сообщество может негативно влиять на газовый пласт и оборудование ПХГ, что демонстрируют примеры хранилищ Франции и Нидерландов [9, 11].

В настоящий момент отсутствуют достоверные результаты количественной оценки гибридной транспортировки и хранения природного газа и биометана. Из-за многообразия исходного сырья для получения биогаза, применяемых технологий и других воздействующих факторов не представляется возможным установить стандартный химический и микробиологический состав биометана. Кроме того, не определены

предельные объемы биогаза, закачка которых в газотранспортные системы не приведет к нарушению надежности и эффективности эксплуатации системы.

Отсутствие микробиологического контроля приводит к негативным изменениям подземных экосистем, чужеродные микроорганизмы попадают в ПХГ со смесью газов, причем в пористую среду, помимо микроорганизмов биогаза, вносится биота, обычно населяющая почвенные, водные и воздушные экосистемы, из буровых растворов и жидкости для гидроразрыва пласта, с поверхностей газопроводов, загрязненных при замене и ремонте.

Заключение

Резюмируя, можно сделать следующие выводы. Существует богатый накопленный опыт в части подземного хранения природного газа в истощенных пластах, водоносных структурах и кавернах, который необходимо использовать при гибридном хранении газов, учитывая геологическую составляющую, возможности наземной части объекта хранения, экологическую ситуацию, состав подземных экосистем и другие факторы.

Гибридное хранение природных газов имеет большие возможности, но требует проведения масштабных научных исследований для оценки характера и степени воздействия смеси природного газа, биогаза и водорода на газотранспортную инфраструктуру и генерирование в ПХГ негативной трансформации геохимической и биохимической обстановки.

Показано, что закачиваемый газ (природный газ, смешанный с биометаном) несет с собой жизнеспособные бактерии и элементы питания для них, микроорганизмы распространяются по газовой сети и по мере увеличения циклов отборов и закачек увеличивают биотехногенное загрязнение пласта.

Отсутствие достоверной количественной оценки процессов, происходящих в результате совместной транспортировки и хранения природного и иных газов (например, в случае «зеленого» метана из-за изменчивости его химического и микробиологического состава), не дает возможности прогнозирования последствий.

Компоненты биогаза приводят к активизации жизнедеятельности микроорганизмов, существующих в геологических структурах ПХГ, водоносных пластах и истощенных месторождениях природных углеводородов, к изменению подземных экосистем и интенсификации коррозии технологического оборудования, что в отсутствие мониторинга микробиологической активности в объектах хранения газов может вызвать серьезные негативные последствия.

Для нивелирования рисков и обеспечения экологической безопасности следует до завершения комплексных исследований по воздействию компонентов биогаза на породы, флюиды и подземные экосистемы воздержаться от совместной закачки биогаза и природного газа в российские хранилища, а полученный биогаз использовать в качестве топлива на собственные нужды производственных объектов.

Список источников

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года № 1523-р. URL: http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf.

2. Попадько Н. В., Ухина Ю. В., Ежова О. С. Определение наилучших доступных технологий добычи нефти и газа: международный и российский опыт // Инновации и инвестиции. 2022. № 1. С. 229–234.

3. Самсонов Р. О., Бузинов С. Н., Рубан Г. Н., Джафаров К. И. История организации подземного хранения газа в СССР – России // Георесурсы. 2010. №9(36). С. 2–7.

4. ИТС НДТ 28-2021 «Добыча нефти». URL: https://burondt.ru/NDT/NDTDocsDetail.php?UrlId=1640&etkstructure_id=1872.

5. Renewable Energy Statistics 2021. URL: https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021.

6. World Energy Outlook 2022. URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022.

7. Biogas Market Size 2022 Global Growth Factors, Geographical Regions, Business Strategies, Share Analysis, and Emerging Trends forecast by 2027. URL: https://www.marketwatch.com/press-release/biogas-market-size-2022-global-growth-factors-geographical-regions-business-strategies-share-analysis-and-emerging-trends-forecast-by-2027-2022-10-06.

8. Saija Rasi. Biogas Composition and Upgrading to Biomethane, Anssi Lensu (Ed.), 2009. ISBN: 978-951-39-3618-1. Jyväskylä University Printing House, Jyväskylä.

9. Барсук Н. Е., Хайдина М. П., Хан С. А. «Зеленый» газ в газотранспортной системе Европы // Газовая промышленность. 2018. № 10(775). С. 104–109.

10. Marcogaz 2006. Injection of Gases from Non-Conventional Sources into Gas Networks. Final Recommendation. (Accessed 09/2008). URL: http://www.marcogaz.org.

11. Дьяченко Г. И., Хайдина М. П. Перспективы хранения биогаза и водорода в пористой среде // Научный журнал Российского газового общества. 2020. № 2(25). С. 30–33.

12. Basso O., Lascourreges J. F., Le Borgne F., Le Goff C., Magot M. (2009). Characterization by culture and molecular analysis of the microbial diversity of a deep subsurface gas storage aquifer. Res. Microbiol., 160, p. 107–116.

13. Buzek F., Onderka V., Vančura P., Wolf I. (1994), Carbon isotope study of methane production in a town gas storage reservoir. Fuel, 73, p. 747–752.

14. Katayama T., Yoshioka H., Muramoto Y., Usami J., Fujiwara K., Yoshida S., Sakata S. (2015). Physicochemical impacts associated with natural gas development on methanogenesis in deep sand aquifers. The ISME Journal, 9, 436–446.

