ISSN 2412-6497

3 (39) 2023

Российское Газовое Общество

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

44-138

ТЕМА НОМЕРА:

«ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И ГАЗОХИМИЯ»

- Технологии переработки нефти и газа
- Топливо и высокоэнергетические вещества
- Процессы и аппараты нефтегазохимических технологий

По материалам Научно-практической конференции «Газопереработка и газохимия: точки роста» «Научного журнала Российского газового общества» в рамках XI Петербургского международного газового форума, Санкт-Петербург, сентябрь 2022 г.

А также:

6, 20
ГЕОЛОГИЯ
Шельф. Нефтегазоносность

32
РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Об образовании газовых гидратов

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

www.gazo.ru

3(39) 2023

Российское
Газовое
Общество

СОЮЗ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

Beijing Ray Power Environmental Protection Technology Co, Ltd. (Китай)
CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)
Houpu Clean Energy Co., Ltd
«ROSTEC MENA» Компания свободной экономической зоны
Sulzer Chemtech AG
Wickr d.o.o. (Сербия)
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
«ОМВ Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия) Представительство
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Премиум Энерджи» ООО
«РАО Энергетические системы Востока» АО
«РНГ Газ» ООО
«Росгеология» АО
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ
«РОТЕК» АО
«Руспройсгаз» ООО
«Рэд Энерджи» 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
«ТРИО-СЕРВИС» 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., доцент Высшей школы государственного администрирования Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, Москва
- ***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: 11.05.2023

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.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ

6 **В. Ю. Керимов, Д. А. Кислер, А. К. Шатыров**
Перспективы поисков месторождений углеводородов в акватории Присахалинского шельфа

20 **А. Д. Дзюбло, О. А. Шнип, В. В. Сидоров, И. Г. Агаджанянц**
Об особенностях строения и возможной нефтегазоносности нижнего структурного этажа шельфа северо-востока России

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

32 **А. А. Воронцов, Г. В. Буслаев, М. С. Сандыга, Г. Ю. Коробов, В. В. Никитин**
Анализ факторов, влияющих на образование газовых гидратов в свободном и поровом объеме

ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И ГАЗОХИМИЯ *

Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ

44 **В. А. Вагарин, Н. Н. Кисленко, П. Е. Емельянов, К. Д. Коренев, Ю. В. Лебедев, Д. В. Новиков, А. Д. Литвина, А. Б. Юмашев**
Использование мембранных технологий для выделения гелия из природного газа

52 **Э. Б. Гафарова, В. Б. Мельников, Е. Б. Федорова, Н. П. Макарова**
Исследование применения отечественных адсорбентов в процессе адсорбционной осушки газа при производстве сжиженного природного газа

64 **Е. Ю. Асалиева, Л. В. Синева, В. З. Мордкович**
Современное состояние технологии XTL на основе синтеза Фишера – Тропша: основные направления развития

72 **М. Р. Валеев, А. Ф. Ахметов, И. А. Мнушкин**
Низкотемпературная ректификация природного газа с высоким содержанием кислых компонентов

Процессы и аппараты химических технологий

80 **М. М. Морозов, Р. Ф. Галиев, С. В. Кочетов, С. В. Виноградов, П. С. Панферов**
Основные направления развития Оренбургского перерабатывающего комплекса

92 **С. С. Круглов, Е. Б. Федорова, Г. С. Плотников, Л. Б. Волокитин**
Расчет параметров спиральновитого теплообменного аппарата для охлаждения природного газа жидким азотом

104 **А. М. Кузьмин, Е. М. Гашевский, Ю. В. Кузьмина**
Обоснование геометрических характеристик газогенератора синтез-газа

118 **А. Г. Гречко, И. С. Лысенко**
Применение двухфазных детандеров для повышения эффективности процессов сжижения природного газа

124 **А. М. Кузьмин, И. И. Лищинер, О. В. Малова, С. Н. Ценева, Ю. В. Загашвили, В. М. Зайченко, Е. М. Гашевский**
Мобильные комплексы малотоннажного производства метанола, автомобильного бензина и синтетической нефти

СОБЫТИЯ

138 **События научной жизни**

** По материалам Научно-практической конференции «Газопереработка и газохимия: точки роста» «Научного журнала Российского газового общества» в рамках XI Петербургского международного газового форума, Санкт-Петербург, сентябрь 2022 г.*

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, associate professor of the higher school of public administration of Moscow state university, Moscow
- ***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: 11.05.2023

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.

CONTENT

6 GEOLOGY

V. Yu. Kerimov, D. A. Kisler, A. K. Shatyrov
Prospects for the search for hydrocarbon deposits in the waters of the Sakhalin shelf

20 **A. D. Dzyublo, O. A. Shnip, V. V. Sidorov, I. G. Agadzhanyants**
On the features of the structure and possible oil and gas potential of the lower structural level of the shelf of the north-east of Russia

FIELD DEVELOPMENT

32 **A. A. Vorontsov, G. V. Buslaev, M. A. Sandyga, G. Yu. Korobov, V. V. Nikitin**
Analysis of the influencing factors on gas hydrates formation in free and pore volume

GAS PROCESSING AND CONVERSION *

44 **V. A. Vagarin, N. N. Kislenko, P. E. Emelianov, K. D. Korenev, Y. V. Lebedev, D. V. Novikov, A. D. Litvina, A. B. Iumashev**
Membrane technologies for helium extraction from natural gas

52 **E. B. Gafarova, V. B. Melnikov, E. B. Fedorova, N. P. Makarova**
Study of the use of domestic adsorbents in the process of adsorption drying of gas in the production of liquefied natural gas

64 **E. Yu. Asalieva, L. V. Sineva, V. Z. Mordkovich**
State of the art of Fischer – Tropsch synthesis based XTL technology: trends in development

72 **M. R. Valeev, A. F. Akhmetov, I. A. Mnushkin**
Low-temperature distillation of natural gas with high content of acid components

80 **M. M. Morozov, R. F. Galiev, S. V. Kochetov, S. V. Vinogradov, P. S. Panferov**
Main directions of the development of the Orenburg gas processing complex

92 **S. S. Kruglov, E. B. Fedorova, G. S. Plotnikov, L. B. Volokitin**
Calculation of the spiral-wound heat exchanger parameters for cooling natural gas with liquid nitrogen

104 **A. M. Kuzmin, E. M. Gashevskiy, Y. V. Kuzmina**
Substantiation of the geometric characteristics of the synthesis gas generator

118 **A. G. Grechko, I. S. Lysenko**
The use of two-phase expanders to increase the efficiency of natural gas liquefaction processes

124 **A. M. Kuzmin, I. I. Lishiner, O. V. Malova, S. N. Tseneva, Y. V. Zagashvili, V. M. Zaychenko, E. M. Gashevskiy**
Mobile complexes for low-tonnage production of methanol, motor gasoline and synthetic oil

EVENTS

138 **Events in the scientific community**

** Publication of scientific reports on the Scientific and practical conference 'Gas processing and gas conversion: growth points' 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. № 3(39). С. 6–19

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 550.8.013
EDN EOMAKT

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В АКВАТОРИИ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

Вагиф Юнусович Керимов[1], Денис Александрович Кислер[2], Анар Камандарович Шатыров[1]
[1, 3]Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
[2]«ТНГ-Групп», Бугульма, Россия
[1]kerimovvy@mgri.ru, orcid.org/0000-0001-9485-8208
[2]denis-kisler@tng.ru
[3]anar.shatyrov@mail.ru, orcid.org/0000-0003-3450-5325

Аннотация.

Введение. Рассмотрены основные направления поисково-разведочных работ по результатам оценки геологических рисков на Присахалинском шельфе на основе численного моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем.
Цель. Основной целью планируемых здесь дальнейших геологоразведочных работ (ГРР) является снижение рисков, которые связаны с двумя группами причин: геологическими и технологическими, то есть с качеством ведения самих геологоразведочных работ.
Материалы и методы. Для создания карты, иллюстрирующей распределение величин геологических рисков на Присахалинском шельфе, были использованы результаты моделирования углеводородных систем и карты ГАУС, позволяющие оценить вероятности наличия зрелой НГМ-породы и благоприятного фактора времени, наличие резервуара, ловушек и покрышек, а также схемы распространения перспективных объектов, выявленных по результатам интерпретации сейсмических данных.
Результаты. На основе анализа распределения геологических рисков и результатов распределения ГАУС разработаны и предложены рекомендации для бурения новых скважин на Киринском, Аяшском и Восточно-Одоптинском лицензионных участках (ЛУ).

Ключевые слова: Присахалинский шельф, нефть, газ, геологические риски, геологоразведка, моделирование, углеводородные системы, резервуар, ловушка

Для цитирования: Керимов В. Ю., Кислер Д. А., Шатыров А. К. Перспективы поисков месторождений углеводородов в пределах северо-восточного шельфа Сахалина // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 6–19. EDN EOMAKT.

© Керимов В. Ю., Кислер Д. А., Шатыров А. К., 2023

© Kerimov V. Yu., Kisler D. A., Shatyrov A. K., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):6-19

Original article
UDC 550.8.013
EDN EOMAKT

PROSPECTS FOR THE SEARCH FOR HYDROCARBON DEPOSITS IN THE WATERS OF THE SAKHALIN SHELF

Vagif Yu. Kerimov[1], Denis A. Kisler[2], Anar K. Shatyrov[3]
[1, 3]Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia
[2]"TNG-Group", Bugulma, Russia
[1]kerimovvy@mgri.ru, orcid.org/0000-0001-9485-8208
[2]denis-kisler@tng.ru
[3]anar.shatyrov@mail.ru, orcid.org/0000-0003-3450-5325

Abstract.

Background. The main directions of prospecting and exploration work based on the results of the assessment of geological risks on the Sakhalin shelf on the basis of numerical modeling of generation and accumulation of hydrocarbon systems are considered.
Aim. The main purpose of the further exploration works planned here is to reduce the risks that are associated with two groups of reasons: geological and technological, i.e. with the quality of the exploration work itself.
Materials and methods. To create maps illustrating the distribution of geological risks on the Sakhalin shelf, the results of modeling of hydrocarbon systems and GAUS maps were used to assess the probabilities – the presence of mature NGM rock and a favorable time factor, the presence of a reservoir, the presence of traps and tires, as well as the distribution patterns of promising objects identified by the interpretation of seismic data.
Results. Based on the analysis of the distribution of geological risks and the results of the GAUSS distribution, recommendations have been developed and proposed for drilling new wells at the Kirinsky, Ayashsky and Vostochno-Odoptinsky license area (LA).

Keywords: The Sakhalin shelf, oil, gas, geological risks, exploration, modeling, hydrocarbon systems, reservoir, trap

For citation: Kerimov V. Yu., Kisler D. A., Shatyrov A. K. Prospects for the search for hydrocarbon deposits within the north-eastern shelf of Sakhalin. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):6-19. (In Russ.). EDN EOMAKT.

Введение

К настоящему времени в акватории Присахалинского шельфа выявлено девять месторождений: пять нефтегазоконденсатных, одно газоконденсатное, два газовых и одно газонефтяное. Ряд месторождений относятся к крупным: Лунское – по запасам газа и конденсата, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское – по запасам нефти. Залежи нефти и газа распределены в стратиграфическом интервале от олигоцена до плиоцена, но подавляющее их большинство и практически все разведанные запасы сосредоточены в отложениях миоцена: дагинский, окобыкайский горизонты (нижний-средний миоцен) и нижненутовский подгоризонт (верхний миоцен). Залежи связаны с коллекторами порового типа в песчано-алевритовых пластах, разделенных глинистыми породами [1].

Основными НГК северо-восточного Сахалина и примыкающего шельфа являются окобыкайско-нижненутовский и уйнинско-дагинский; значительные перспективы связываются с трещинными коллекторами даехуринского комплекса. В разрезах этих НГК присутствуют три типа природного резервуара: пластовый, массивно-пластовый и линзовидный [2].

Подавляющая часть запасов нефти (95 %) и газа (80 %) приурочена к интервалу глубин до 3 км. Наиболее глубокозалегающие залежи известны на месторождении Усть-Эвай (газоконденсатные залежи в отложениях дагинского горизонта на глубине 4,8 км) и на месторождении им. Р. С. Мирзоева (нефтяная залежь на глубине 3850 м) [3].

На северо-восточном шельфе Сахалина (проекты Сахалин–1–5) установлены промышленные нефтегазоносные зоны: Чайвинская, Одоптинская и Ныйская (**рисунок 1**).

Все месторождения Киринского ЛУ входят в Ныйскую нефтегазоносную зону, которая является одной из крупнейших на Присахалинском шельфе. В пределы Ныйской нефтегазоносной зоны попадают месторождения Лунское, Киринское, Южно-Киринское и Мангинское (**рисунок 2**, см. с. 9).

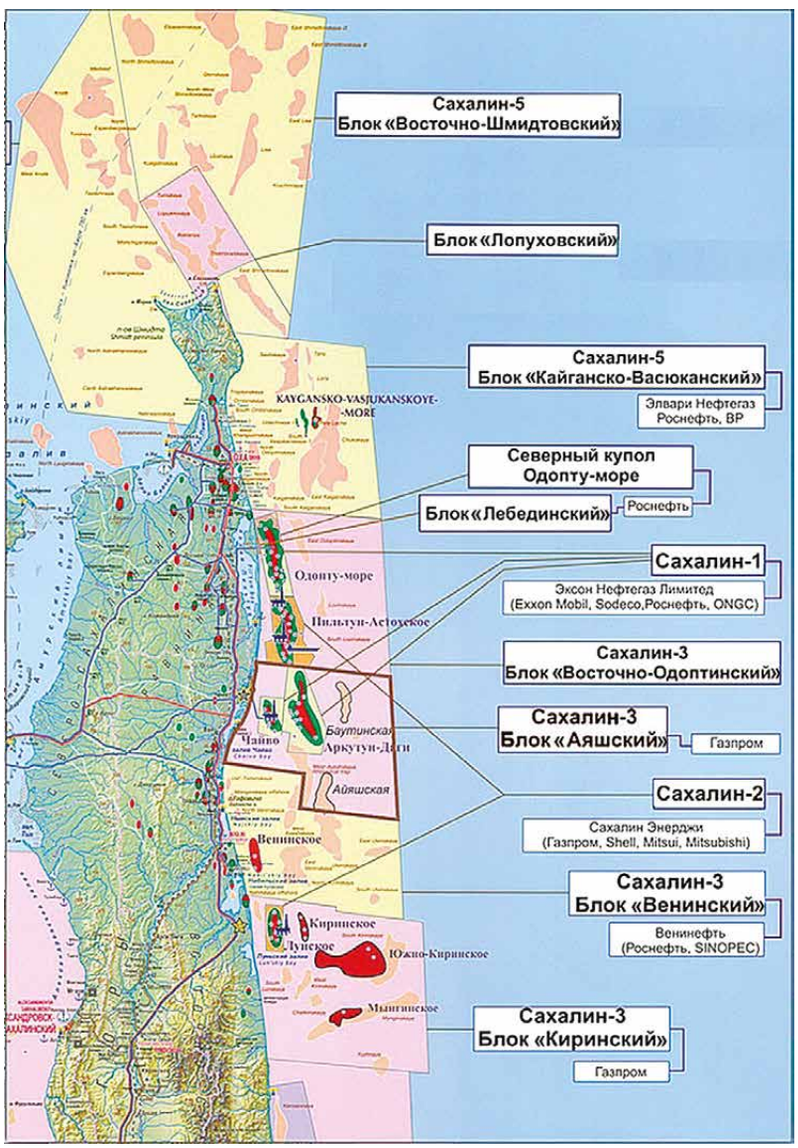


Рисунок 1 – Схема ЛУ и месторождений УВ на шельфе Сахалина
Figure 1 – The scheme of LU and hydrocarbon deposits on the Sakhalin shelf

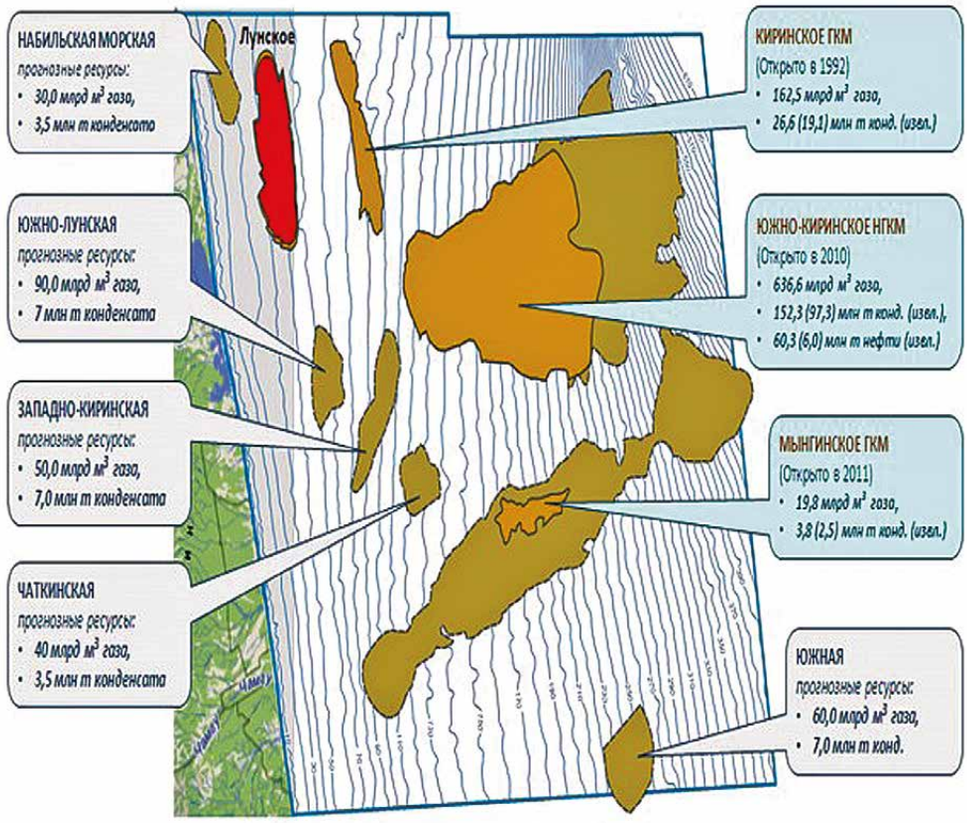


Рисунок 2 – Схема расположения месторождений и перспективных структур в пределах Киринского лицензионного блока

Figure 2 – The layout of deposits and promising structures within the Kirinsky license block

Продуктивными для месторождений Ныйской нефтегазоносной зоны являются отложения дагинского горизонта. Для Ныйской нефтегазоносной зоны характерны пластово-массивные резервуары [4].