15. Lovley D. R., Chapelle F. H. (1995). Deep subsurface microbial processes. Rev. Geophys., 33, p. 365–381.

References

1. Energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035. Approved by the Decree of the Government of the Russian Federation No. 1523-r dated June 9, 2020. URL: http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf. (In Russ.).

2. Popadko N. V., Ukhina Yu. V., Yezhova O. S. Identifying best available techniques for the oil and gas extraction installations: International and Russian experience // Innovations and Investments. 2022. No. 1. P. 229–234 (In Russ.).

3. Samsonov R. O., Buzinov S. N., Ruban G. N., Jafarov K. I. History of underground gas storage in the USSR – Russia // Georesources. 2010. No. 9(36). P. 2–7 (In Russ.).

4. ITS NDT 28-2021 "Oil production". URL: https://burondt.ru/NDT/NDTDocsDetail.php?UrlId=1640&etkstructure_id=1872. (In Russ.).

5. Renewable Energy Statistics 2021. URL: https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021.

6. World Energy Outlook 2022. URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022.

7. Biogas Market Size 2022 Global Growth Factors, Geographical Regions, Business Strategies, Share Analysis, and Emerging Trends forecast by 2027. URL: https://www.marketwatch.com/press-release/biogas-market-size-2022-global-growth-factors-geographical-regions-business-strategies-share-analysis-and-emerging-trends-forecast-by-2027-2022-10-06.

8. Saija Rasi. Biogas Composition and Upgrading to Biomethane, Anssi Lensu (Ed.), 2009. ISBN: 978-951-39-3618-1. Jyväskylä University Printing House, Jyväskylä.

9. Barsuk N. E., Khaydina M. P., Khan S. A. "Green" gas in the European gas transportation system // Gas Industry. 2018. No. 10 (775). P. 104–109 (In Russ.).

10. Marcogaz 2006. Injection of Gases from Non-Conventional Sources into Gas Networks. Final Recommendation. (Accessed 09/2008). URL: http://www.marcogaz.org.

11. Dyachenko G. I., Khaydina M. P. Prospects of biogas and hydrogen storage in a porous medium // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2020. No. 2(25). P. 30–33 (In Russ.).

12. Basso O., Lascourreges J. F., Le Borgne F., Le Goff C., Magot M. (2009). Characterization by culture and molecular analysis of the microbial diversity of a deep subsurface gas storage aquifer. Res. Microbiol., 160, p. 107–116.

13. Buzek F., Onderka V., Vančura P., Wolf I. (1994), Carbon isotope study of methane production in a town gas storage reservoir. Fuel, 73, p. 747–752.

14. Katayama T., Yoshioka H., Muramoto Y., Usami J., Fujiwara K., Yoshida S., Sakata S. (2015). Physicochemical impacts associated with natural gas development on methanogenesis in deep sand aquifers. The ISME Journal, 9, 436–446.

15. Lovley D. R., Chapelle F. H. (1995). Deep subsurface microbial processes. Rev. Geophys., 33, p. 365–381.

Информация об авторах: **Наталия Владимировна Попадько,** кандидат технических наук, доцент кафедры стратегического управления ТЭК, **Мария Павловна Хайдина**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений

Information about the authors: **Natalia V. Popadko**, candidate of technical sciences, adjunct professor at the fuel and energy strategic management department, **Maria P. Khaidina**, candidate of technical sciences, adjunct professor of the department of development and operation of gas and gas condensate fields

Статья поступила в редакцию 07.11.2022; одобрена после рецензирования 01.03.2023; принята к публикации 03.03.2023.
The article was submitted 07.11.2022; approved after reviewing 01.03.2023; accepted for publication 03.03.2023.

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

По решению **ВАК** журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий

Включен в Российский индекс научного цитирования **(РИНЦ)**

Издание и опубликованные статьи имеют индивидуальный код цифрового идентификатора **DOI** для цитирования в международной научной среде

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68557

Тел: +7 (495) 660-39-96 **E-mail:** rgo@gazo.ru /journal@gazo.ru

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 116–122

Научная статья
УДК 005.321:519.248
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-116-122
EDN: JZZKIN

ИССЛЕДОВАНИЕ РИСКОВ ЭСКАЛАЦИИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ С УЧЕТОМ ПСИХОФИЗИОЛОГИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА

Денис Юрьевич Захаров[1], Светлана Андреевна Токарева[2], Ирина Викторовна Климова[3]
[1]Газпром ПХГ, Санкт-Петербург, Россия,[2, 3]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия
[1]nashnex@bk.ru, [2]Lana_Tokareva212@mail.ru,
[3]bgd4@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-9849-3995

Аннотация. Газовая отрасль характеризуется большим количеством опасных производственных объектов. Своевременная и правильная реакция персонала на любые отклонения в производственных процессах и нештатные ситуации предупреждает их эскалацию и сопутствующий социально-экономический ущерб.

Оценка эффективности реагирования управленческого и рабочего персонала при работе на производственных объектах базируется на критерии их взаимодействия – надежности человеко-машинных систем.

В статье приведены результаты и хронология исследований более чем за десять лет, включая: исследования управленческого персонала, рабочего персонала на примере бригад капитального ремонта скважин (КРС) управления аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин ООО «Газпром ПХГ», приведены примеры 2D- и 3D-моделей.

Использование полученных моделей учета актуальных параметров функционального состояния персонала позволяет с помощью графического метода находить вероятность эффективного реагирования как величину, обратную риску.

Ключевые слова: реагирование, персонал, нештатная ситуация, управление, функциональное состояние, нечеткая логика, 2D-модель, 3D-модель

Благодарности: авторы выражают благодарность администрации и филиалам УАВРиКРС ООО «Газпром ПХГ» за организацию и поддержку развития исследования, коллективу УМТС ООО «Газпром трансгаз Ухта» (с 2009 по 2013), Ухтинскому государственному техническому университету (с 2007 по 2017) и СДСО УГТУ (с 2009 по 2010) за всестороннюю поддержку и создание базовых предпосылок для реализации исследования.

Для цитирования: Захаров Д. Ю., Токарева С. А., Климова И. В. Исследование рисков эскалации нештатных ситуаций на объектах газовой промышленности с учетом психофизиологических аспектов деятельности персонала // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 116–122. http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-116-122. EDN: JZZKIN.

© Захаров Д. Ю., Токарева С. А., Климова И. В., 2023

© Zakharov D. Yu., Tokareva S. A., Klimova I. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):116-122

Original article
UDC 005.321:519.248
DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-116-122
EDN: JZZKIN

INVESTIGATION OF THE RISKS OF ESCALATION OF EMERGENCY SITUATIONS AT GAS INDUSTRY FACILITIES, TAKING INTO ACCOUNT THE PSYCHOPHYSIOLOGICAL ASPECTS OF PERSONNEL ACTIVITIES

Denis Yu. Zakharov[1], Svetlana A. Tokareva[2], Irina V. Klimova[3]
[1]Gazprom PHG Saint Petersburg, Russia, [2, 3]Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russia
[1]nashnex@bk.ru, [2]Lana_Tokareva212@mail.ru,
[3]bgd4@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-9849-3995

Abstract. The gas industry is characterized by a large number of hazardous production facilities. Timely and correct personnel response to any deviations in production processes and abnormal situations prevent their escalation and concomitant socio-economic damage.

The assessment of the effectiveness of the response of managerial and working personnel when working at production facilities is based on the criteria of their interaction – the reliability of human-machine systems.

The article presents the results of a research of management personnel, as well as the study of working personnel on the example of the crews of the Emergency Recovery and Well Overhaul Department of Gazprom PHG LLC, examples of 2D- and 3D-models.

The use of the obtained models for taking into account the actual parameters of the functional state of personnel allows using the graphical method to find the probability of an effective response as the inverse of the risk.

Keywords: response, personal, emergency situation, control, functional state, fuzzy logic, 2D-model, 3D-model

Acknowledgments: authors express their gratitude to the Gazprom PHG LLC for organization and suupoting the development of research, UMTS Gazprom transgaz Ukhta LLC (from 2009 to 2013), Ukhta State Technical University (from 2007 to 2017) and SDSO USTU (from 2009 to 2010) for comprehensive support and creation of basic prerequisites for the implementation to research.

For citation: Zakharov D. Yu., Tokareva S. A., Klimova I. V. Investigation of the risks of escalation of emergency situations at gas industry facilities, taking into account the psychophysiological aspects of personnel activities. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;2(38):116-122. (In Russ.). http://dx.doi.org/10.55557/2412-6497-2023-2-116-122. EDN: JZZKIN.

Введение

В ходе практических наблюдений в 2009–2010 годах при службе в добровольном спасательном формировании был проведен анализ «изнутри» организации и управления локализацией и ликвидацией аварийных ситуаций, в том числе на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса.

Наиболее точно охарактеризовать организационные процессы на тот период времени можно, акцентировав внимание на том, что наблюдалась ситуация, при которой руководитель тушения пожара, неся единоличную отвественность за процессы пожаротушения, вынужден был коммуницировать с различными службами и предприятиями в зоне возгорания, договариваться о выделении и привлечении дополнительных сил и средств в отстуствие единой системы связи.

Была поставлена задача разработать новую систему реагирования на нештатные и аварийные ситуации с использованием современных технологий связи. После проведения данных работ было выделено два ключевых вопроса:

1. Об оценке эффективности новых организационно-технических решений.
2. Что эффективнее – принятие единоличного решения или группового?

Исследования в области обеспечения безопасности [1] показывают наличие проблем, связанных с влиянием человеческого фактора: надежностью человека в человеко-машинных системах.

Необходимо находить и исследовать коренные причины роли человеческого фактора в аварийности, среди которых наравне с недостаточной подготовкой может быть и неудовлетворительное психофизиологическое состояние рабочего персонала во время выполнения операций, не позволяющее эффективно реализовать свои профессиональные компетенции и профессионально важные качества. Вопрос допуска рабочего персонала с учетом квалификации, наличия большого опыта в данной отрасли является более изученным и применимым [2, 3], чем вопрос учета психофизиологических аспектов деятельности персонала.

Кроме того, учитывая обученность персонала, принятие мер по аттестации и процедурам административно-производственного контроля, наиболее вероятной причиной рисков возникновения и эскалации нештатных ситуаций является актуальное функциональное (психофизиологическое) состояние персонала, способное оказывать значительное влияние [4, 5] на способность проявлять профессионально важные качества.