В состав Одоптинской нефтегазоносной зоны входят Восточно-Одоптинский и Аяшский участки (**рисунок 3**, см. с. 10). В качестве потенциальных коллекторов в разрезах всех выделенных осадочных комплексов прогнозируются песчаники склоновых шлейфов, подводных конусов выноса и турбидитных потоков. В нижненутовском комплексе Аяшского участка коллекторский интервал связан, вероятно, с продельтовыми песчаниками. Изучение палеообстановок осадконакопления позволило определить площадное распространение резервуарных толщ. В выявленных ловушках, помимо нефтяных залежей, высока вероятность открытия залежей газа и газоконденсата [5].

Пильтун-Астохское месторождение относится к категории крупных. Запасы нефти в недрах месторождения преобладают над запасами газа и конденсата. По площади залежи Астохского участка находятся между средними (10–50 км^2) и большими (> 50 км^2). По особенностям геологического строения месторождение относится к сложным, многопластовым, характеризующимся наличием зон литологических замещений, разрывных нарушений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств пластов. Залежи нефти и газа относятся к классу структурных, к группе антиклинальных структур, подгруппе пластовых, пересеченных или экранированных разрывными нарушениями, зонами литологического замещения и выклинивания пород-коллекторов. Всего на Пильтун-Астохском месторождении выявлены залежи УВ в 15 пластах, на Астохском участке – в пяти пластах [6].

Изложенное позволяет заключить, что северо-восточный шельф острова Сахалин содержит значительные запасы углеводородного сырья и также имеет не менее значительный потенциальный ресурс нефти и газа, что требует дальнейшего проведения поисково-разведочных работ с целью открытия новых крупных месторождений углеводородов [4].

Основной целью планируемых здесь дальнейших ГРР является снижение рисков, которые, как правило, бывают связаны с двумя группами причин: ***геологическими*** и ***технологическими***, то есть с качеством ведения самих геологоразведочных работ [8].

К ***геологическим*** причинам можно отнести следующие: выпадение из разреза перспективных отложений, отсутствие продуктивных коллекторов и надежных покрышек, неблагоприятное положение скважины на структуре, малая амплитуда и негерметичность ловушки УВ и другие [9].

К ***технологической*** группе можно отнести такие причины, как недостоверность глубинного картирования, нарушение рациональной стадийности ГРР, недостатки вскрытия и опробования продуктивных пластов,

неоптимальная конструкция поисковых и разведочных скважин и другие [10].

Результаты исследований

По результатам оценки рисков на Присахалинском шельфе на основе численного моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) была определена программа поисково-разведочных работ, обоснован выбор местоположения и первоочередность поисковых и разведочных скважин, а также целевых объектов для бурения.

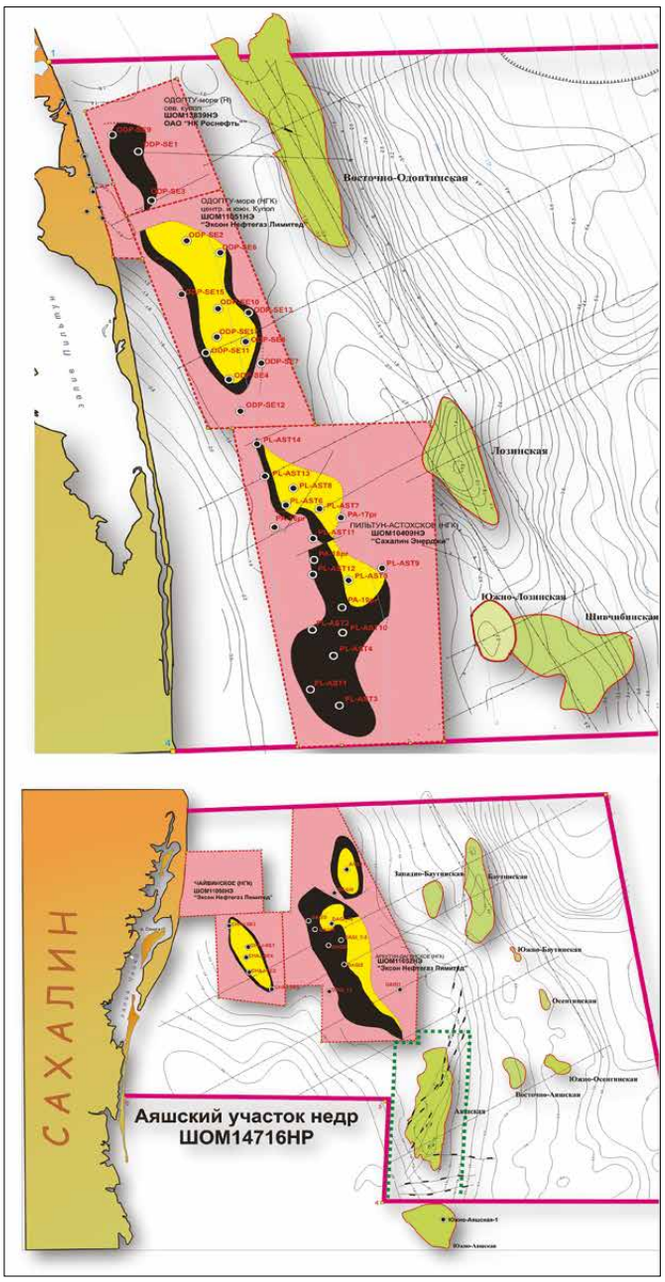


Рисунок 3 – Схема месторождений и перспективных структур на Восточно-Одоптинском (вверху) и Аяшском (внизу) участках недр
Figure 3 – The scheme of deposits and promising structures in the Vostochno-Odoptinsky (above) and Ayashsky (below) subsurface areas

ГАУС – природная система, которая включает в себя очаг генерации УВ и все генетически связанные с ним углеводороды, а также все геологические элементы и процессы, обеспечивающие существование скоплений УВ. Система описывается элементами и процессами, создающими функциональные единицы, которые обеспечивают формирование залежей углеводородов. Необходимые элементы включают НГМТ, резервуары, покрышки, перекрывающие породы. Процессы включают формирование ловушек, генерацию, миграцию, аккумуляцию УВ. Эти элементы и процессы должны протекать во времени и пространстве таким образом, чтобы ОВ, изначально содержащееся в НГМТ, смогло превратиться в УВ [8]. Разработка концепции углеводородных систем представляет собой реакцию мировой нефтегазогеологической науки на новые потребности нефтегазопоисковой и разведочной практики и является эффективным современным направлением прогноза и оценки нефтегазоносности недр. В наиболее полном виде концепция углеводородных систем (наиболее корректно использовать термин «генерационно-аккумуляционная углеводородная система», или ГАУС) развита в работах Л. Магуна и В. Дау [Magoon, Dow, 1994; Magoon, 1995, Magoon, 2004].

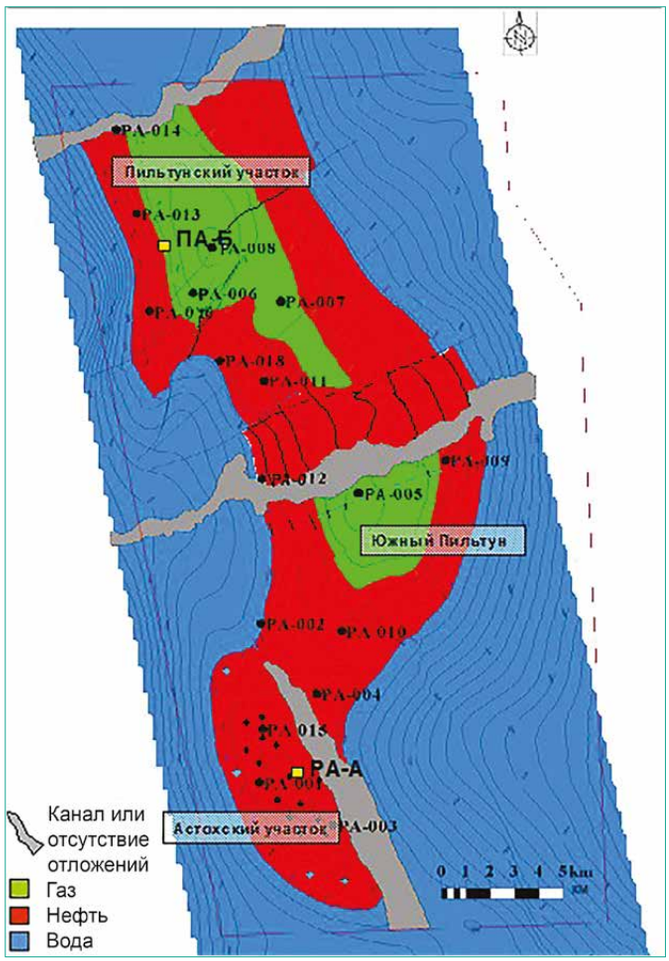


Рисунок 4 – Залежи нефти и газа XXI пласта Пильтун-Астохского месторождения
Figure 4 – Oil and gas deposits of the XXI formation of the Piltun-Astokhskoye field

С целью оценки рисков были построены карты, иллюстрирующие распределение величин геологических рисков на Присахалинском шельфе, на основе карт ГАУС и карт очагов генерации по результатам моделирования, схемы распространения перспективных объектов. На картах ГАУС изображаются область (границы) очага генерации УВ, все закартированные скопления и нефтегазопроявления, генетически связанные с системой, граница самой ГАУС, а также направление миграции углеводородов. По результатам моделирования на Присахалинском шельфе выделяются шесть крупных независимых очагов генерации нефти и газа: Чайвинский, Венинский, Киринский, Пограничный, Пильтун-Астаховский, Дерюгинский, охватывающие разные стратиграфические диапазоны, каждый из которых мог самостоятельно производить углеводородные флюиды для насыщения прилегающих ловушек.

Подводя итоги проведенного «риск-анализа», можно резюмировать, что распределение УВ по разрезу весьма неравномерное. Большим нефтегенерационным потенциалом характеризуются олигоценовые НГМТ, газогенерационным потенциалом – нижнемиоценовые толщи. Основная масса УВ, эмигрировавших из этих толщ, просачиваясь через флюидоупоры, формирует по пути миграции залежи УВ. Таким образом, ловушки, формовавшиеся в нижних горизонтах, получают более мощный подток УВ. Ловушки в верхнем этаже (нутовский горизонт), помимо УВ, эмигрировавших из верхнеолигоценовых и нижнемиоценовых НГМТ, подпитываются также УВ из среднемиоценовых НГМТ, зрелость которых, однако, крайне низка. При этом нельзя недооценивать влияние средне- и даже верхнемиоценовых НГМТ в прилегающих к изучаемым поднятиям впадинах. Эти впадины (Пильтун-Чайвинская, Венинская, Дерюгинская синклинальные зоны), не охарактеризованные в моделировании рисков, оставляют возможность более высокой нефтяной перспективы нутовского горизонта. Все породы верхнего этажа охарактеризованы II типом керогена и высокими водородными индексами, что говорит об их нефтегенерирующих свойствах.

Геологические риски характеризуют вероятность отрицательного результата при поисках и разведке месторождений УВ, но с другой стороны, геологический риск – вероятность открытия (геологического успеха) промышленных скоплений УВ, которая оценивается как произведение вероятностей следующих четырех независимых факторов:

1. Вероятность наличия зрелой нефтематеринской породы ($Psource$).
2. Вероятность наличия резервуара ($Preservoir$).
3. Вероятность наличия ловушки ($Ptrap$).
4. Вероятность благоприятного фактора времени ($Pdinamics$).

Таким образом, вероятность геологического успеха (Pg) учитывает эти четыре фактора и оценивается по формуле:

$$Pg = Psource \times Preservoir \times Ptrap \times Pdinamics.$$

Ниже приведены сводные таблицы по геологическому риску на каждую скважину и перспективный объект (**таблица 1** на с. 12 и **таблица 2** на с. 13). Общая вероятность благоприятной ситуации вычисляется как умножение вероятностей благоприятного фактора по четырем пунктам: вероятность наличия коллектора, вероятность наличия зрелых НГМ-пород, вероятность наличия качественного флюидоупора и вероятность благоприятных локальных тектонических условий (наличие НГ-структур). Влияние разломов в расчете «риск-моделей» не происходило, и вероятность выбрана из соображений, описанных выше.

Вероятность наличия зрелой материнской породы определяется как среднее арифметическое из вероятностей благоприятных факторов TOC для НГМ-пород и вероятности благоприятного кинетического преобразования. Вероятность наличия качественного флюидоупора определяется как среднее арифметическое из вероятностей благоприятных капиллярных давлений в нутовских и окобыкайских глинах.

Вероятность открытия при этом определяется как наличие устойчивого промышленного притока при испытании скважины. То есть для успеха недостаточно только нефтегазопроявления. Изложенное определение геологического успеха, таким образом, исключает резервуары с низкой проницаемостью, ограниченной площади, биодеградирование нефти и другие неблагоприятные факторы, которые мешают стабильным притокам УВ. Вероятность наличия факторов риска оценивается при первоначальном анализе доступной геологической информации. Риск может и должен пересматриваться при получении дополнительной информации.

Из анализа рисков явно следует, что все проектные скважины имеют относительно низкие риски в отношении обнаружения залежей нефти и газа в нутовском горизонте. При этом верхненутовский горизонт представляется более перспективным.

В то же время залежи в дагинском горизонте имеют умеренные риски обнаружения, в основном связанные с недостаточной изученностью коллекторов дагинского горизонта в северных участках (Восточно-Одоптинский и Аяшский ЛУ) и возможным нарушением целостности ловушек разрывными нарушениями.

Однако, несмотря на умеренные риски, изучение дагинского и нижележащих горизонтов в пределах Аяшского и Восточно-Одоптинского участков необходимо продолжить, так как в соответствии с концепцией формирования УВ-скоплений в них могут содержаться крупные ресурсы УВ, в том числе газового и газоконденсатного состава.

Для Восточно-Одоптинской, Лозинской и Баутинской перспективных структур наибольшими рисками следует считать вероятность наличия зрелой материнской породы.

Это связано с тем, что данные структуры находятся в пределах влияния ГАУС с недоказанной нефтегазоносностью, а миграция углеводородов из соседней Пильтун-Чайвинской ГАУС маловероятна по структурным и тектоническим признакам. Аяшская пер-

спективная структура имеет наилучшую вероятность наличия зрелой материнской породы, так как находится на стыке нескольких ГАУС (Пильтун-Чайвинской, Дерюгинской и Венинской). На всех этих структурах остается высоким риск, связанный с наличием коллекторов, причем в соответствии с имеющимися представлениями об условиях образования коллекторов риск для верхненутовского подгоризонта меньше, чем для нижненутовских отложений. В связи с неизученностью дагинского и даехуринского горизонтов в северных ЛУ им была присвоена вероятность наличия коллектора 50 %.

Вероятность наличия покрышек (как региональной в виде окобыкайской толщи, так и локальных) оценивается как высокая. Неоднозначна ситуация с флюидоупорами перспективного даехуринского горизонта, для него установлена вероятность 60 %. Для других горизонтов установлена вероятность 70–80 %. Причем наибольший риск здесь связан с неуплотненными глинами верхенутовского горизонта тех перспективных структур, которые находятся гипсометрически выше, то есть где глины не уплотнены.