Были рассмотрены существующие и возможные инструменты анализа персонала при профессиональном отборе и допуске к работам на опасные производственные объекты нефтегазового комплекса, однако ни один из них не учитывал актуальное функциональное состояние кандидата.

Надежность человеко-машинных систем в нештатных ситуациях

Классическое представление о надежности системы «человек – машина» включает в себя две составляющие: правильность и своевременность реагирования. Хороший пример – работа авиадиспетчера, которому для недопущения аварийной ситуации необходимо не только правильно решить задачу по разводу самолетов на разные эшелоны, но и сделать это своевременно. Однако, проецируя данный тезис на действия в условиях нештатной или аварийной ситуации, возникает вопрос фактической нелимитированности времени реагирования, свидетельствующий о том, что, если задача по реагированию не была решена в условное нормативное время, это не означает отсутствия необходимости ее дальнейшего решения, которое может привести к эскалации и росту ущерба. Вместе с тем не учитывать время реагирования при оценке эффективности также является некорректным.

Для оценки эффективности реагирования персонала в условиях нелимитированности времени реагирования был разработан новый критерий – показатель правильности выполнения задачи в единицу времени (τ):

$$\tau = \frac{P_{пр}}{t}, \qquad (1)$$

где: $P_{пр}$ – правильность решения задачи; t – время решения задачи.

Далее для прогнозирования рисков необходимо разобраться с причинами их возможного развития. Традиционно человеческий фактор играет основную роль как в сокращении, так и в причинах эскалации нештатных ситуаций. Учитывая вышеизложенное, неизученным оставался вопрос влияния актуального функционального состояния персонала на принятие решений в нештатных и аварийных ситуациях.

Авторами была разработана методика определения влияния функционального состояния человека на принятие управленческих решений в нештатных ситуациях и далее на ее основе был проведен эксперимент. Методика включает на первом этапе оценку испытуемого по девяти параметрам актуального функционального состояния работника: ощущение комфортности; два вида эмоциональных состояний (позитивное и негативное); три вида утомления (физическое, умственное и хроническое); тревожно-депрессивные проявления; два вида тревожности (личностное и ситуативное).

На втором этапе испытуемому предлагается решить задачу по реагированию (в зависимости от объекта). Дается вводная информация о ситуации, фиксируется время, за которое каждым из участников принимаются решения по локализации и ликвидации аварийной ситуации. Сначала задача решается еди-

нолично, потом в группах с выделением роли лидера. После чего производится обработка и сопоставление результатов.

В 2013–2014 годах исследования были проведены с участием 87 человек управленческого персонала нефтегазового комплекса, исследовано 19 групп.

Результаты исследования управленческого персонала

По итогам были получены зависимости в графическом (2D) и математическом выражении. На **рисунке 1** приведены результаты по показателю комфортности.

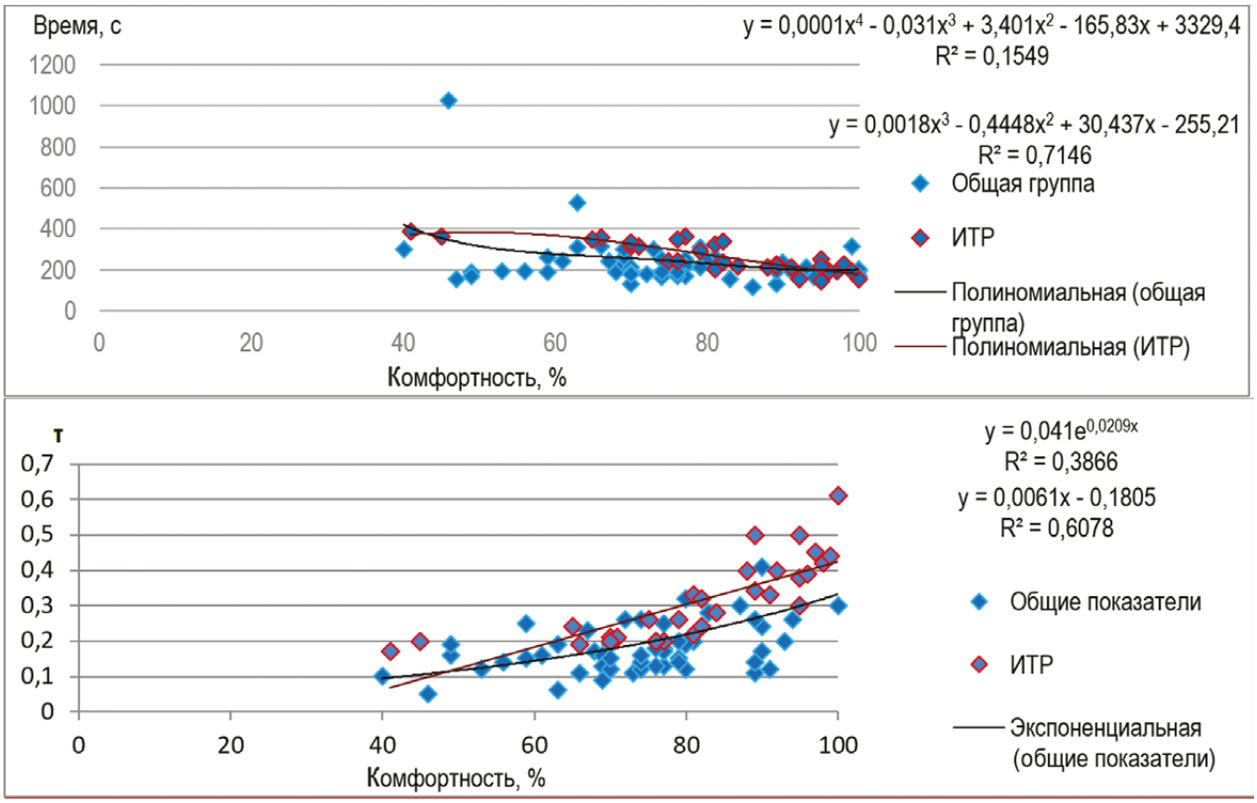


Рисунок 1 – Графические модели по результатам исследования управленческого персонала