Для построения карты, иллюстрирующей распределение величин геологических рисков на Присахалинском шельфе (**рисунок 5**, см. с. 14), были использованы результаты моделирования углеводородных систем и карты ГАУС, позволяющие оценить вероят-

Таблица 1 – Сводная таблица геологических рисков при поисках скоплений газа на Присахалинском шельфе

Table 1 – Summary table of geological risks in the search for gas accumulations on the Sakhalin shelf

Газ		Вероятность геологического фактора, д. ед.											Риск, %
Проектная скважина	Горизонт	Литология коллектора	TOC Ok	TOC Dg	TOC Pg	Кинетика	Всего по материнским породам	Капиллярное давление окобыкайских глин	Капиллярное давление нутовских глин	Всего по покрышкам	Влияние разломной тектоники	Общая благоприятная вероятность	
Восточно-Одоптинская-2	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Дагинский	0,5	–	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	–	0,8	0,6	0,16	84
	Нижненутовский	0,6	0,8	0,6	0,8	0,6	0,7	0,95	0,6	0,78	0,8	0,26	74
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Лозинская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Нижненутовский	0,6	0,8	0,6	0,6	0,6	0,65	0,95	0,6	0,78	0,8	0,24	76
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Баутинская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Дагинский	0,5	–	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	–	0,8	0,6	0,16	84
	Нижненутовский	0,6	0,8	0,6	0,8	0,6	0,7	0,95	0,6	0,78	0,8	0,26	74
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Аяшская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Дагинский	0,5	–	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	–	0,8	0,6	0,16	84
	Нижненутовский	0,6	0,8	0,8	0,8	0,6	0,75	0,95	0,6	0,78	0,8	0,28	72
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,8	0,8	0,6	0,75	0,95	0,4	0,68	0,8	0,28	72
Восточная-1	Дагинский	0,5	–	0,8	0,8	0,6	0,73	–	–	0,6	0,8	0,18	82
Восточная-2	Фундамент	0,5	–	–	0,8	0,6	0,7	–	–	0,6	0,8	0,17	83
Южно-Киринская-4	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Дагинский	0,6	–	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	–	0,8	0,95	0,3	70
Мынгинская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Дагинский	0,6	–	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	–	0,8	0,95	0,3	70

Таблица 2 – Сводная таблица геологических рисков при поисках скоплений нефти на Присахалинском шельфе

Table 2 – Summary table of geological risks in the search for oil accumulations on the Sakhalin shelf

Нефть	Вероятность геологического фактора, д. ед.												Риск, %
Проектная скважина	Горизонт	Литология коллектора	TOC Ok	TOC Dg	TOC Pg	Кинетика	Всего по материнским породам	Капиллярное давление окобыкайских глин	Капиллярное давление нутовских глин	Всего по покрышкам	Влияние разломной тектоники	Общая благоприятная вероятность	
Восточно-Одоптинская-2	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,6	0,55	–	–	0,6	0,6	0,1	90
	Дагинский	0,5	–	0,8	0,8	0,4	0,67	0,8	–	0,8	0,6	0,16	84
	Нижненутовский	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,6	0,78	0,8	0,26	74
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Лозинская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,4	0,45	–	–	0,6	0,6	0,08	92
	Нижненутовский	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,6	0,78	0,8	0,26	74
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Баутинская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,4	0,45	–	–	0,6	0,6	0,8	92
	Дагинский	0,5	–	0,8	0,8	0,4	0,67	0,8	–	0,8	0,6	0,16	84
	Нижненутовский	0,5	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,6	0,78	0,8	0,22	78
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Аяшская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,4	0,45	–	–	0,6	0,6	0,08	92
	Дагинский	0,5	–	0,8	0,8	0,4	0,67	0,8	–	0,8	0,6	0,16	84
	Нижненутовский	0,5	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,6	0,78	0,8	0,22	78
	Верхненутовский	0,7	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Восточная-1	Дагинский	0,5	–	0,8	0,8	0,4	0,67	–	–	0,6	0,8	0,16	84
Восточная-2	Фундамент	0,5	–	–	0,8	0,4	0,6	–	–	0,6	0,8	0,14	86
Южно-Киринская-4	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,4	0,45	–	–	0,6	0,6	0,08	92
	Дагинский	0,6	–	0,4	0,6	0,4	0,47	0,8	–	0,8	0,95	0,21	79
Мынгинская-1	Даехуринский	0,5	–	–	0,5	0,4	0,45	–	–	0,6	0,6	0,08	92
	Дагинский	0,6	–	0,4	0,6	0,4	0,47	0,8	–	0,8	0,95	0,21	79

ности наличия зрелой НГМ-породы и благоприятного фактора времени, наличие резервуара, ловушек и покрышек, а также схемы распространения перспективных объектов, выявленных по результатам интерпретации сейсмических данных. Карта вероятности наличия зрелой НГМ-породы и благоприятного фактора времени показана на рисунке 5а на с. 14.

Границы ГАУС и вероятности благоприятных факторов были выбраны в соответствии с тектоническими и палеогеографическими критериями и в результате моделирования углеводородных систем [11].

Чайвинская ГАУС приурочена к чайвинской синклинальной зоне и окаймляющим поднятиям. Ей присвоена вероятность 0,95, так как в пределах этой ГАУС находятся крупные залежи УВ, а предположительные НГМТ в полном составе вошли в нефтяные и газовые зоны генерации [12].

Венинско-Киринская ГАУС приурочена к венинской и киринской синклинальным зонам и разделяющим их поднятиям. Ей присвоена вероятность 0,85. В пределах этой ГАУС есть открытые месторождения, из трех предполагаемых НГМТ в нефтяной зоне генерации находятся все три толщи, а в газовой зоне генерации – две из трех толщ [13].

Пограничная ГАУС приурочена к пограничной синклинальной зоне и охватывает с севера Мынгинскую структуру. Ей присвоена вероятность 0,70. В пределах этой ГАУС открыто малое по запасам Мынгинское месторождение, из трех предполагаемых НГМТ две находятся в нефтяной зоне генерации и только олигоценовая – в газовой зоне генерации [14].

Дерюгинская ГАУС приурочена к впадине Дерюгина и охватывает ряд перспективных структур. Ей присвоена вероятность 0,75. В пределах этой ГАУС

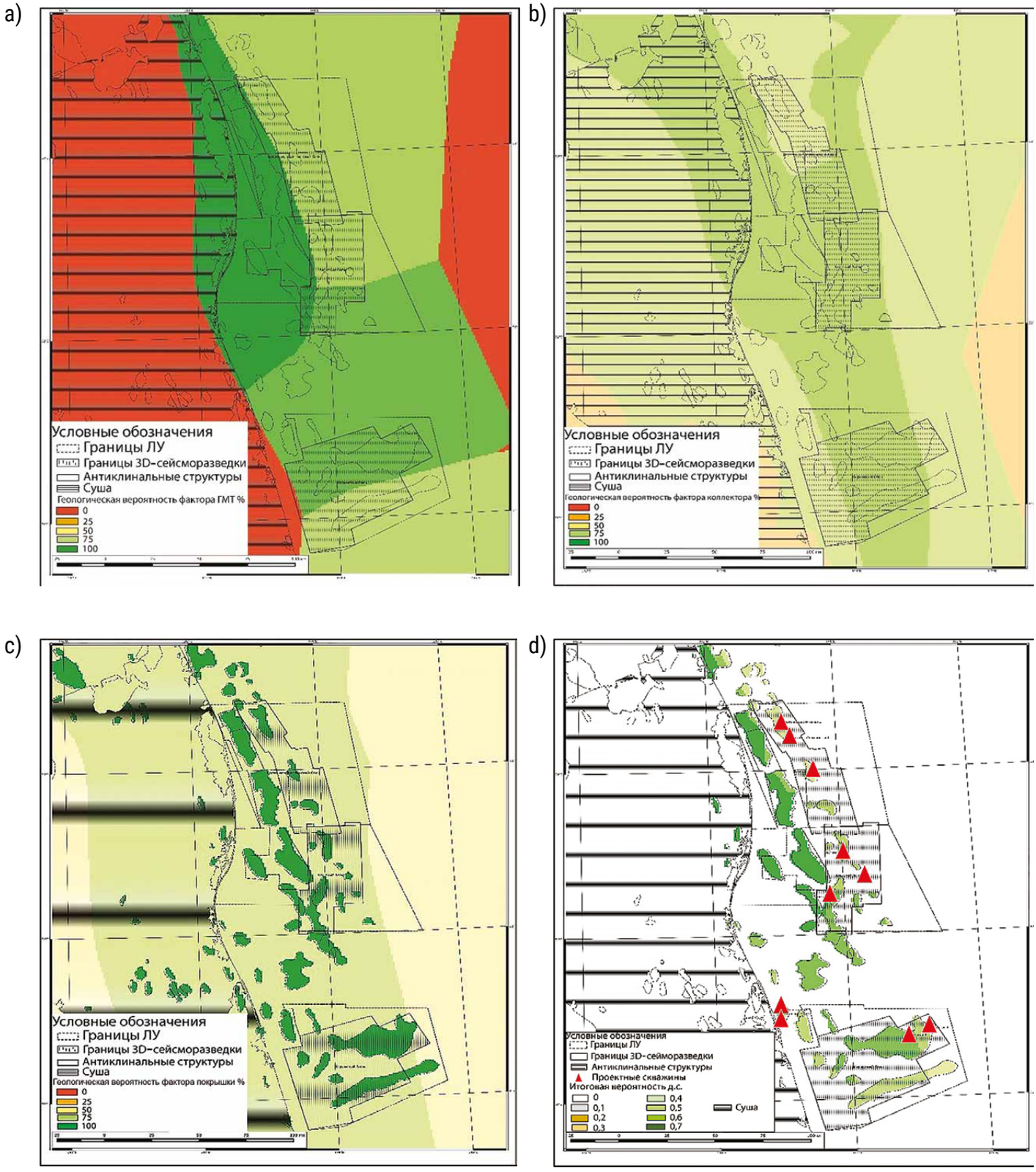


Рисунок 5 – Оценка геологических рисков. Карты вероятности наличия: a – зрелой материнской породы и благоприятного фактора времени; b – резервуара; c – ловушек и покрышек; d – карта суммарных рисков

Figure 5 – Assessment of geological risks. Probability maps of availability: a – a mature parent breed and a favorable time factor; b – a reservoir; c – traps and tires; d – a map of total risks

Таблица 3 – Риски, определенные методикой Chevron
Table 3 – Risks determined by the Chevron methodology

Перспективная скважина	Благоприятная вероятность, д. ед.	Степень риска
Восточно-Одоптинская-2	0,43	Низкий риск
Лозинская-1	0,43	Низкий риск
Баутинская-1	0,50	Низкий риск
Аяшская-1	0,57	Очень низкий риск
Набильская-море-1,2	0,48	Низкий риск
Восточная-1	0,57	Очень низкий риск
Восточная-2	0,48	Низкий риск

не проводилось поисковое бурение, однако по результатам моделирования все предполагаемые НГМТ находятся в нефтяных и газовых зонах генерации [15].

Анализ очагов генерации УВ свидетельствует, что основной вклад в формирование ГАУС на Присахалинском шельфе внесли даехуринский и среднедагинский горизонты. Основные расчетные аккумуляции сосредоточены в верхнедагинских отложениях.

Переход УВ в нутовский комплекс осуществлялся только по разломным нарушениям в периоды их активации или в зонах утонения либо выклинивания региональной окобыкайской и локальной нижненутовской покрышек [16]. Были рассчитаны три варианта генерационно-аккумуляционной модели. При этом для расчетов были использованы карты интерполяций абсолютных значений свойств НГМТ с минимальными, средними и максимальными значениями содержания Сорг. Также были созданы два набора моделей, в которых отдельно исследовались дагинские и даехуринские НГМТ, а значение Сорг принималось единым и равным 0,25–3 % с шагом в 0,25 (всего 24 модели). Практически во всех моделях удалось на качественном уровне смоделировать геометрию и место расположения известных залежей УВ, а также аккумуляцию в некоторых перспективных ловушках (**рисунок 6**).

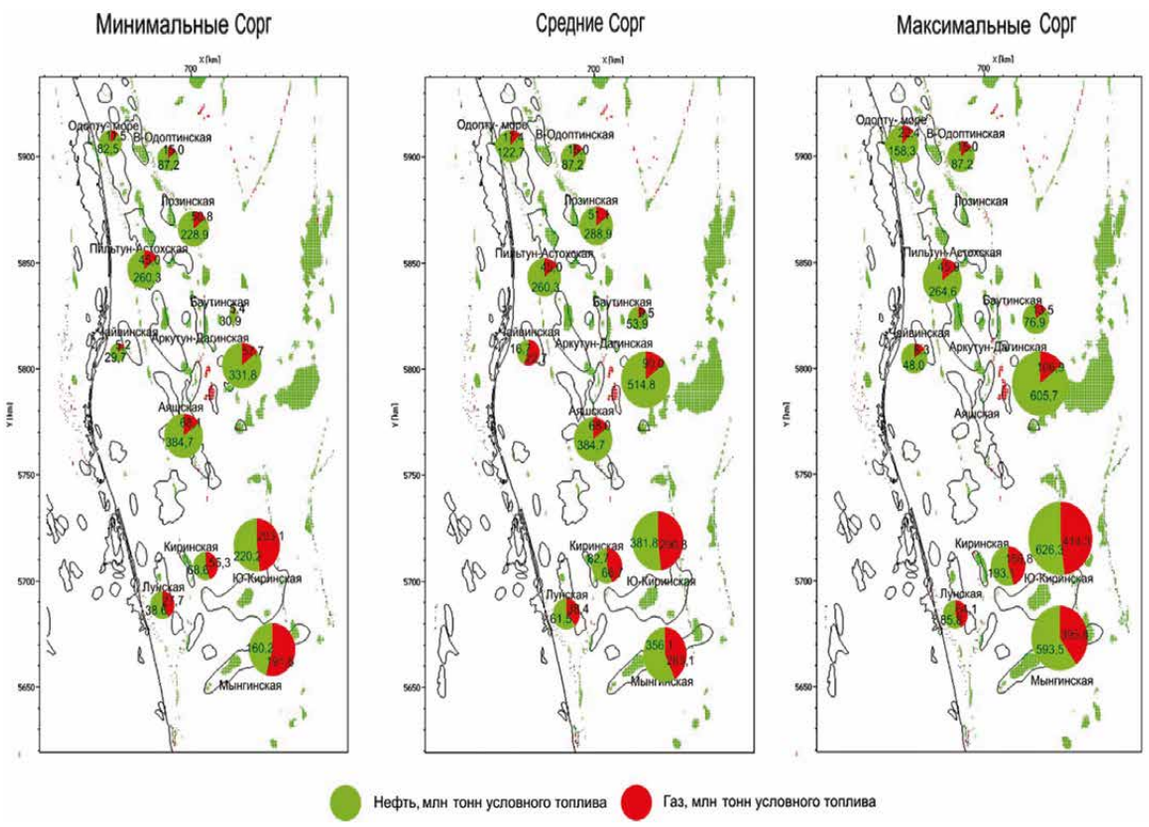


Рисунок 6 – Карты ГАУС Присахалинского шельфа по трем оценкам начального содержания Сорг в материнских породах
Figure 6 – Maps of the Gaussian Sakhalin shelf according to three estimates of the initial content of Sorghum in the parent rocks

Вариативное моделирование показало малую значимость дагинских НГМТ в формировании скоплений УВ. Основная часть скоплений нефти и газа образована за счет палеогеновых НГМТ. Однако характер распространения этой материнской породы остается неясен. К примеру, для формирования нефтяных запасов Киринского, Южно-Киринского и Мынгинского месторождений достаточно худшей материнской породы палеогена (≤ 0,25 % Сорг). Однако для формирования газовых запасов Киринского и Южно-Киринского месторождений необходимы материнская порода с Сорг 1,5–2 % либо (как в случае с Южно-Киринским месторождением) большее влияние угленосных дагинских или палеогеновых НГМТ с третьим типом керогена [17].

Для формирования Пильтун-Астохского месторождения с утвержденными запасами нефти 1773 млн тонн и газа 20 млрд м^3 (на 2013 г.) единственной материнской породы в верхах даехуринского горизонта недостаточно, даже если снабдить ее Сорг ≥ 3 %. В данном случае возможно наличие нескольких однотипных НГМТ в палеогене или области очень хороших материнских толщ сапропелевого типа с высоким водородным индексом (> 600 мг УВ / г Сорг) и высоким содержанием органического вещества (Сорг > 5 %). Здесь необходим учет содержания исходного Сорг. Тектоническим элементом, к которому могла принадлежать указанная область образования хороших НГМТ, могут быть Пильтунская или Пильтун-Чайвинская синклинальные зоны [18].

Карта вероятности наличия резервуара показана на рисунке 5б. Использовав методику оценки рисков Chevron в соответствии с таблицей 1, зонам предполагаемого наличия коллекторов в дагинском и нутовском горизонтах присвоили вероятность 0,7. Зонам наличия коллекторов только в одном из двух горизонтов присвоена вероятность 0,6. Остальным зонам – 0,4 [19].

Карта вероятности наличия ловушки и покрышки показана на **рисунке 4в**. По контурам известных перспективных структур присвоена вероятность 0,95. В зоне предполагаемого наличия покрышек в нутовском и окобыкайском горизонте – вероятность 0,6. В остальных зонах – 0,5 [20].

Итоговая карта геологических рисков получена путем перемножения «гридов» всех трех факторов между собой. Результирующая карта «Светофор» показана на **рисунке 4г**.

В соответствии с такой методикой построения карты рисков перспективным объектам были присвоены итоговые риски (см. таблицы 1 и 2). Все перспективные объекты попадают в категорию низких и очень низких рисков. С позитивной стороны выделяются проектные скважины Аяшская-1 и Восточная-1 [21].

Заключение

В результате проведенных исследований разработаны и предложены следующие рекомендации для бурения новых скважин на Киринском, Аяшском и Восточно-Одоптинском ЛУ (**рисунок 7**).

На Киринском ЛУ поисково-оценочное бурение предлагается вести на двух структурах – Южно-Лунской и Восточно-Киринской. С целью доразведки разрабатываемых объектов (залежей), а также разведки других продуктивных горизонтов, куполов, блоков, участков месторождений наилучшие результаты даст бурение дополнительных разведочных скважин на Южно-Киринском НГКМ (доразведка восточной части структуры). Для перевода локализованных ресурсов категории $Д_1$ и предполагаемых запасов категории $С_2$ в категорию $С_1$ необходимо дополнительное бурение разведочных скважин на миоцен-плиоценовые отложения и на отложения фундамента.

Это позволит доизучить коллекторские свойства и другие характеристики (нефтегазоносность) пород фундамента и отложений даехуринского горизонта. Основная цель бурения – выявление залежей конденсатного газа в дагинских терригенных отложениях. Проектная глубина разведочных скважин на миоцен-плиоцен составляет 2800–3300 м, глубоких скважин на фундамент – 4200 м.

Поисково-оценочное бурение предлагается провести на Баутинской структуре Аяшского ЛУ, открытой в 1977 году. В 1978 году здесь были проведены МОГТ 2D, в результате которых уточнена геологическая модель Баутинского объекта, приуроченного к Баутинской структуре, осложняющей северное окончание

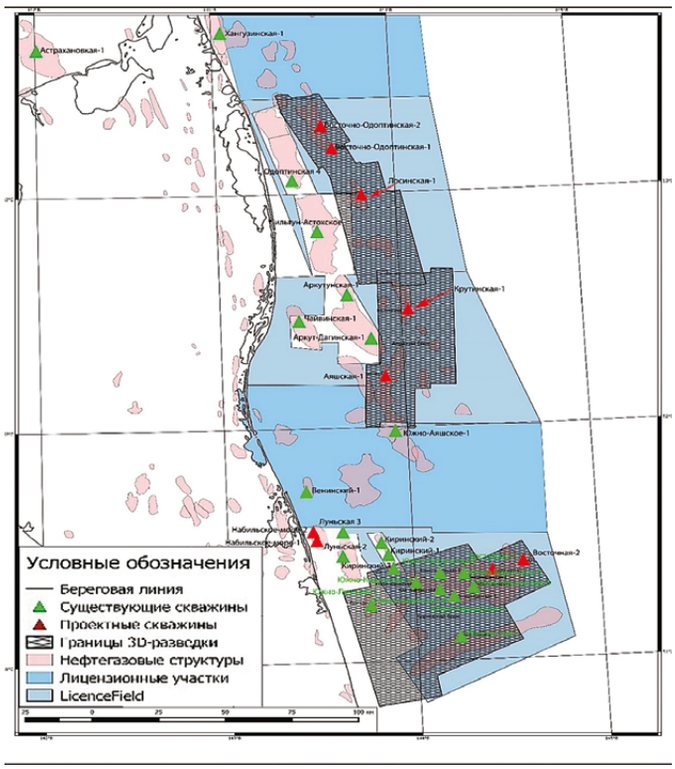


Рисунок 7 – Карта перспектив поисков месторождений УВ (расположение существующих и проектных скважин)
Figure 7 – Map of prospects for hydrocarbon deposits prospecting (location of existing and project wells)

Баутинской антиклинальной зоны. С позиции нефтегазоносного районирования структура расположена в пределах Одоптинского НГР Северо-Сахалинской НГО. Здесь преобладают НГКМ. Основные промышленно продуктивные интервалы в пределах этой области выявлены в нижненутовском подкомплексе, где преобладают газонефтяные залежи.

Проведенные исследования указывают на высокий потенциал верхненутовско-помырского возможно НГК месторождения. Предполагаемые залежи приурочены к ловушкам структурного и литологического типов. Сложное строение ловушек связано с преобладанием седиментационных обстановок глубоководного шельфа в течение значительной части нутовского времени. Коллекторы порового типа представлены песчано-алевритовыми породами.

Восточно-Одоптинская структура расположена на шельфе, в 23 км к востоку от острова Сахалин. Объект находится в северной части Восточно-Одоптинского ЛУ и приурочен к Восточно-Одоптинской антиклинальной зоне Северо-Сахалинского кайнозойского прогиба.

С позиции нефтегазоносного районирования Восточно-Одоптинская структура расположена в пределах Одоптинского НГР Северо-Сахалинской НГО. Здесь преобладают НГК месторождения. Основные промышленно продуктивные интервалы в пределах этой области выявлены в нижненутовском подкомплексе, где преобладают газонефтяные залежи. Предполагаемые залежи приурочены к ловушкам структурного, структурно-литологического и комбинированного типов. Резервуар прогнозируемых залежей палеогена, вероятно, представляет собой трещиноватые кремнистые аргиллиты и силициты по аналогии с залежью IV пласта пиленгской свиты Окружного месторождения.

Залежи, прогнозируемые на уровне фундамента (ОГ Fa), приурочены к коллекторам трещинно-кавернового типа.

Лозинская скважина рекомендуется к бурению на Лозинской структуре. Структура расположена на шельфе РФ, в 23 км от оси Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны Северо-Сахалинского кайнозойского прогиба, к востоку от берега острова Сахалин, в пределах Восточно-Одоптинского ЛУ. Глубина забоя предполагается на отметке 2500 м, целевые горизонты: фундамент, даехуринский и нутовский.

С позиции нефтегазоносного районирования Лозинская структура расположена в пределах Одоптинского НГР Северо-Сахалинской НГО. Здесь преобладают нефтегазоконденсатные месторождения. Основные промышленно продуктивные интервалы в пределах этой области выявлены в нижненутовском подкомплексе, где преобладают газонефтяные залежи. Отчетные исследования указывают на высокий потенциал верхненутовско-помырского возможно нефтегазоносного комплекса. Предполагаемые залежи приурочены к ловушкам структурного, структурно-литологического и комбинированного типов. Сложное строение ловушек связано с преобладанием седиментационных обстановок глубоководного шельфа значительную часть нутовского времени.

В прогнозируемых ловушках нутовского возраста коллекторы порового типа представлены песчано-алевритовыми породами. Покрышкой служат глубоководные глины и аргиллиты. Всем объектам нижней части нижненутовского подкомплекса свойственна высокая вероятность АВПД, и эти риски необходимо учитывать при проектировании и строительстве будущих поисковых скважин.

Представления, полученные в ходе наших исследований, позволяют предположить вероятность существования продуктивных комплексов в даехуринском горизонте, а возможно, и в породах фундамента.

Резервуар прогнозируемых залежей палеогена, вероятно, представляет собой трещиноватые кремнистые аргиллиты и силициты (даехуринский комплекс) по аналогии с залежью IV пласта пиленгской свиты Окружного месторождения.

Залежи, прогнозируемые на уровне фундамента (ОГ Fa), приурочены к коллекторам трещинно-кавернового типа.

С целью оптимизации разработки и контроля за выработкой запасов Астохского участка необходимо продолжить сбор необходимых данных при бурении и проведении ремонтных работ на скважинах, а также сбор и анализ промысловых данных разработки Астохского участка.

С целью доразведки Пильтун-Астохского месторождения необходимо выполнение работ по 3D-сейсморазведке. В настоящее время существует проблема эффективного вовлечения Южно-Пильтунского участка в разработку. Характер осадконакопления и формирования залежи более схож с Пильтунским, нежели с Астохским участком, и основным отличием является отсутствие высокопроницаемого пропластка XXISB. Коллекторы на Южно-Пильтунском участке характеризуются большой неоднородностью и выклиниваются в восточном направлении. Согласно имеющимся данным сейсморазведки, между Астохским и Южно-Пильтунским участком выделяется протяженная зона отсутствия коллектора в пласте XXIS. Однако наличие гидродинамической связи между двумя участками является неопределенностью.

Рекомендуется бурение разведочной скважины на Южно-Пильтунском участке. Первоочередной задачей должно стать продолжительное испытание данной скважины на приток и проведение гидродинамических исследований. Это позволит оценить ФЕС пластов Южно-Пильтунского участка на большом расстоянии от скважины, горизонтальную непрерывность пластов и наличие непроницаемых нарушений. Кроме того, замеры давления при помощи динамического пластоиспытателя сразу после окончания скважины могут дать представление о сообщаемости пластов между Астохским и Южно-Пильтунским участками месторождения.

Список источников

1. Харахинов В. В., Альперович И. М., Жарков В. Н., Кононов В. Э., Никифоров В. М., Слуднев Ю. Г. Новые перспективно нефтегазоносные районы Северного Сахалина // Геология нефти и газа. 2008. № 10. С. 44–48.
2. Харахинов В. В., Лопатнев Ю. В. О тектонике и перспективах нефтегазоносности Лунской впадины на Северном Сахалине // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. 1973. С. 29–37.
3. Савицкий А. В. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования: специальность 25.00.12: Диссертация на соискание кандидата геолого-минералогических наук. 2005. 143 с.
4. Мавринский Ю. С., Коблов Э. Г., Харахинов В. В. Прогноз потенциальных ресурсов нефти и газа и основные направления геологоразведочных работ на шельфе Сахалина на 1976–1980 гг. // Материалы 2-го координационного совещания по изучению зон дальневосточных и арктических морей как источника минерального сырья. Магадан, 1977.
5. Обжиров А. И. Миграция углеводородов из недр к поверхности и формирование нефтегазовых залежей и газогидратов в Охотском море в период сейсмотектонических активизаций // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. 2008. С. 359–362.
6. Клещев К. А., Петров А. И., Шеин В. С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1995. 285 с.
7. Керимов В. Ю., Лавренова Е. А., Синявская О. С., Сизиков Е. А. Оценка углеводородного потенциала генерационно-аккумуляционных углеводородных систем охотского моря // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2015. № 3. С. 18–30.
8. Керимов В. Ю. Моделирование углеводородных систем и месторождений нефти и газа. М.: Издательство МГРИ, 2021. 303 с.
9. Арешев Е. Г., Брутман В. Ш., Клещев А. А., Мишаков Г. С. Некоторые особенности размещения залежей нефти и газа в неогеновых отложениях Северного Сахалина // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. 1973. С. 22–32.
10. Белонин М. Д., Маргулис Л. С. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа // Геологоразведка и сырьевая база. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2005. № 6. С. 16–26.
11. Керимов В. Ю., Бондарев А. В., Сизиков Е. А., Синявская О. С., Макарова А. Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на Присахалинском шельфе Охотского моря // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 22–27.
12. Богоявленский В. И., Керимов В. Ю., Ольховская О. О., Мустаев Р. Н. Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря // Территория Нефтегаз. 2016. № 10. С. 34–32.
13. Веселов О. В. Структура теплового потока Охотоморского региона // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах Северо-Западной окраины Тихого океана. 2000. № 1. С. 107–129.
14. Гололобов Ю. Н. Соотношения некоторых дизъюнктивных и пликативных дислокаций кайнозойских отложений Северного Сахалина // Тихоокеанская геология. 1987. № 1. С. 43–47.
15. Гололобов Ю. Н., Климов В. Г., Николаев И. Е. О ловушках барового типа в дагинской свите Северного Сахалина // Геология нефти и газа. 1981. № 12. С. 13–18.
16. Керимов В. Ю., Бондарев А. В., Мустаев Р. Н., Хоштария В. Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 36–41.
17. Грецкая Е. В. Исходный нефтегазоматеринский потенциал органического вещества осадков (на примере впадин Охотского моря). Владивосток: ДВО АН СССР, 1990. 111 с.
18. Грецкая Е. В., Дахнова М. В. Углеводородный потенциал угленосных отложений Южного Сахалина// Докл. РАН. 2010. Т. 432, № 6. С. 801–804.
19. Керимов В. Ю., Бондарев А. В., Мустаев Р. Н., Хоштария В. Н. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе РФ // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 7. С. 28–34.
20. Грецкая Е. В., Ильев А. Я., Гнибиденко Г. С. Углеводородный потенциал осадочно-породных бассейнов Охотского моря. Южно-Сахалинск: ДВО РАН, 1992. 44 с.

References

1. Kharakhinov V. V., Alperovich I. M., Zharkov V. N., Kononov V. E., Nikiforov V. M., Sludnev Yu. G. New promising oil and gas bearing areas of Northern Sakhalin // Geology of oil and gas. 2008. No. 10. P. 44–48. (In Russ.).
2. Kharakhinov V. V., Lopatnev Yu. V. On tectonics and prospects of oil and gas content of the Lunskaya Depression on Northern Sakhalin // Issues of geology and oil and gas content of Sakhalin. 1973. P. 29–37. (In Russ.).

3. Savitsky A. V. Assessment of the oil and gas potential of the Northern Sakhalin shelf based on basin modeling: specialty 25.00.12: Dissertation for Candidate of Geological and mineralogical sciences. 2005. 143 p. (In Russ.).
4. Mavrinsky Yu. S., Koblov E. G., Kharakhinov V. V. Forecast of potential oil and gas resources and the main directions of geological exploration on the Sakhalin shelf for 1976–1980 // Materials of the 2nd coordination meeting on the study of zones of the Far Eastern and Arctic seas as a source of mineral raw materials. Magadan, 1977. (In Russ.).
5. Obzhirov A. I. Migration of hydrocarbons from the subsurface to the surface and formation of oil and gas deposits and gas hydrates in the Sea of Okhotsk during seismotectonic activations // Degassing of the Earth: geodynamics, geofluids, oil, gas and their parageneses. 2008. P. 359–362. (In Russ.).
6. Kleshchev K. A., Petrov A. I., Shein B. C. Geodynamics and new types of natural reservoirs of oil and gas. M.: Nedra, 1995. 285 p. (In Russ.).
7. Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Sinyavskaya O. S., Sizikov E. A. Assessment of the hydrocarbon potential of generation and accumulation hydrocarbon systems of the Sea of Okhotsk // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2015. No. 3. P. 18–30. (In Russ.).
8. Kerimov V. Yu. Modeling of hydrocarbon systems and oil and gas fields Geology M.: MGRI Publishing House, 2021. 303 p. (In Russ.).
9. Areshev E. G., Brutman V. Sh., Kleshchev A. A., Mishakov G. S. Some features of the placement of oil and gas deposits in the Neogene deposits of the Northern Sakhalin // Geology and development of Sakhalin oil fields. 1973. P. 22–32. (In Russ.).
10. Belonin M. D., Margulis L. S. The exploration potential of Western Kamchatka and the adjacent shelf // Geological exploration and raw materials base. Mineral resources of Russia. Economics and management. 2005. No. 6. P. 16–26. (In Russ.).
11. Kerimov V. Yu., Bondarev A.V., Sizikov E. A., Sinyavskaya O. S., Makarova A. Yu. Conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the Sea of Okhotsk // Oil economy. 2015. No. 8. P. 22–27. (In Russ.).
12. Bogoyavlensky V. I., Kerimov V. Yu., Olkhovskaya O. O., Mustaev R. N. Improving the efficiency and safety of prospecting, exploration and development of oil and gas fields in the waters of the Sea of Okhotsk // The territory of Neftegaz. 2016. No. 10. P. 34–32. (In Russ.).
13. Veselov O. V. Structure of the heat flow of the Okhotsk Sea region // The structure of the Earth's crust and prospects for oil and gas potential in the regions of the Northwestern margin of the Pacific Ocean. 2000. No. 1. P. 107–129. (In Russ.).
14. Gololobov Yu. N. Correlations of some disjunctive and plicative dislocations of Cenozoic deposits of Northern Sakhalin // Pacific geology. 1987. No. 1. P. 43–47. (In Russ.).
15. Gololobov Yu. N., Klimov V. G., Nikolaev I. E. About bar type traps in the Daginskaya suite of Northern Sakhalin // Geology of oil and gas. 1981. No. 12. P. 13–18. (In Russ.).
16. Kerimov V. Yu., Bondarev A. V., Mustaev R. N., Khoshtaria V. N. Assessment of geological risks in the search and exploration of hydrocarbon deposits // Oil economy. 2017. No. 8. P. 36–41. (In Russ.).
17. Gretskaya E. V. The initial oil and gas source potential of organic matter of sediments (on the example of the depressions of the Sea of Okhotsk). Vladivostok: DVO of the USSR Academy of Sciences, 1990. 111 p. (In Russ.).
18. Gretskaya E. V., Dakhnova M. V. Hydrocarbon potential of coal-bearing deposits of Southern Sakhalin // Dokl. RAS. 2010. Vol. 432, No. 6. P. 801–804. (In Russ.).
19. Kerimov V. Yu., Bondarev A. V., Mustaev R. N., Khoshtaria V. N. Strategy and tactics of development of hydrocarbon resources on the shelf of the Russian Federation // Oil, gas and business. 2014. No. 7. P. 28–34. (In Russ.).
20. Gretskaya E. V., Ilyev A. Ya., Gnibidenko G. S. Hydrocarbon potential of sedimentary rock basins of the Sea of Okhotsk. Yuzhno-Sakhalinsk: FEB RAS, 1992. 44 p. (In Russ.).

Информация об авторах:
Вагиф Юнусович Керимов, доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии и разведки углеводородов
Денис Александрович Кислер, заместитель генерального директора – директор разведочной геофизики
Анар Камандарович Шатыров, инженер лаборатории

Information about the authors:
Vagif Yu. Kerimov, doctor of geological and mineralogical sciences, head of the department of geology and hydrocarbon exploration
Denis A. Kisler, deputy general director – director of exploration geophysics
Anar K. Shatyrov, engineer of the laboratory

Статья поступила в редакцию 17.02.2023; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 17.04.2023.
The article was submitted 17.02.2023; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 17.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 20–31

Научная статья
УДК 553.98.061
EDN MLFTOH

ОБ ОСОБЕННОСТЯХ СТРОЕНИЯ И ВОЗМОЖНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО СТРУКТУРНОГО ЭТАЖА ШЕЛЬФА СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Александр Дмитриевич Дзюбло[1], Олег Александрович Шнип[2], Валерий Васильевич Сидоров[3], Иван Григорьевич Агаджанянц[4]
[1, 2, 3]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
[4]Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия
[1]dzyublo.a@gubkin.ru
[2]oashnip@mail.ru
[3]sidorov.v.v@gubkin.ru
[4]agadzhanyants@vnigni.ru

Аннотация. В работе рассматривается шельф морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского (Восточно-Сибирский шельф Арктики). В настоящее время выполнена оценка ресурсов данного региона в отложениях палеозоя, мезозоя и миоценовых перспективных нефтегазоконденсатных комплексов. В то же время оценка ресурсов промежуточного комплекса не проводилась, хотя, на наш взгляд, существуют предпосылки нефтегазоносности данного структурного этажа. В строении нижнего структурного этажа, подстилающего осадочный чехол всех трех морей и выходящего на поверхность на островах и материке, выделяется кристаллический фундамент возрастом архей – протерозой и промежуточный (переходный) комплекс верхов протерозоя – раннего мела. Подошва этого комплекса рассматривается как поверхность акустического фундамента. Отмечены весьма существенные различия осадочного чехла, промежуточного комплекса и кристаллического фундамента по составу пород, степени их метаморфизма, характеру и степени охвата различными тектоническими процессами. Кристаллический фундамент сложен гранитоидами возрастом 617–1000 млн лет, амфиболитами, гнейсами, мраморами, кварцитами, кристаллическими сланцами, регионально метаморфизованными в амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой фациях. В составе промежуточного комплекса встречены терригенные, карбонатные, вулканогенные породы, слабо и не повсеместно регионально метаморфизованные. Промежуточный комплекс на шельфе рассматривается как перспективный объект для поисков углеводородов. Это подтверждается многочисленными находками признаков и скоплений УВ разного масштаба, обнаруженными в подобных породах на суше. Для точной оценки стратиграфического объема разных комплексов разрезов на различных участках рассматриваемого региона данных пока недостаточно.