Решением обратной задачи прорабатывается математический аппарат расчета вероятности эскалации с учетом принятия решения конкретным специалистом в его актуальном функциональном состоянии [6]. Также предлагаются варианты определения показателя правильности выполнения действий в единицу времени как критерия оценки эффективности принятия решений с помощью уравнений, описывающих зависимость от корректности и скорости выполнения заданий.

Возникает необходимость в создании комплексного критерия, характеризующего единовременное влияние всех факторов актуального функционального состояния. Выявленная зависимость сделает доступной быструю комплексную оценку готовности управленческого персонала к принятию решений и станет инструментом для профессионального отбора, допуска к работам и оценки рисков возникновения и эскалации аварийных ситуаций.

Процесс формирования комплексного критерия подразумевает поиск способа оценки взаимодействия множества факторов. На этапе определения комплексного показателя полученные в процессе исследования модели помогают оценить одномоментное влияние пар факторов актуального функционального состояния [7].

Исследования, проведенные в 2012–2014 годах на площадных объектах газовой отрасли, позволили выявить зависимости и построить модели (**рисунок 2**, см. с. 120) влияния актуального функционального состояния управленческого персонала на эффективность принятия решений при нештатных ситуациях.

Используя модель, возможно провести анализ комплексного влияния двух факторов на правильность принятия решений. Максимальные значения правильности достигаются при максимальных значениях комфорта и эмоциональности. Модель показывает, насколько эффективно факторы дополняют друг друга, и подтверждает необходимость комплексной оценки воздействия.

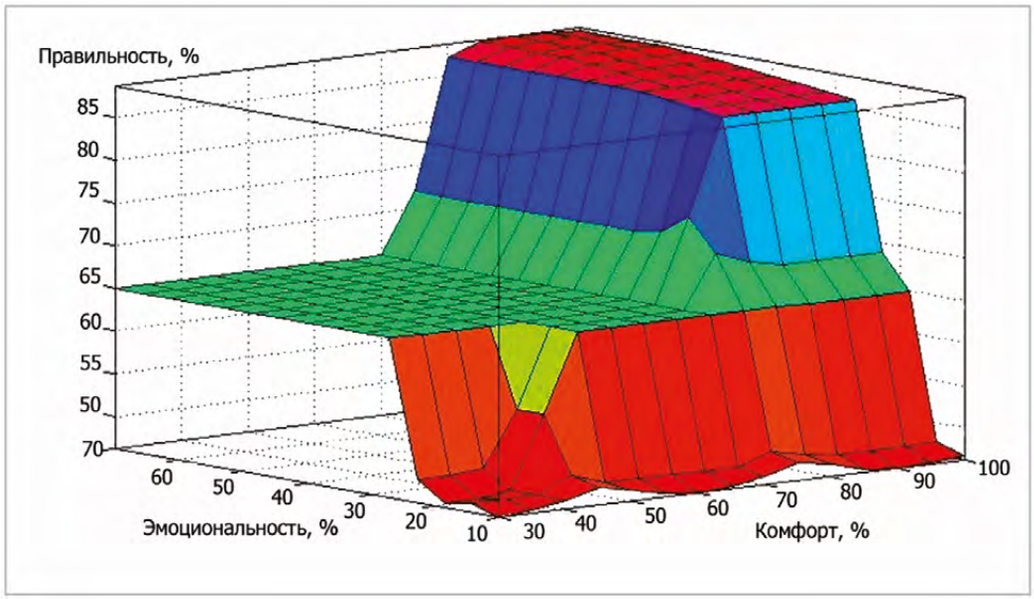


Рисунок 2 – Пример 3D-модели в координатах «эмоциональность/комфорт/правильность»

Исследования рабочего персонала бригад КРС

В ряде случаев, в том числе на удаленных объектах, таких как работы по капитальному ремонту скважин (КРС), первоочередные задачи по реагированию лежат на рабочем персонале. С целью выявления зависимостей и построения моделей для рабочего персонала объектом исследования были выбраны бригады управлений аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин ООО «Газпром ПХГ». В 2021–2022 годах были проведены необходимые исследования, охвачены бригады филиалов УАВРиКРС ООО «Газпром ПХГ» (Ставропольского, Московского, Башкирского и Саратовского). На данном этапе опрошено 45 человек.

Кроме того, с учетом предыдущего опыта построения 2D-моделей, а также 3D-моделей с использованием инструментов нечеткого моделирования (в координатах «фактор/фактор/правильность»), авторами принято решение о первоочередной целесообразности построения 3D-моделей в координатах «фактор/время/правильность».

Исходная 2D-модель в координатах «комфорт/время» изображена на **рисунке 3**.