Ключевые слова: нефть, газ, ресурсы, акустический фундамент, промежуточный комплекс, шельф, Арктика, геологический возраст

Для цитирования: Дзюбло А. Д., Шнип О. А., Сидоров В. В., Агаджанянц И. Г. Об особенностях строения и возможной нефтегазоносности нижнего структурного этажа шельфа северо-востока России // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 20–31. EDN MLFTOH.

© Дзюбло А. Д., Шнип О. А., Сидоров В. В., Агаджанянц И. Г., 2023

© Dzyublo A. D., Shnip O. A., Sidorov V. V., Agadzhanyants I. G., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):20-31

Original article
UDC 553.98.061
EDN MLFTOH

ON THE FEATURES OF THE STRUCTURE AND POSSIBLE OIL AND GAS POTENTIAL OF THE LOWER STRUCTURAL LEVEL OF THE SHELF OF THE NORTH-EAST OF RUSSIA

Alexander D. Dzyublo[1], Oleg A. Shnip[2], Valery V. Sidorov[3], Ivan G. Agadzhanyants[4]
[1, 2, 3]National university of oil and gas "Gubkin University", Moscow, Russia
[4]All-Russian research geological petroleum institute, Moscow, Russia
[1]dzyublo.a@gubkin.ru
[2]oashnip@mail.ru
[3]sidorov.v.v@gubkin.ru
[4]agadzhanyants@vnigni.ru

Abstract. In the work, he explores the shelf of the Laptev, East Siberian and Chukotka seas. At present, an assessment of the resources of this region in the sediments of the Paleozoic, Mesozoic and Miocene promising oil and gas condensate complexes has been carried out. At the same time, the resources of the intermediate complex were not carried out, although, in our opinion, there are prerequisites for the oil and gas potential of this structural floor. In the structure of the lower structural level, the underlying sedimentary layer of all three seas and emerging on the islands and the mainland, a crystalline basement with an Archean-Proterozoic age and an intermediate (transitional) complex of the upper Proterozoic-Early Cretaceous are formed. The roof of this complex is an analysis of the acoustic basement surface. Special differences are noted in the sedimentary cover, intermediate complex and crystalline basement in the type, degree of their metamorphism, in the nature of various tectonic processes. The crystalline basement is composed of granitoids with an age of 617–1000 million years, amphibolites, gneisses, marbles, quartzites, crystalline schists, regionally metamorphosed in amphibolite and epidote-amphibolite facies. The intermediate complex contains terrigenous, carbonate, volcanogenic rocks, which are regionally metamorphosed weakly and not everywhere. An intermediate complex on the shelf as a promising object for hydrocarbon prospecting. This is confirmed by numerous findings of signs and accumulations of hydrocarbons of various scales found in similar rocks on land. For an accurate assessment of the stratigraphic volume of different complexes of sections in different parts of the region under consideration, there are still insufficient data.

Keywords: oil, gas, resources, acoustic basement, intermediate complex, shelf, Arctic, geological age

For citation: Dzyublo A. D., Shnip O. A., Sidorov V. V., Agadzhanyants I. G. On the features of the structure and possible oil and gas potential of the lower structural level of the shelf of the north-east of Russia. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):20-31. (In Russ.). EDN MLFTOH.

Введение

Неразведанный потенциал нефти и газа арктической зоны на шельфе России оценивается в 90 %. По различным оценкам, ресурсы углеводородов арктического сектора составляют 92–100 млрд тонн условного топлива (т.у.т.) [4, 13]. Нефтяные и газовые месторождения открыты в Печорском, Баренцевом и Карском морях. Шельф Восточной Арктики также является перспективным регионом. В целом арктические акватории характеризуются низкой степенью геолого-геофизической изученности и разведанности ресурсов углеводородов. Плотность сейсморазведочных работ в море Лаптевых составляет 0,15 км/км^2, в Восточно-Сибирском – 0,06 км/км^2 и Чукотском – 0,13 км/км^2 (**рисунок 1**).

Восточные моря изучены значительно слабее западных морей арктического шельфа. В этих морях пока выявлены лишь перспективные локальные структуры. Региональные комплексные геофизические работы проведены в основном за счет госбюджета. На отдельных лицензионных участках компаниями-недропользователями с государственным участием ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» в рамках выполнения лицензионных обязательств проведены поисковые и детальные 3D-сейсморазведочные работы [2, 3, 4]. К сожалению, результаты работ недропользователей не всегда доступны.

На шельфе восточных арктических морей бурения поисковых скважин не проводилось, за исключением скважины Центрально-Ольгинская-1, пробуренной ПАО «НК Роснефть», которая открыла Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение в Хатангском заливе моря Лаптевых с балансовыми запасами нефти 81 млн тонн по категории C_2+C_1 (**рисунок 2,** см. с. 23).

О составе, возрасте, строении, нефтегазоносности слагающих пород шельфа Восточной Арктики мы можем судить только по геофизическим данным и путем сопоставления с результатами работ на суше.

Затронутые в настоящей статье вопросы изучались многими исследователями, выводы и заключения которых были нами учтены.

Исходя из оценки фазового состояния прогнозных ресурсов предполагается, что будущие месторождения будут иметь смешанный нефтегазовый состав, преимущественно нефть.

В результате комплексной интерпретации геофизических материалов с привлечением имеющихся данных глубокого бурения на прилегающих континентальных территориях, геофизических исследований скважин и материалов грави-магнитометрических съемок рассмотрены модели строения палеозойских, мезозойских и кайнозойских комплексов морей восточной Арктики. При этом выделен в разрезе само-

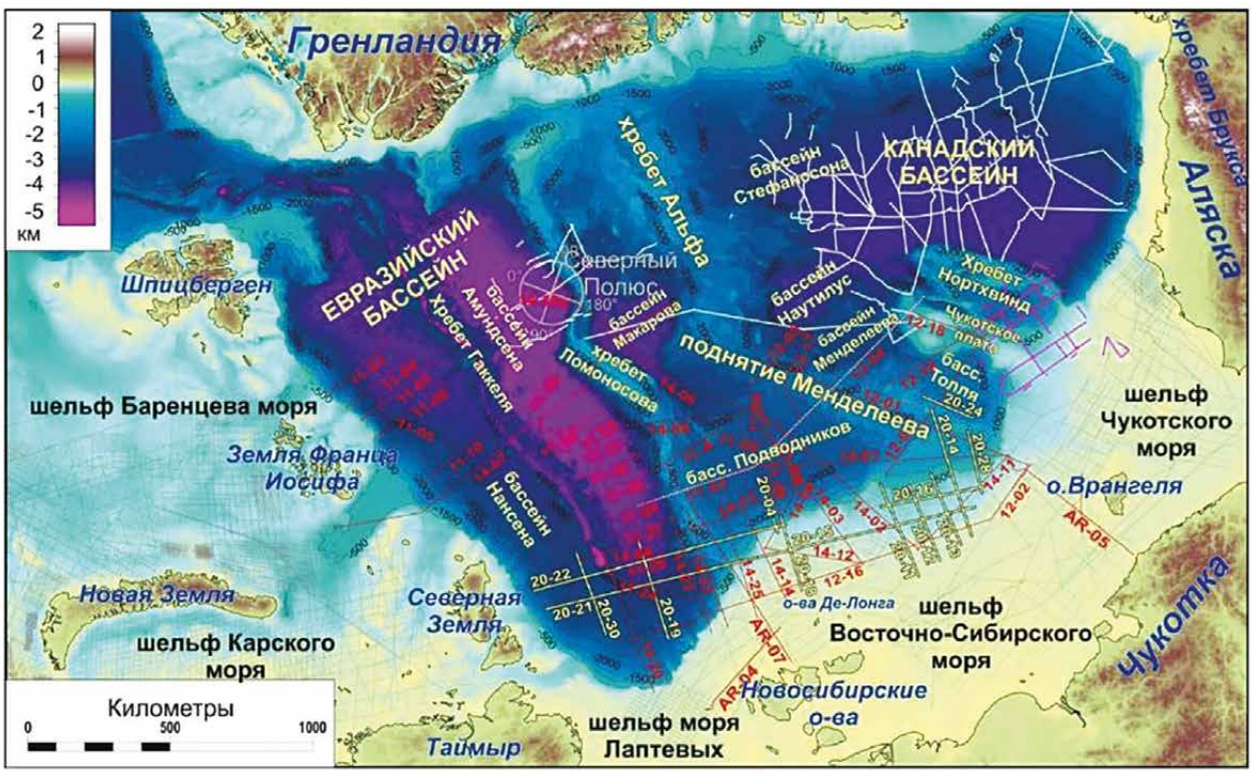


Рисунок 1 – Топография и батиметрия Арктического региона (Jakobsson, et al., 2020). Красные линии показывают сейсмические профили, полученные в ходе экспедиций «Арктика-2011», «Арктика-2012», «Арктика-2014». Желтые линии – сейсмические профили экспедиции «Арктика-2020». Белые линии показывают сейсмические профили, представленные Геологической службой Канады (Shimeld, et al., 2021) [1]

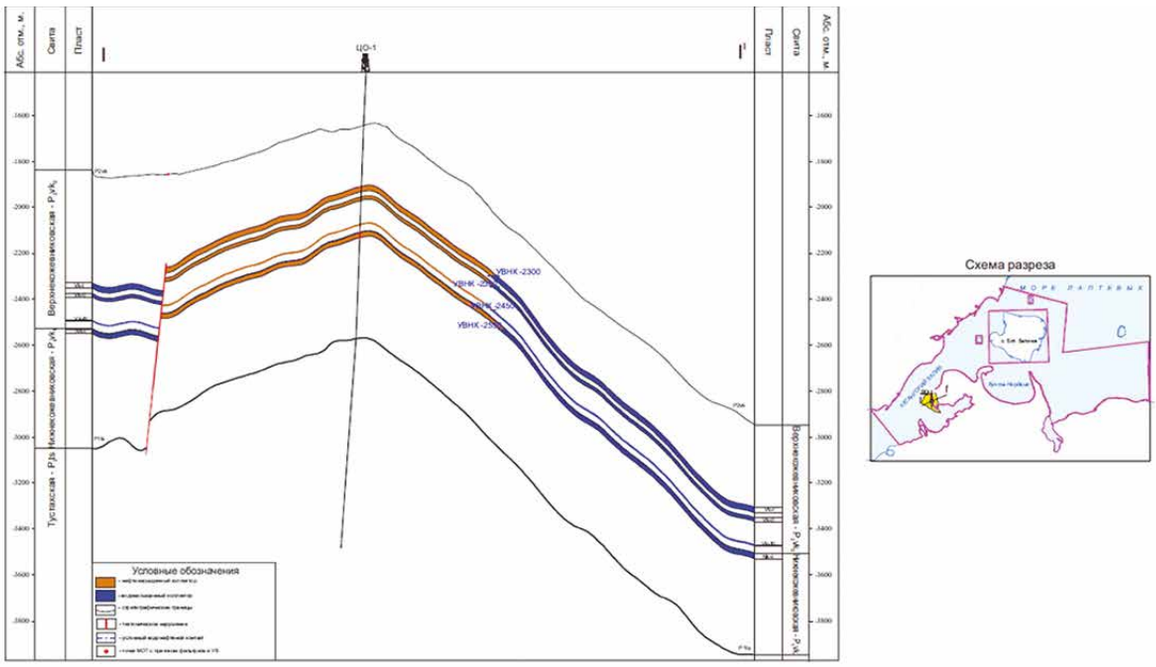
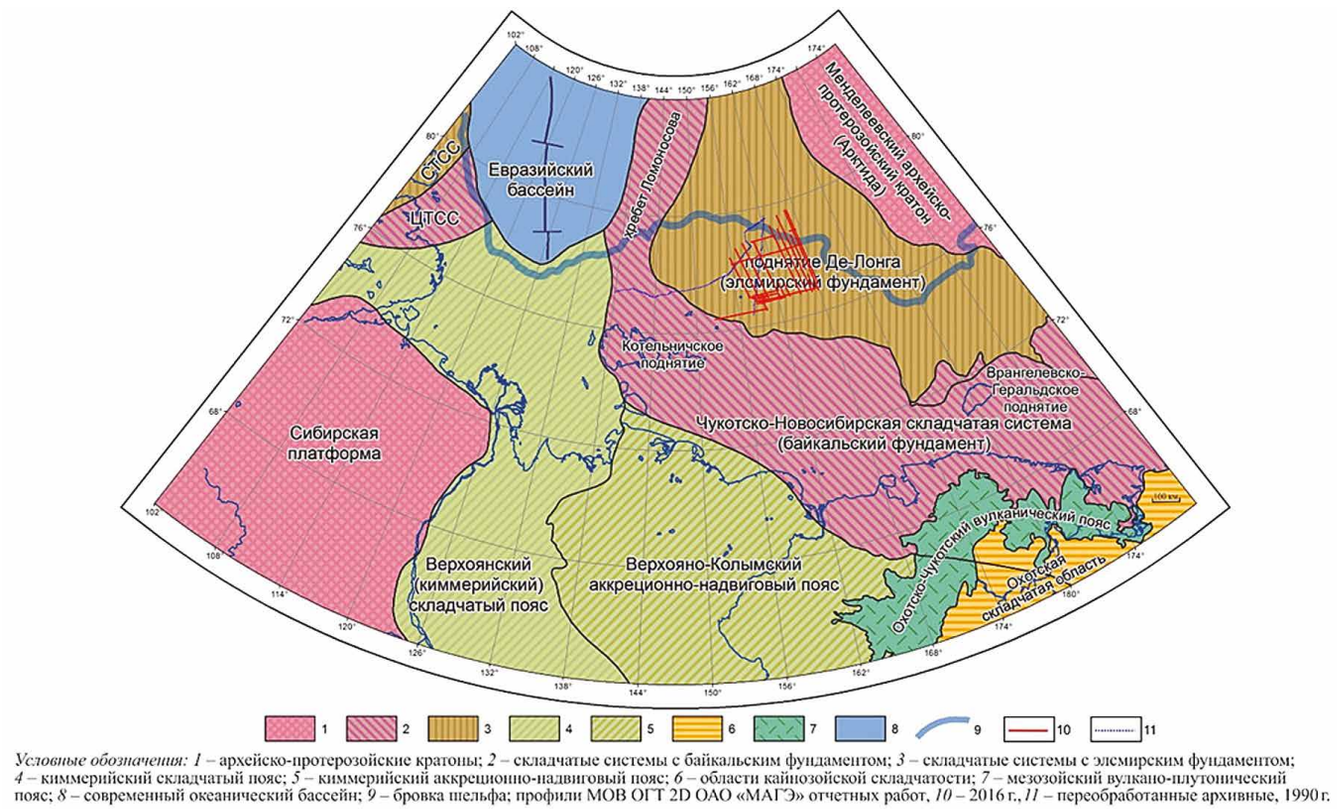


Рисунок 2 – Геолого-геофизический разрез скважины Центрально-Ольгинская-1

стоятельный комплекс, подошва которого отождествляется с поверхностью акустического фундамента (**рисунок 3**).

Материалы и методы

В основу исследований положены результаты комплексных региональных геофизических работ, проведенных АО «Росгеология», ПАО «НК «Роснефть» и АО «Морская арктическая геологическая экспедиция» (АО «МАГЭ»), а также доступные материалы детальных сейсморазведочных работ по акватории шельфа морей разных лет и данные глубокого бурения на суше в северной части Сибирской платформы.



Условные обозначения: 1 – архейско-протерозойские кратоны; *2* – складчатые системы с байкальским фундаментом; *3* – складчатые системы с элсмирским фундаментом; *4* – киммерийский складчатый пояс; *5* – киммерийский аккреционно-надвиговый пояс; *6* – области кайнозойской складчатости; *7* – мезозойский вулкано-плутонический пояс; *8* – современный океанический бассейн; *9* – бровка шельфа; профили МОВ ОГТ 2D ОАО «МАГЭ» отчетных работ, *10* – 2016 г., *11* – переобработанные архивные, 1990 г.

Рисунок 3 – Схема районирования фундамента северо-востока Арктики [5]

Наиболее изученной из рассматриваемых акваторий является акватория моря Лаптевых, на которой отработано около 67 000 км сейсмопрофилей 2D. В 2014–2018 годах за счет средств федерального бюджета было отработано 12,1 тыс. пог. км комплексных региональных профилей 2D. Дополнительными источниками информации являются материалы бурения и геофизических работ в северной части Сибирской платформы, на Таймыре, в Североземельской и Верхояно-Колымской складчатых областях, результаты изучения обнажений на островах. Западная и южная части шельфа моря Лаптевых являются продолжением Сибирской платформы [6, 7].

Оценка ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых, выполненная методом геологических аналогий (5,5 млрд тонн условных углеводородов) и объемно-статистическим (4,6 млрд тонн условных углеводородов) методом, показала хорошую сопоставимость результатов и достаточно высокие перспективы осадочного комплекса [8].

В последнее десятилетие повысилась изученность акваторий Восточно-Сибирского и Чукотского морей комплексными геофизическими исследованиями, выполненными за счет средств государственного бюджета и лицензионных обязательств компаниями ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть». Многие годы комплексные геофизические исследования в регионе выполнялись ОАО «Дальморнефтегеофизика» (ОАО «ДМНГ»), в результате чего были построены и опубликованы карты, сейсмогеологические разрезы, послужившие основой для понимания геологического строения региона: тектонические схемы, литолого-стратиграфическая характеристика шельфа восточной Арктики, атлас нефтяной геологии российского сектора Чукотского моря.