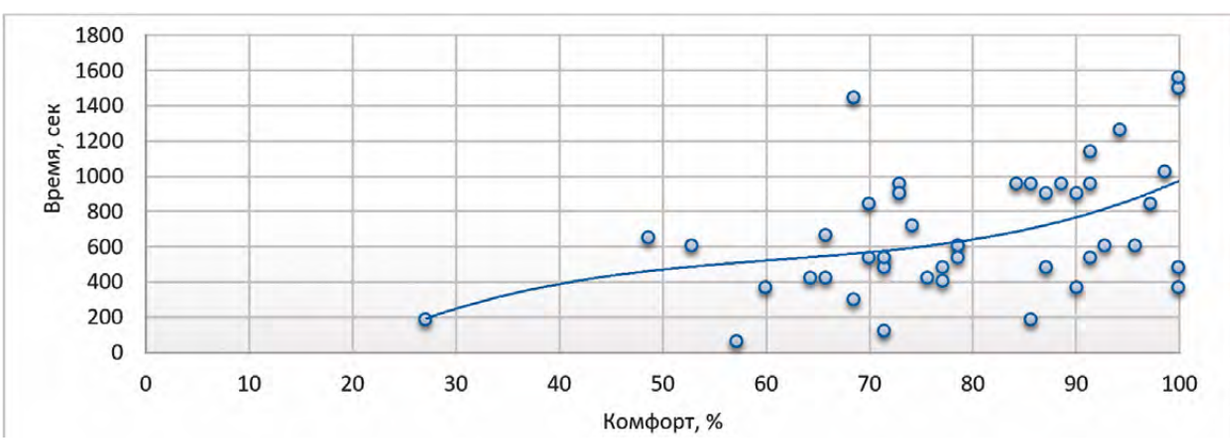


Рисунок 3 – Исходная 2D-модель в координатах «комфорт/время»

Предварительный результат исследования рабочего персонала в виде 3D-модели с предлагаемыми осями представлен на **рисунке 4** на с. 121.

Данная модель показывает, что наиболее оптимальный уровень комфорта для бригад, характеризующийся максимально правильным выполнением задачи при минимальном времени, составляет 60–69 %. Диапазон от 0 до 20 % комфортности нельзя достоверно учитывать, так как значения по нему получены исключительно расчетным методом, что не позволяет гарантировать такой же результат.

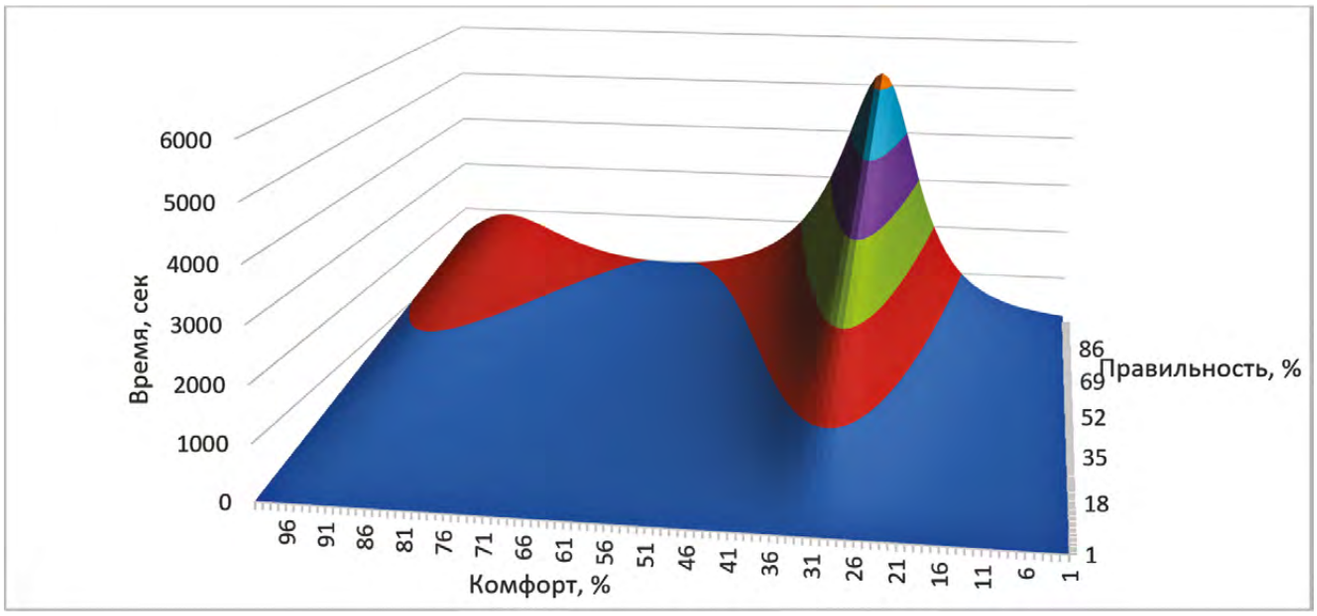


Рисунок 4 – 3D-модель в координатах «комфорт/время/правильность»

Заключение

Установлено, что использование полученных моделей учета актуальных параметров функционального состояния персонала (как 3D-поверхностей, так и 2D-проекций) позволяет с помощью графического метода находить вероятность эффективного реагирования как величину, обратную риску. Вместе с тем необходима оценка именно комплексного воздействия факторов, в том числе (для более детального анализа) различных их комбинаций, с целью выявления и описания новых зависимостей.

В целях расширения доверительных диапазонов моделей продолжаются исследования рабочего персонала бригад КРС ООО «Газпром ПХГ».

Дальнейшие шаги комплексного исследования предполагают:

1. Детальный анализ 3D-моделей в координатах «фактор/время/правильность», полученных по результатам исследования рабочего персонала.
2. Построение и анализ 3D-моделей в координатах «фактор/время/правильность», полученных по результатам исследования управленческого персонала.
3. Построение и анализ 3D-моделей в координатах «фактор/фактор/правильность», полученных по результатам исследования рабочего персонала.
4. Создание программного обеспечения для тестирования.
5. Создание самообучающегося IT-продукта (база знаний, проектирование интеллектуальной самообучающейся системы как части промышленного метапродукта).
6. Внедрение IT-продукта для решения задач по допуску персонала к работам на опасных производственных объектах.
7. Формирование специализированных подпродуктов по направлениям.

Список источников

1. Захаров Д. Ю. Совершенствование системы реагирования на аварийные ситуации с учетом психологических аспектов управления деятельностью персонала: автореферат дис. … канд. технических наук. Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. Уфа, 2017.

2. Воронкова Е. Ф. Тренинг «Принятие управленческих решений»: раскрываем качественный потенциал сотрудников // Журнал о технологиях TNK-BP «Новатор». 2010. № 37. 33 с.

3. Фунтикова Н. В., Кузь Е. В. Профессионально значимые качества как фактор эффективности профессиональной деятельности будущего специалиста // Вестник Луганского национального университета имени Владимира Даля. 2018. № 4(10). С. 103–106.

4. Цхадая Н. Д., Захаров Д. Ю. Совершенствование процедуры профессионального отбора персонала для работ с повышеной опасностью // Записки Горного института. 2018. Т. 230. С. 204–208.

5. Захаров Д. Ю., Щербатюк Я. В., Кочелаб А. В. Учет функционального состояния человека при допуске к работам для снижения рисков при строительстве скважин // Нефтегазовое дело. 2017. № 1. Т. 15. С. 241–248.

6. Захаров Д. Ю., Климова И. В., Ремишевская К. В., Токарева С. А. Расчет вероятности эскалации как решение обратной задачи прогнозирования надежности человеко-машинных систем // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 11. С. 54–59.

7. Климова И. В., Захаров Д. Ю., Смирнов Ю. Г., Токарева С. А. Использование нечеткой логики для оценки влияния функционального состояния управленческого персонала на принятие решений в нештатных ситуациях // Газовая промышленность. 2022. Спецвыпуск № 1(829). С. 106–114.

References

1. Zakharov D. Yu. Improvement of the emergency response system taking into account the psychological aspects of personnel management: abstract dis. … candidate of technical sciences. Ufim. state oil tech. un-t. Ufa, 2017 (In Russ.).

2. Voronkova E. F. Training “Management Decision Making”: Revealing the Qualitative Potential of Employees // TNK-BP Technology Journal “Novator”. 2010. No. 37. 33 p. (In Russ.).

3. Funtikova N. V., Kuz E. V. Professionally significant qualities as a factor of the effectiveness of the professional activity of a future specialist // Bulletin of the Lugansk National University named after Vladimir Dal. 2018. No. 4(10). P. 103–106 (In Russ.).

4. Tskhadaya N. D, Zakharov D. Yu. Improvement of the procedure for professional selection of personnel for work with increased danger // Notes of the Mining Institute. 2018. Vol. 230. P. 204–208 (In Russ.).

5. Zakharov D. Yu., Shcherbatyuk Ya. V., Kochelab A. V. Accounting for the functional state of a person during admission to work to reduce risks during well construction // Oil and gas business. 2017. No. 1, vol. 15. P. 241–248 (In Russ.).

6. Zakharov D. Yu., Klimova I. V., Remishevskaya K. V., Tokareva S. A. Calculation of the probability of escalation as a solution to the inverse problem of predicting the reliability of man-machine systems // Labor Safety in Industry. 2019. No. 11. P. 54–59 (In Russ.).

7. Klimova I. V., Zakharov D. Yu., Smirnov Yu. G., Tokareva S. A. Using fuzzy logic to assess the impact of the functional state of management personnel on decision-making in emergency situations // Gas Industry, Special issue No. 1(829), 2022, 106–114 (In Russ.).

Информация об авторах: **Денис Юрьевич Захаров**, кандидат технических наук, главный специалист отдела организации и контроля строительства скважин, **Светлана Андреевна Токарева**, аспирант Высшей школы техносферной безопасности, **Ирина Викторовна Климова**, кандидат технических наук, доцент Высшей школы техносферной безопасности

Information about the authors: **Denis Yu. Zakharov**, PhD in engineering, chief specialist of well constraction organization and control, **Svetlana A. Tokareva**, postgraduate student of the higher school of technosphere safety, **Irina V. Klimova**, PhD in engineering, docent of the higher school of technosphere safety