На акватории Восточно-Сибирского моря в период с 2014 по 2018 год отработано 13 000 км комплексных региональных профилей. Это позволило АО «МАГЭ» с учетом ранее выполненных работ провести оценку ресурсов на качественно новом уровне. Суммарные прогнозные ресурсы УВ категории Dл составили 74,8 млн т.у.т. (извлекаемые).

В Чукотском море геологическое изучение ведется с начала 90-х годов прошлого века (АО «Дальморнефтегеофизика» выполнило региональные работы в объеме 11 000 пог. км), а в последние годы на лицензионных участках работы ведет НК «Роснефть» (Северо-Врангелевский-1,2 и Южно-Чукотский). Суммарные ресурсы по категории Дл на 2013 год составляют 450 млн т.у.т. Глубина погружения акустического фундамента в рассматриваемом регионе изменяется в широких пределах – от десятков метров на поднятиях, где акустический фундамент выходит на дно моря, до глубины 17 000 м в Северо-Чукотском бассейне.

Результаты и обсуждение

Море Лаптевых

На севере Сибирской платформы и на структурах шельфа может быть принята модель геологического строения, включающая в себя архей-протерозойский кристаллический фундамент, мощный комплекс поздний протерозой – палеозой раннемеловых пород и осадочный чехол позднего мела – кайнозоя. Термин «архей» в датировке кристаллического фундамента шельфа поставлен условно лишь по аналогии с основанием Сибирской платформы.

Кристаллический фундамент сложен магматическими образованиями преимущественно гранитоидного состава и метаморфическими породами, регионально метаморфизованными в амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой фациях. Среди этих пород преобладают кристаллические сланцы разного состава; встречены амфиболиты, широко представлены гнейсы гранатовые, гранат-биотитовые с силлиманитом, ставролитом, андалузитом, а также кварциты, мраморы. Такие породы описаны, например, на Северном Таймыре. Значения уран-свинцового датирования этих пород дают иногда цифры, превышающие 1000 млн лет [9, 10]. На востоке шельфа моря Лаптевых на Ляховских островах фундамент выходит на поверхность, и здесь он также сложен кристаллическими сланцами, гнейсами, амфиболитами той же степени регионального метаморфизма; встречены базальты, габбро-долериты, гранитоиды [11].

В строении комплекса позднего протерозоя – раннего мела выделяют следующие подкомплексы: преимущественно карбонатный PZ_{1-2}, терригенный PZ_3, терригенно-вулканогенный $P–T_1$ и преимущественно угленосный $T_2–K_1$ [12]. В некоторых разрезах эти подкомплексы слабо и не повсеместно метаморфизованы. Они разделены поверхностями с угловыми несогласиями, сформировавшимися в результате проявления байкальских, каледонских, герцинских этапов складчатости, которые сопровождались интрузивным магматизмом (**рисунок 4**, см. с. 25).

Последним значимым этапом в тектонической истории региона явилась киммерийская складчатость и сопровождающий ее рифтогенез. Все эти события привели к образованию многочисленных разломов, подвижек блоков, дизъюнктивных структур, катаклазу, милонитизации и слабому региональному метаморфизму.

Как видно, комплекс поздний протерозой – ранний мел значительно отличается от кристаллического фундамента, а также от осадочного чехла, который сложен слабо дислоцированными терригенными, глинистыми, карбонатными породами без признаков метаморфизма (**рисунок 5**, см. с. 25).

Уверенное выделение толщ пород, способных содержать скопления нефти и газа, на акватории моря Лаптевых затруднительно без материалов бурения. Мы предполагаем, что нефтегазонасыщенные толщи в породах палеозоя и мезозоя имеются не только в прилегающих зонах Сибирской платформы (Анабаро-Хатангского, Лено-Анабарского прогибов и других структур), но и в составе промежуточного структурного этажа большей части Лаптевоморского бассейна.

Результаты геохимических исследований керна скважин севера Сибирской платформы показали,

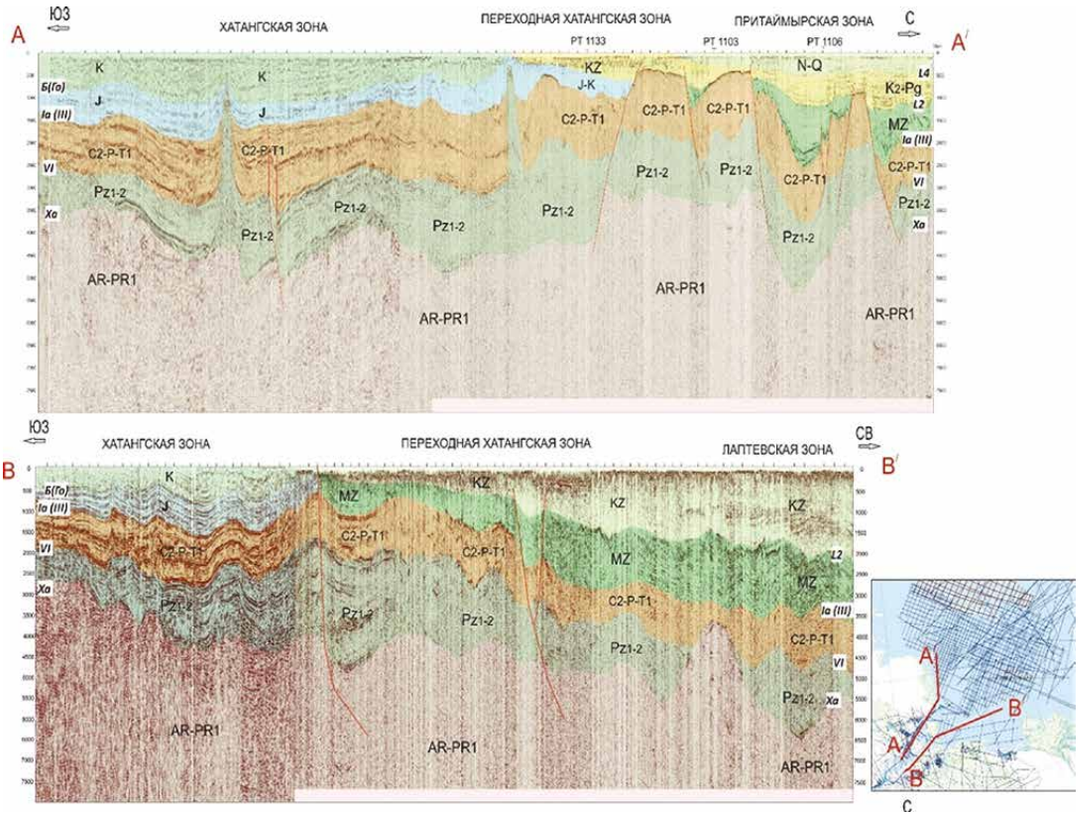


Рисунок 4 – Геолого-геофизические временные разрезы по композитным профилям АА и ВВ в море Лаптевых [12]

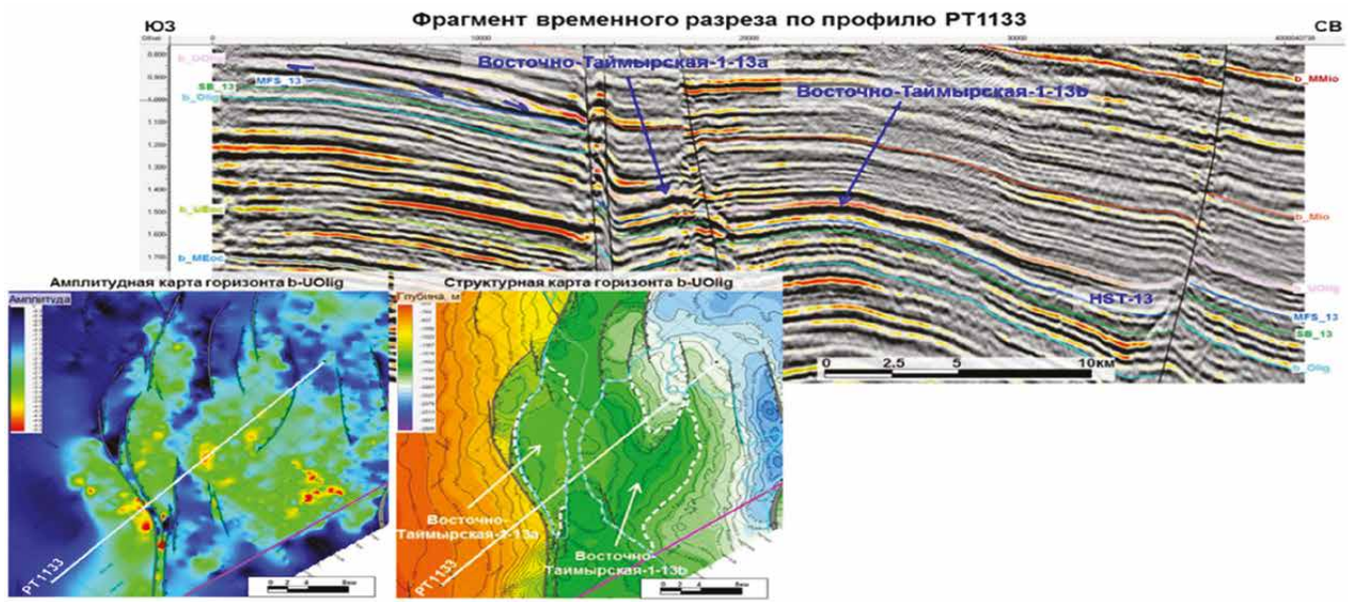


Рисунок 5 – Интерпретация сейсмического профиля в пределах акватории участка Притаймырский [ПАО «НК «Роснефть»]

что нефтегазосодержащие породы распространены в разрезах от рифея до мела. Установлено несколько толщ, в разной степени насыщенных рассеянным ОВ преимущественно сапропелевого типа в породах верхов протерозоя – нижнего палеозоя и гумусо-сапропелевого типа в верхнепалеозойских и мезозойских частях разреза.

Сложившиеся в разрезах шельфа обстановки, наличие здесь пород с заметными пустотностью и проницаемостью, распространение региональных и локальных флюидоупоров, установленных по данным сейсморазведки, геохимические предпосылки позволяют рассчитывать на открытие скоплений УВ в достаточно широком стратиграфическом диапазоне отложений [8, 12, 13].

Восточно-Сибирское море

Осадочный чехол шельфа этого моря повсеместно сложен толщами глинистых, терригенных, карбонатных пород позднего мела – кайнозоя [6]. По данным [14], в распределении глубин залегания подошвы осадочного чехла здесь наблюдается определенная зональность. В ближней к берегу зоне шириной 300–400 км эта глубина составляет от 0,5 до 1–1,5 км, реже до 2 км, севернее она резко увеличивается.

Одной из основных структур шельфа Восточно-Сибирского моря является Новосибирско-Чукотская покровно-складчатая система поздних киммерид [15, 16]. Большую часть разреза этой системы составляют дислоцированные образования возрастом палеозой – ранний мел. Они обнажаются на островах Новосибирского архипелага. Там, в частности, развита мощная толща карбонатных отложений PZ_{1-2}. Отнесению этой толщи к типично осадочным породам препятствуют, по мнению [17], слишком большие скорости сейсмических волн, характерные для них: 6,5–6,6 км/сек. При этом для осадочных карбонатных образований, не подвергшихся интенсивным вторичным воздействиям, типична скорость 5–6 км/сек. В то же время установлена слабая дислоцированность этих пород, не свойственная породам фундамента (**рисунки 6, 7** на с. 27).

На этих островах встречены терригенные толщи пород палеозойского возраста, глинистые сланцы, регионально метаморфизованные в фации зеленых сланцев. Описаны многочисленные выходы интрузивных пород разного состава, базальтовые покровы возрастом 520,6 ± 9,5 млн лет [11]. Радиоизотопный возраст вулканогенного комплекса острова Генриетты составляет 440–450 млн лет.

Толщу пород позднего протерозоя – раннего мела мы, как и в море Лаптевых, относим к самостоятельному комплексу. Подошва этой толщи рассматривается как поверхность акустического фундамента. Кристаллический фундамент подстилает упомянутую толщу, что, как видно на **рисунке 8** на с. 28, подтверждается результатами интерпретации сейсмических данных 2D западной части Восточно-Сибирского моря.

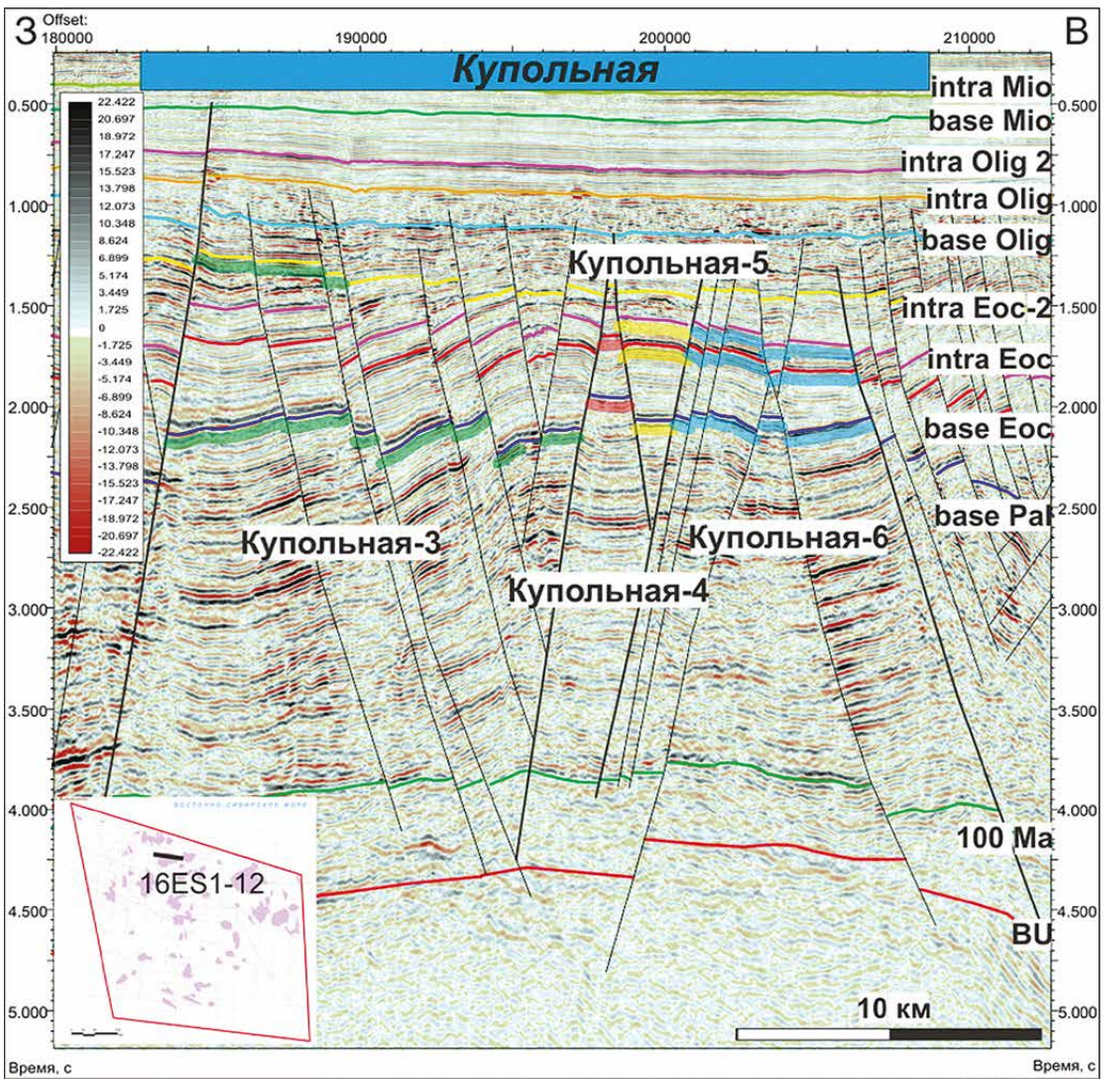


Рисунок 6 – Структура Купольная. Восточно-Сибирское море. Временной сейсмический разрез по профилю 16ES1-12 [ПАО «НК «Роснефть»]