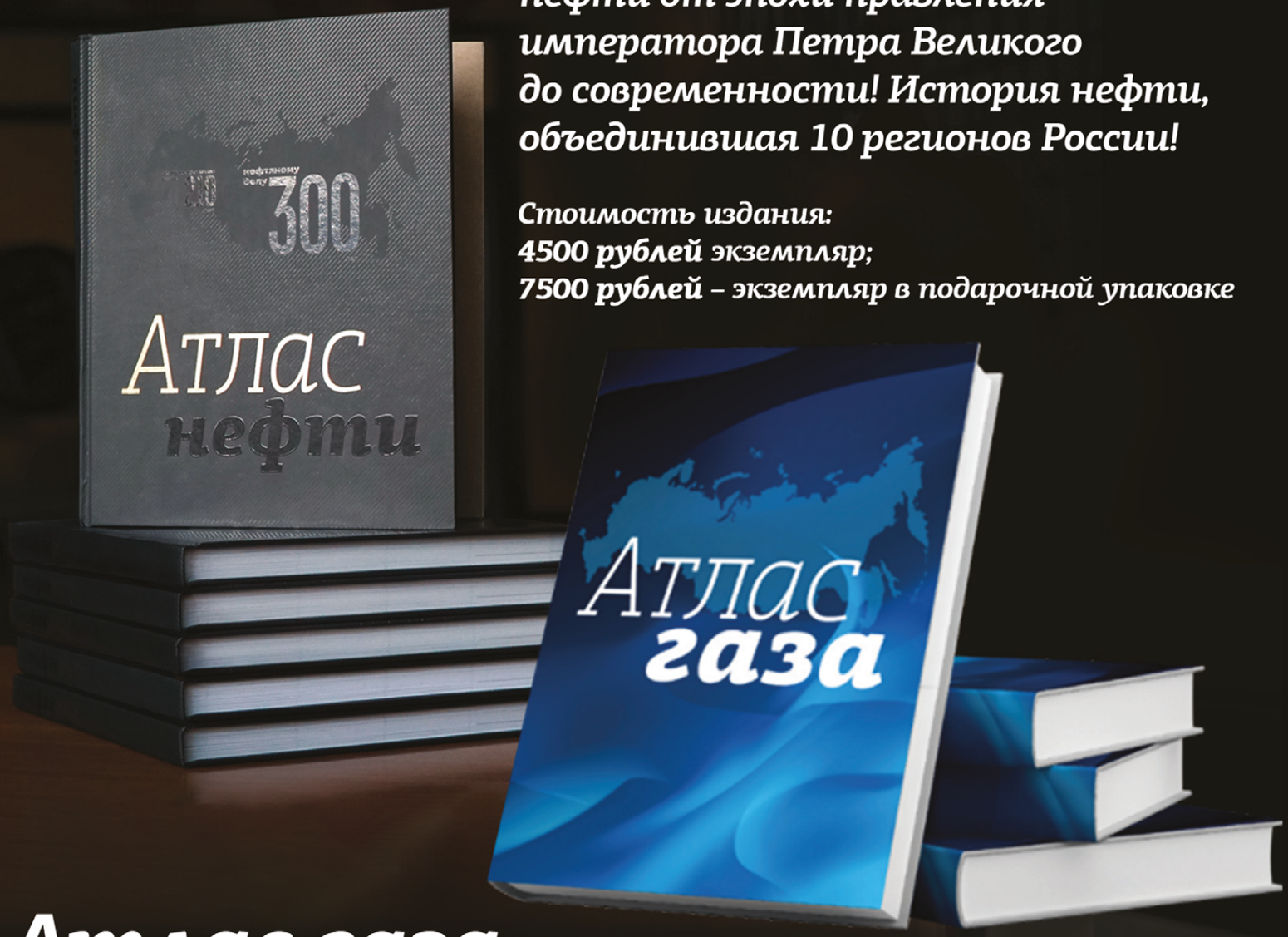
Статья поступила в редакцию 03.11.2022; одобрена после рецензирования 07.02.2023; принята к публикации 10.02.2023.
The article was submitted 03.11.2022; approved after reviewing 07.02.2023; accepted for publication 10.02.2023.

МУЗЕЙ
ГЕОЛОГИИ,
НЕФТИ И ГАЗА

Атлас нефти

Иллюстрированная история поиска, разведки, добычи и использования нефти от эпохи правления императора Петра Великого до современности! История нефти, объединившая 10 регионов России!

Стоимость издания:
***4500 рублей** экземпляр;*
***7500 рублей** – экземпляр в подарочной упаковке*



Атлас газа

Живая история природного газа – от первых находок и начала использования человеком до открытия уникальных месторождений и развития сложных технологий добычи! Артефакты из 7 стран СНГ, 26 регионов России, собранные воедино!

Подарочный набор «Атлас нефти» + «Атлас газа» - 12 000 рублей

По вопросам приобретения –
Анна Салыкина, тел. +7 (912) 514-42-95

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛАТФОРМА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СООБЩЕСТВА
ДЛЯ ОБМЕНА ОПЫТОМ

18–20 АПРЕЛЯ 2023

РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2023 ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:
ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ», ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»,
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»

@ENERGYFORUMSPB САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626
EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

3–6 ОКТЯБРЯ 2023

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ

@GASFORUMSPB

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU

Организаторы форума:

Национальная газомоторная ассоциация

Российское Газовое Общество

ВСЕРОССИЙСКИЙ ГАЗОМОТОРНЫЙ ФОРУМ

при поддержке:

транспорт на альтернативном топливе

ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

20-21 апреля 2023, г. Москва

Подробнее о мероприятии можно узнать на сайте:

www.ngvrus.ru