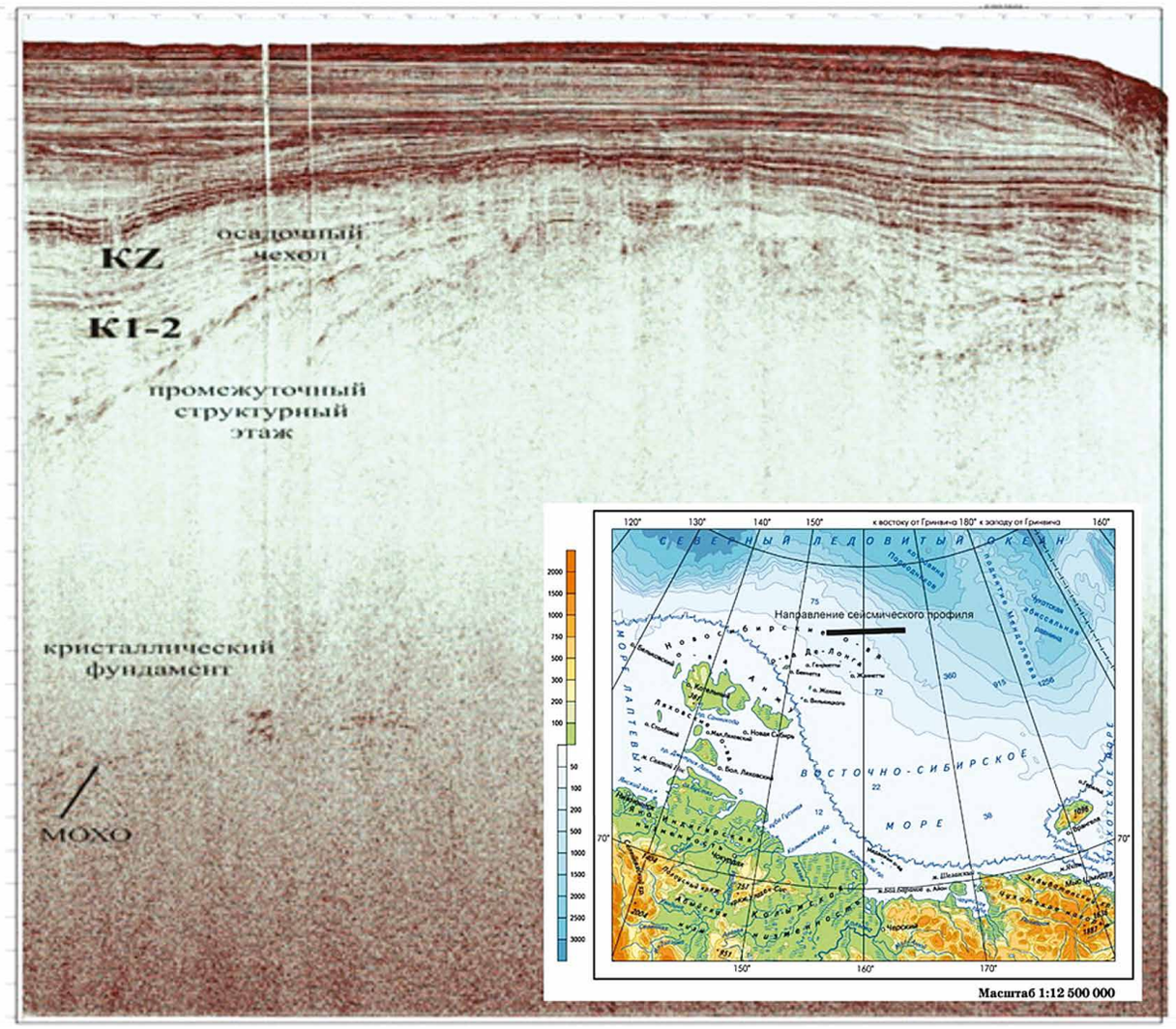


Рисунок 7 – Волновое поле консолидированной коры Восточно-Сибирской континентальной окраины [АО «МАГЭ»]

Породы кристаллического фундамента выходят на поверхность на острове Врангеля, где он носит название врангелевский комплекс. Здесь этот комплекс состоит из сильно дислоцированных, регионально метаморфизованных преимущественно в эпидот-амфиболитовой, а также в амфиболитовых фациях первоначально терригенных, глинистых, карбонатных, а также вулканогенных пород. Встречены тела гранитоидов. Абсолютный возраст цирконов из этих пород, определенный уран-свинцовым методом, составляет 630–700 млн лет, а возраст гранитоидов – 690–730 млн лет [19, 20]. По данным [21], уран-свинцовые датировки метаморфических пород из обнажений на острове дали цифры 617 ± 13 и 698 ± 12 млн лет.

О потенциальной нефтегазоносности нижнего структурного этажа Восточно-Сибирского моря можно судить по результатам исследований на суше. На островах Новосибирского архипелага признаки нефтегазоносности выявлены в породах девона, карбона, перми и триаса. Они описаны в работе [22]. По данным исследователей, генерационный потенциал этих пород в настоящее время в значительной степени исчерпан, но в какой-то степени этот потенциал и углеводородные скопления должны сохраниться.

Чукотское море

Об особенностях строения шельфа этого моря, как и в предыдущих случаях, можно судить по геофизическим материалам, по сопоставлению с результатами работ на суше, а также используя данные бурения скважин у берегов Аляски.

Осадочный чехол сложен аргиллитами, песчаниками, углистыми породами. На Аляске эта толща носит название верхнебрукинский комплекс и имеет мощность более 1 км. На северо-востоке Чукотки к осадочным добавляются вулканопластические и вулканогенные породы кислого и среднего состава, общая мощность которых достигает здесь 2 км.

Чехол несогласно залегает на мощных толщах позднего протерозоя – раннего мела, которые мы разделяем на два подкомплекса. Верхний соответствует элсмирскому комплексу Аляски D_3–K_1 и сложен известняками,

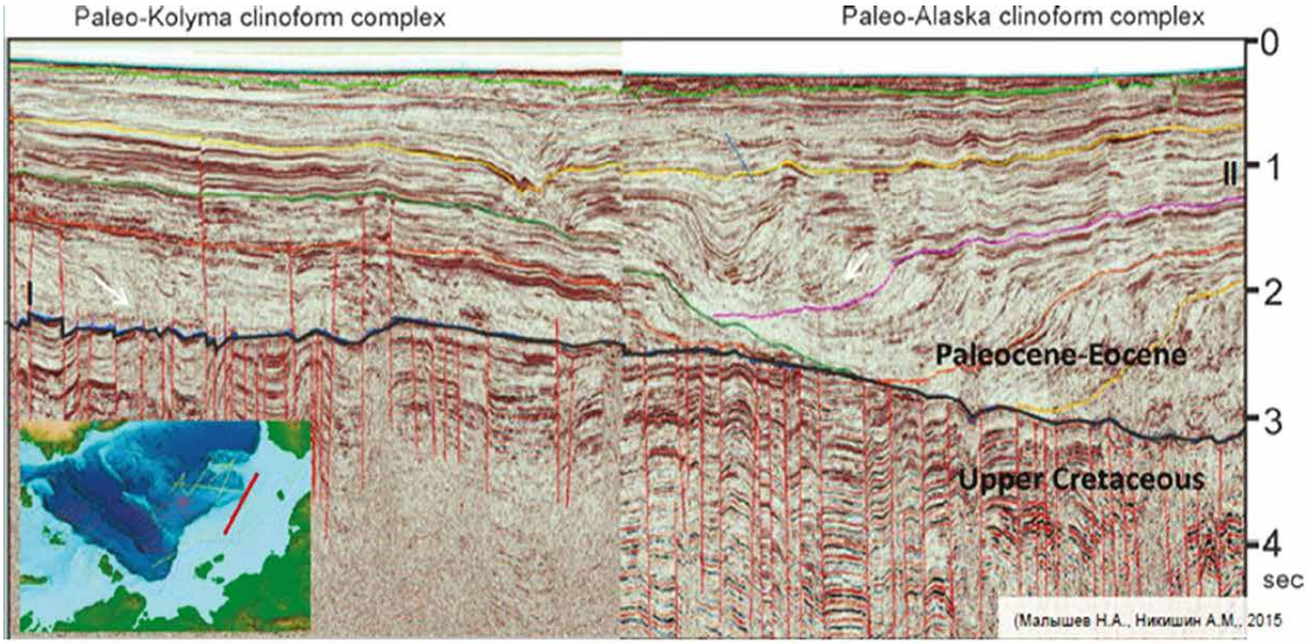


Рисунок 8 – Интерпретация сейсмического профиля в пределах акватории Восточно-Сибирского моря [18]

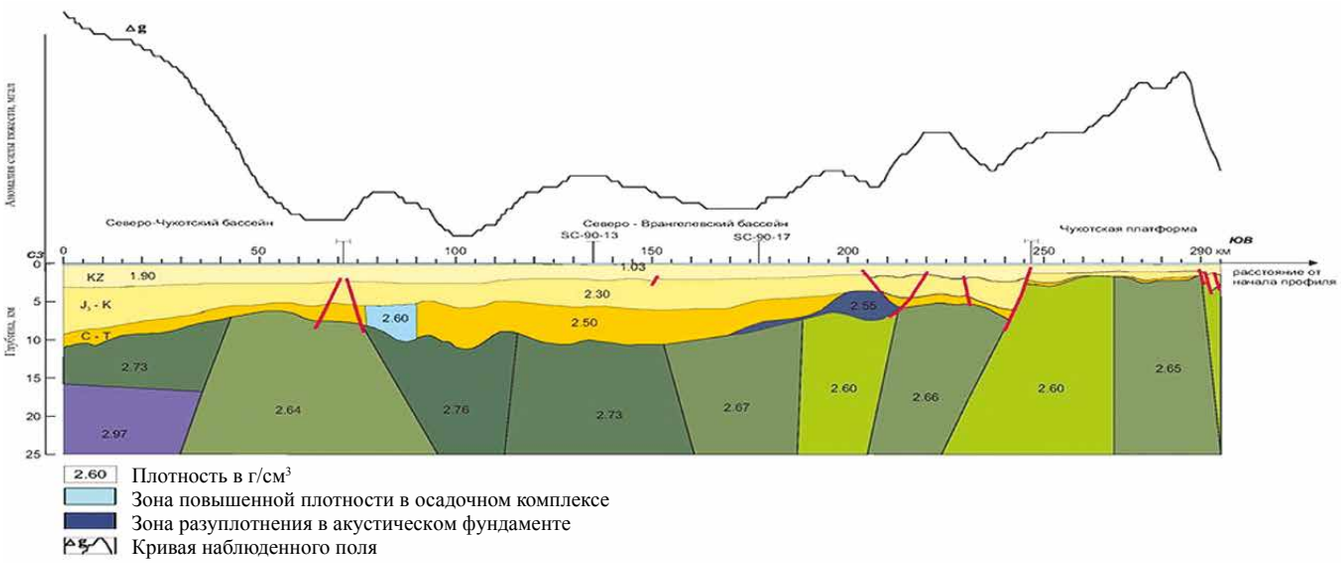


Рисунок 9 – Глубинный геолого-геофизический разрез по профилю SC-90-12 [ОАО «ДМНГ»]

глинистыми сланцами, песчаниками, алевролитами. Эти породы на некоторых участках шельфа испытали слабый региональный метаморфизм одновременно с проявлением позднекиммерийской складчатости и рифтогенеза. Этот рифтогенез в конце юры – начале мела является весьма заметным событием в жизни шельфа Чукотского моря, впрочем, как и в истории других рассмотренных регионов. Он привел к образованию разломов, грабенов и формированию специфической толщи пород, названной рифтовым комплексом [23]. Возможно, на тех участках шельфа Чукотского моря, где верхний подкомплекс не затронут интенсивными тектоническими воздействиями и не испытал региональный метаморфизм, его следует относить к осадочному чехлу.

По результатам геофизических исследований в настоящее время получен обширный материал, который дал возможность оценить регион с точки зрения наличия осадочных бассейнов, выполненных толщами терригенных и терригенно-карбонатных отложений, перспективных в отношении углеводородов.

В результате моделирования гравитационных аномалий среди осадочных пород выделены зоны различной плотности, связанные с литологическими особенностями.

По профилю SC-90-12 (**рисунок 9**) среди осадочных пород элсмирского комплекса выделена зона повышенной плотности пк. 80, возможно связанная с литологическими особенностями. На этом же профиле выделена зона разуплотнения в акустическом фундамен-

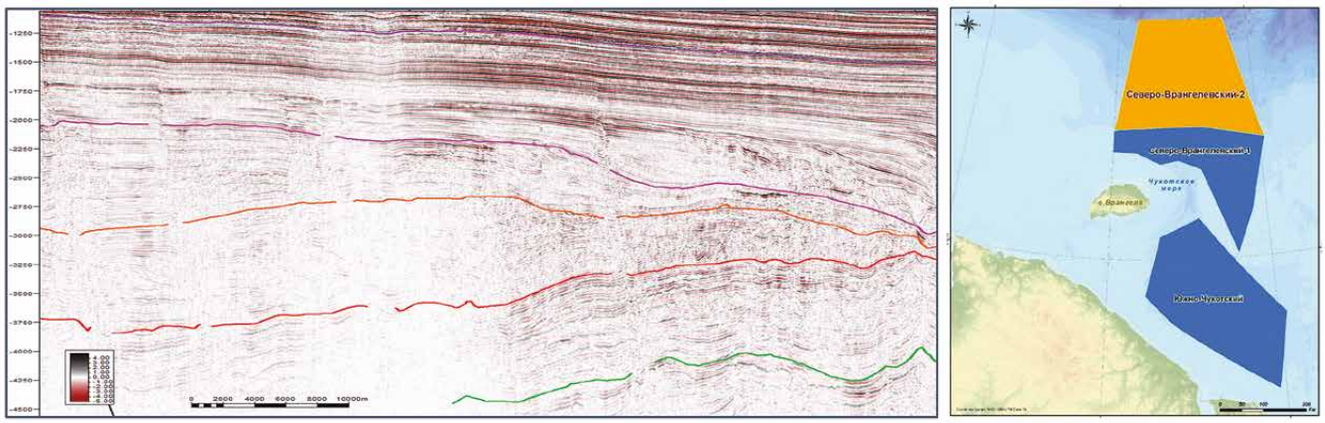


Рисунок 10 – Северо-Врангелевский-2 лицензионный участок.
Фрагмент временного разреза по профилю NWSF-051. Структура Андриановская-4

те, которая может быть связана с трещиноватостью пород (пк. 200).

В центральной части Восточно-Чукотского массива породы верхнего подкомплекса прорваны интрузиями преимущественно гранитоидного состава раннемелового возраста.

Нижний подкомплекс сложен терригенными, карбонатными, кремнистыми, песчано-сланцевыми образованиями, в том числе серицитовыми сланцами, мраморизованными известняками верхов протерозоя – начала девона. На Северной Аляске породы, отнесенные к этому возрасту, носят название франклинский комплекс. Они регионально метаморфизованы в фации зеленых сланцев, прорваны интрузиями гранитов и кварцевых монцонитов абсолютным возрастом 380 ± 10 млн лет [2].

Возможно, верхний и нижний подкомплексы разделены событиями каледонской складчатости. Мощность промежуточного комплекса составляет 5–7 км (**рисунок 10**).

Породы кристаллического фундамента описаны в Восточно-Чукотском массиве, северо-восточная часть которого уходит в акваторию Чукотского моря. Эти породы затем выходят на поверхность на острове Врангеля между Чукотским и Восточно-Сибирским морями. Здесь, как упоминалось выше, встречены интенсивно дислоцированные и регионально метаморфизованные породы. Они прорваны позднепротерозойскими интрузиями гранит-порфиров и габбро-диабазов. Как и в предыдущих случаях, мы относим этот комплекс к архею – протерозою.

Вопросами нефтегазоносности российской части шельфа Чукотского моря занимались многие исследователи. Согласно преобладающей точке зрения, в породах позднего протерозоя – раннего мела могут быть скопления УВ той или иной величины, особенно в верхней части комплекса. Подтверждением этому являются данные по Аляскинской части региона. Там в пяти скважинах на шельфе найдены скопления нефти в породах элсмирского комплекса D_3–K_1. Установлены верхнедевонско-среднеюрский (элсмирский) и позднеюрско-неокомовый (рифтовый) нефтегазоносные комплексы. На крупнейшем месторождении Северо-Аляскинского бассейна Прадхо-Бей получены очень высокие дебиты нефти из пород от карбона до нижнего мела, а на месторождении Кэвин – весьма крупные притоки газа из пород триаса [24].

Заключение

Нижний структурный этаж разреза шельфа морей северо-востока России включает два комплекса: промежуточный (PR_3–K_1), подошва которого рассматривается как кровля акустического фундамента, и кристаллический фундамент (AR–PR). Оба комплекса обнажаются на континенте и островах региона. Эти комплексы различаются по составу и степени преобразованности слагающих их пород, по степени метаморфизма, характеру и масштабу проявления магматизма и тектонических событий.

Анализ геолого-геофизических данных показал, что существуют предпосылки для открытия скоплений нефти и газа в промежуточном комплексе (PR_3–K_1) восточных морей Арктики.

С целью оценки ресурсов перспективного нефтегазоносного комплекса необходимо выполнить обобщение результатов ГРР последних лет с учетом полученных данных недропользователей и создать актуализированную региональную геологическую модель, учитывающую особенности строения шельфа каждого моря.

Список источников

1. Никишин А. М. и др. Сейсмостратиграфия, палеогеография и палеотектоника Арктического глубоководного бассейна и его российских шельфов // Труды Геологического института / отв. ред. Н. Б. Кузнецов. Вып. 632. М.: ГИН РАН, 2022. 156 с.
2. Полезные ископаемые морей Восточно-Сибирского и Чукотского. NLIFEGROUP.RU. Новостной блок. 2020.
3. Скворцов М. Б., Дзюбло А. Д., Грушевская О. В. и др. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых // Геология нефти и газа. 2020. № 1. С. 29–43.
4. Мельников П. Н., Скворцов М. Б., Кравченко М. Н., Агаджанянц И. Г., Грушевская О. В., Уварова И. В. Итоги геологоразведочных работ на арктическом шельфе России в 2014–2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 5–18.
5. Соболев Н. Н. и др. Создать полимасштабную геолого-картографическую модель Северо-Восточной Арктики. Госконтракт № АМ-02-34/28 от 27.03.2012. ФГУП «ВСЕГЕИ». Санкт-Петербург, 2014.
6. Заварзина Г. А., Шапабаева Д. С., Мурзин Р. Р. и др. Тектоническое районирование шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей на основании комплексной интерпретации геолого-геофизических данных // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 2(4). С. 53–60.
7. Дзюбло А. Д., Грушевская О. В., Обухов А. Н., Макарова А. Ю. Структурно-формационное районирование шельфа моря Лаптевых (Восточная Арктика) // Геотектоника. 2022. № 4. С. 56–75.
8. Дзюбло А. Д., Грушевская О. В., Сидоров В. В. Направления геологоразведочных работ на шельфе моря Лаптевых // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 60–64.
9. Верниковский В. А. Метаморфические формации и геодинамика Северного Таймыра // Геология и геофизика. 1992. № 11. С. 51–60.
10. Верниковский В. А., Метелкин Д. В., Верниковская А. Е. и др. Древнейший островодужный комплекс Таймыра: к вопросу формирования Центрально-Таймырского аккреционного пояса и палеогеодинамических реконструкций в Арктике // ДАН. 2011. Т. 436, № 5. С. 647–653.
11. Косько М. К., Соболев Н. Н., Кораго Е. А. и др. Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8, № 2. С. 1–31.
12. Грушевская О. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности недр акватории моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы. Авт. канд. дис. М., 2020. С. 27.
13. Никитин Б. А., Дзюбло А. Д., Шнип О. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов углеводородов шельфа морей Арктики и Дальнего Востока // Труды XXIII международного конгресса CITOGIG. Сочи, 2017. С. 111–121.
14. Керимов В. Ю., Лавренова Е. А., Щербина Ю. В., Мамедов Р. А. Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий // Известия вузов. Геология и разведка. 2020. № 1(1). С. 19–29.
15. Хаин В. Е., Полякова И. Д., Филатова Н. И. Тектоника и нефтегазоносность Восточной Арктики // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 443–460.
16. Хаин В. Е., Полякова И. Д., Чехович В. Д., Филатова Н. К. Тектоническая карта Восточной Арктики. М.: ГИН РАН; Новосибирск: ИНГГСО РАН, 2011.
17. Аветисов Г. П. Глубинная структура Новосибирских островов и прилегающих акваторий по сейсмогеологическим данным // Сов. геология. 1982. № 11. С. 113–122.
18. Nikishin A. M., Malyshev N. A., Petrov E. I. Geological structure and history of the Arctic Ocean // EAGE Publications bv. Netherlands, 2014. P. 88.
19. Соколов С. Д., Тучкова М. И., Моисеев А. В. и др. Тектоническая зональность острова Врангеля (Арктика) // Геотектоника. 2017. № 1. С. 3–18.
20. Соколов С. Д., Силантьев С. А., Моисеев А. В. и др. Амфиболиты метаморфического фундамента острова Врангеля: возраст, природа протолита и условия метаморфизма // Геохимия. 2019. Т. 64, № 12. С. 1222–1246.
21. Моисеев А. В., Соколов С. Д., Тучкова М. И. и др. Эдиакарско-среднекембрийский основной вулканизм острова Врангеля: возраст и геодинамические обстановки формирования // Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле. 2019. Т. 64, № 2. С. 267–280.
22. Полякова И. Д., Борукаев Г. И., Сидоренко С. А. Потенциальная нефтегазоносность Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. 2017. № 1. С. 3–10.
23. Craid I. D., Sherwood K. W., Johnson P. P. GeoCoogical report for Beofort Sea Plaming Asea. Alaska, US. MMS 85-0111. 1985. P. 192.
24. Иванов В. В. Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии. М.: Наука, 1985. С. 209.

References

1. Nikishin A. M. and others. Seismostratigraphy, paleogeography and paleotectonics of the Arctic deep-water basin and its Russian shelves // Proceedings of the Geological Institute. Issue. 632. M.: GIN RAN, 2022. 156 p. (In Russ.)
2. Minerals of the East Siberian and Chukchi Seas. NLIFEGROUP.RU. News block. 2020. (In Russ.)
3. Skvortsov M. B., Dzyublo A. D., Grushevskaya O. V. Qualitative and quantitative assessment of the prospects for oil and gas potential of the Laptev Sea shelf // Geology oil and gas. 2020. No. 1. P. 29–43. (In Russ.)

4. Melnikov P. N., Skvortsov M. B., Kravchenko M. N., Agadzhanyants I. G., Grushevskaya O. V., Uvarova I. V. Results of exploration work on the Russian Arctic shelf in 2014–2019 and prospects for work in the near future // Geology of oil and gas. 2019. No. 6. P. 5–18. (In Russ.)

5. Sobolev N. N. and others. To create a multi-scale geological and cartographic model of the North-Eastern Arctic. State contract No. AM-02-34/28 dated March 27, 2012. Federal State Unitary Enterprise VSEGEI. St. Petersburg, 2014. (In Russ.)

6. Zavarzina G. A., Shapabaeva D. S., Murzin R. R. Tectonic zoning of the shelf of the East Siberian and Chukchi Seas based on the integrated interpretation of geological and geophysical data // PRONEFT. Professionally about oil. 2017. No. 2(4). P. 53–60. (In Russ.)

7. Dzyublo A. D., Grushevskaya O. V., Obukhov A. N., Makarova A. Yu. Structural-formational zoning of the Laptev Sea shelf (Eastern Arctic) // Geotectonics. 2022. No. 4. P. 56–75. (In Russ.)

8. Dzyublo A. D., Grushevskaya O. V., Sidorov V. V. Directions of exploration work on the shelf of the Laptev Sea // Oil Industry. 2022. No. 6. P. 60–64. (In Russ.)

9. Vernikovsky V. A. Metamorphic formations and geodynamics of Northern Taimyr // Geology and Geophysics. 1992. No. 11. P. 51–60. (In Russ.)

10. Vernikovsky V. A., Metelkin D. V., Vernikovskaya A. E. The most ancient island-arc complex of Taimyr: on the formation of the Central Taimyr accretion belt and paleogeodynamic reconstructions in the Arctic // DAN. 2011. Vol. 436, no. 5. P. 647–653. (In Russ.)

11. Kos'ko M. K., Sobolev N. N., Korago E. A. The geology of the New Siberian Islands is the basis for the interpretation of geophysical data on the East Arctic Shelf of Russia // Oil and gas geology. Theory and practice. 2013. Vol. 8, no. 2. P. 1–31. (In Russ.)

12. Grushevskaya O. V. Geological structure and prospects of oil and gas potential of the bowels of the Laptev Sea and the northern part of the Siberian Platform. Auth. cand. dis. M., 2020. P. 27. (In Russ.)

13. Nikitin B. A., Dzyublo A. D., Shnip O. A. Oil and gas potential and prospects for the development of hydrocarbon resources on the shelf of the seas of the Arctic and the Far East // Proceedings of the XXIII International Congress CITOGIG. Sochi, 2017. P. 111–121. (In Russ.)

14. Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Shcherbina Yu. V., Mamedov R. A. Structural-tectonic model of the basement and sedimentary cover of the East Arctic waters // Izv. of Universities. Geology and exploration. 2020. No. 1(1). P. 19–29. (In Russ.)

15. Khain V. E., Polyakova I. D., Filatova N. I. Tectonics and oil and gas potential of the Eastern Arctic // Geology and geophysics. 2009. Vol. 50, no. 4. P. 443–460. (In Russ.)

16. Khain V. E., Polyakova I. D., Chekhovich V. D., Filatova N. K. Tectonic map of the Eastern Arctic. M.: GIN RAS; Novosibirsk: INGGSO RAN, 2011. (In Russ.)

17. Avetisov G. P. Deep structure of the New Siberian Islands and adjacent water areas according to seismogeological data // Sov. Geology. 1982. No. 11. P. 113–122. (In Russ.)

18. Nikishin A. M., Malyshev N. A., Petrov E. I. Geological structure and history of the Arctic Ocean // EAGE Publications bv. Netherlands, 2014. P. 88.

19. Sokolov S. D., Tuchkova M. I., Moiseev A. V. and others. Tectonic zoning of Wrangel Island (Arctic) // Geotectonics. 2017. No. 1. P. 3–18. (In Russ.)

20. Sokolov S. D., Silantiev S. A., Moiseev A. V. Amphibolites of the metamorphic basement of Wrangel Island: age, nature of the protolith and conditions of metamorphism // Geochemistry. 2019. Vol. 64, no. 12. P. 1222–1246. (In Russ.)

21. Moiseev A. V., Sokolov S. D., Tuchkova M. I. Ediacaran-Middle Cambrian basic volcanism of Wrangel Island: age and geodynamic settings of formation // Vestnik S.-P. University. Earth Sciences. 2019. Vol. 64, no. 2. P. 267–280. (In Russ.)

22. Polyakova I. D., Borukaev G. I., Sidorenko S. A. Potential oil and gas potential of the East Siberian Sea // Geology of oil and gas. 2017. No. 1. P. 3–10. (In Russ.)

23. Craid I. D., Sherwood K. W., Johnson P. P. GeoCoogical report for Beofort Sea Plaming Asea. Alaska, US. MMS 85-0111. 1985. P. 192.

24. Ivanov V. V. Sedimentary basins of Northeast Asia. M.: Science, 1985. P. 209. (In Russ.)

Информация об авторах:

Александр Дмитриевич Дзюбло, доктор геолого-минералогических наук, заместитель заведующего кафедрой

Олег Александрович Шнип, доктор геолого-минералогических наук

Валерий Васильевич Сидоров, кандидат технических наук, заведующий кафедрой

Иван Григорьевич Агаджанянц, заведующий сектором

Information about the authors:

Alexander D. Dzyublo, doctor of geological and mineralogical sciences, deputy head of the department

Oleg A. Shnip, doctor of geological and mineralogical sciences

Valery V. Sidorov, candidate of technical sciences, head of the department

Ivan G. Agadzhanyants, sector maneger

Статья поступила в редакцию 27.02.2023; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 20.04.2024.
The article was submitted 27.02.2023; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 20.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 32–43

Научная статья
УДК 622.276
EDN TCJKPN

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ОБРАЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В СВОБОДНОМ И ПОРОВОМ ОБЪЕМЕ

А. А. Воронцов[1], Г. В. Буслаев[2], М. С. Сандыга[3], Г. Ю. Коробов[4], В. В. Никитин[5]
[1, 2, 3, 4]Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия
[5]«Газпром», Санкт-Петербург, Россия
[1]andrey-vorontsov98@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-0302-6164
[2]i@george-buslaev.ru, https://orcid.org/0000-0002-4987-8645
[3]Sandyga_MS@pers.spmi.ru
[4]korobov_GYa@pers.spmi.ru, https://orcid.org/0000-0001-7879-5577
[5]VVNikitin@adm.gazprom.ru

Аннотация. Исследования гидратных отложений природного газа активизировались в восьмидесятые годы прошлого века в связи с обнаружением обширных запасов газогидратов в мире, а также осложнениями, возникающими при бурении, освоении скважин и добыче нефти и газа в районах распространения многолетнемерзлых пород. Освоение запасов газа гидратных месторождений является одним из перспективнейших направлений развития нефтегазовой отрасли как в России, так и за рубежом. В данной работе представлен анализ факторов образования газовых гидратов в свободном и поровом объеме, рассматриваются методы лабораторных исследований кристаллогидратов в поровом пространстве. Также представлен концептуальный подход к проведению исследований процесса образования газовых кристаллогидратов в пористой среде на керновом материале.

Ключевые слова: газовые гидраты, пористая среда, кривая равновесных условий гидратообразования, диссоциация гидратов

Для цитирования: Воронцов А. А., Буслаев Г. В., Сандыга М. С., Коробов Г. Ю. Никитин В. В. Анализ факторов, влияющих на образование газовых гидратов в свободном и поровом объеме // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 32–43. EDN TCJKPN.

© Воронцов А. А., Буслаев Г. В., Сандыга М. С., Коробов Г. Ю. Никитин В. В., 2023

© Vorontsov A. A., Buslaev G. V., Sandyga M. S., Korobov G. Yu., Nikitin V. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):32-43

Original article
UDC 622.276
EDN TCJKPN

ANALYSIS OF THE INFLUENCING FACTORS ON GAS HYDRATES FORMATION IN FREE AND PORE VOLUME

A. A. Vorontsov[1], G. V. Buslaev[2], M. A. Sandyga[3], G. Yu. Korobov[4], V. V. Nikitin[5]
[1, 2, 3, 4]Saint-Petersburg Mining University, St Petersburg, Russia
[5]Gazprom, St. Petersburg, Russia
[1]andrey-vorontsov98@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-0302-6164
[2]i@george-buslaev.ru, https://orcid.org/0000-0002-4987-8645
[3]Sandyga_MS@pers.spmi.ru
[4]korobov_GYa@pers.spmi.ru, https://orcid.org/0000-0001-7879-5577
[5]VVNikitin@adm.gazprom.ru

Abstract. Studies of natural gas hydrate deposits intensified in the 1980s in connection with discovery of extensive gas hydrate reserves in the world, as well as complications arising from drilling, well development and oil and gas production in areas of permafrost spreading. Development of gas hydrate deposits is one of the most promising areas of oil and gas industry, both in Russia and abroad. This work presents an analysis of the factors of gas hydrates formation in the free and pore volume, as well as methods of laboratory research of crystalline hydrates in the pore space. Also a conceptual approach to research the formation of gas crystalline hydrates in a porous medium on core material is presented.

Keywords: gas hydrates, porous medium, gas hydrate formation equilibrium curve, hydrate dissociation

For citation: . Vorontsov A. A., Buslaev G. V., Sandyga M. S., Korobov G. Yu., Nikitin V. V. Analysis of the influencing factors on gas hydrates formation in free and pore volume. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):32-43. (In Russ.). EDN TCJKPN.

Введение

Месторождения углеводородов, осложненные геологической неоднородностью, содержащие большое количество свободного и растворенного газа, располагающиеся в районах с суровыми климатическими условиями, представляют основную долю среди новых открытых запасов углеводородов в России [1–3]. Это затрудняет добычу углеводородов в условиях арктического шельфа, регионов Крайнего Севера и Восточной Сибири, увеличивая себестоимость добываемой продукции [4–6]. Низкие температуры и многолетнемерзлые породы значительно осложняют ситуацию с образованием кристаллогидратов в скважинном оборудовании [7–9].

Исследователи разрабатывают технологии по изучению условий образования кристаллогидратов при добыче углеводородов. Особого успеха достигли научные коллективы из Китая, где создана теоретическая и экспериментальная база по изучению газового гидрата как в свободном, так и в поровом объеме [10]. Российскими учеными в основном исследуются методы разрушения образовавшихся гидратных пробок при добыче нефти и газа на месторождениях Крайнего Севера.

Особого внимания требует тематика отложения газовых гидратов в поровом объеме. Во-первых, залежи газового гидрата являются одним из перспективнейших источников природного газа. Технологии по раз-

работке газогидратных месторождений развиваются по всему миру. К тому же проблема сокращения выбросов углекислого газа также стимулирует развитие данного направления, ведь одним из методов разработки гидратных месторождений является способ замещения молекулы метана молекулой углекислого газа [11–13]. Этот метод позволяет улавливать CO_2 в продуктивные пласты, тем самым сокращать количество выбросов углекислого газа и сохранять физические свойства пласта [10, 14]. Во-вторых, вторичное образование газовых гидратов, называемое реформацией, может осложнять ввод в эксплуатацию остановленных скважин после капитального ремонта. К тому же явление реформации газогидратов осложняет разработку газогидратных месторождений [15].

Эти направления требуют продолжения глубоких исследований процессов образования, самоконсервации и диссоциации газового гидрата в свободном и поровом объеме [8]. Таким образом, совершенствование методов исследования гидратов не только в свободном, но и в поровом объеме является актуальной задачей.

Образование газовых гидратов в свободном объеме

Образование газовых гидратов из-за сложности процесса не имеет своей общей теории, которая бы смогла учесть множество факторов, влияющих на их отложение в свободном пространстве. В [16] представлены результаты работы над молекулярной и термодинамической составляющей гидратообразования и исследования кинетики кристаллизации.

В **таблице 1** представлены направления исследований, в которых основную роль играют газовые гидраты.

В работе [17] изучается влияние динамики потока на гидратообразование с точки зрения таких факторов, как разрушение, коалесценция, деформация пузырьков газа, их столкновение с вихрями потока смеси и между собой. Экспериментально была изучена модель массопереноса с учетом представленных выше параметров. Было установлено, что наибольший эффект на гидратообразование оказывает деформация пузырьков газа, увеличивая площадь поверхности раздела фаз, тем самым улучшая массоперенос и усиливая процесс гидратообразования. Столкновение пузырьков между собой и с вихрями потока тоже положительно сказывается на массообмене между фазами. Также было установлено, что в частично дисперсной системе условия образования гидратов значительно хуже, чем в полностью дисперсной среде, гидратные отложения образуются чуть раньше, что представлено **на рисунке 1** на с. 35.

В частично дисперсной среде наблюдаются значительные скачки давления, что прежде всего свидетельствует об активном образовании гидратных отложений. Также в такой системе гидратная пленка на стенках оборудования образуется намного быстрее, что способствует накоплению молекул гидрата на оборудовании.

Применительно к нефтегазовой промышленности исследования фактора дисперсности среды позволят оценить влияние режимов работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), который значительно диспергирует поток, смещая условия образования гидратов.

Другим направлением исследования образования кристаллогидратов является изучение молекулярной составляющей процесса [18, 19]. Лабораторные эксперименты основывались на рамановской спектроскопии, дифракции рентгеновских лучей, микроскопическом наблюдении и дифференциальной сканирующей калориметрии. Образование молекулы гидрата начинается с аморфного состояния, а уже затем она приобретает кристаллографическую структуру. На **рисунке 2** на с. 35 представлена схема образования зародыша газового гидрата и его перехода в кластер агломератов.

Одной из основ изучения гидратообразования является анализ кристаллизации в статических условиях. В подобных исследованиях применяются автоклавы высокого давления и замедленная видеосъемка для фиксирования начального момента образования зародыша гидрата. При меньших давлениях гидратообразование начинается в пленке на стенках оборудования, а при увеличении давления идет зародышеобразование во всем объеме смеси в центрах кристаллизации.

Влияние содержания воды в потоке на процесс кристаллизации газовых гидратов было представлено

Таблица 1 – Направления исследований газогидратов

Исследования термобарических условий фазового равновесия	На стыке двух направлений исследований	Исследование кинетики образования газового гидрата
Оценка распространения природных запасов газовых гидратов	Разделение и очистка газов	Обеспечение подъема пластового флюида в насосно-компрессорных трубах
Подсчет извлекаемых запасов газа газовых гидратов	Технологии очистки воды	Предотвращение закупорки узловых элементов промыслового оборудования
Создание гидратов в качестве носителей энергии	Захват и хранение углекислого газа	Предотвращение гидратных отложений в промысловых и магистральных трубопроводах
Выявление зон образования гидрата	Гидратообразование в поровом пространстве	

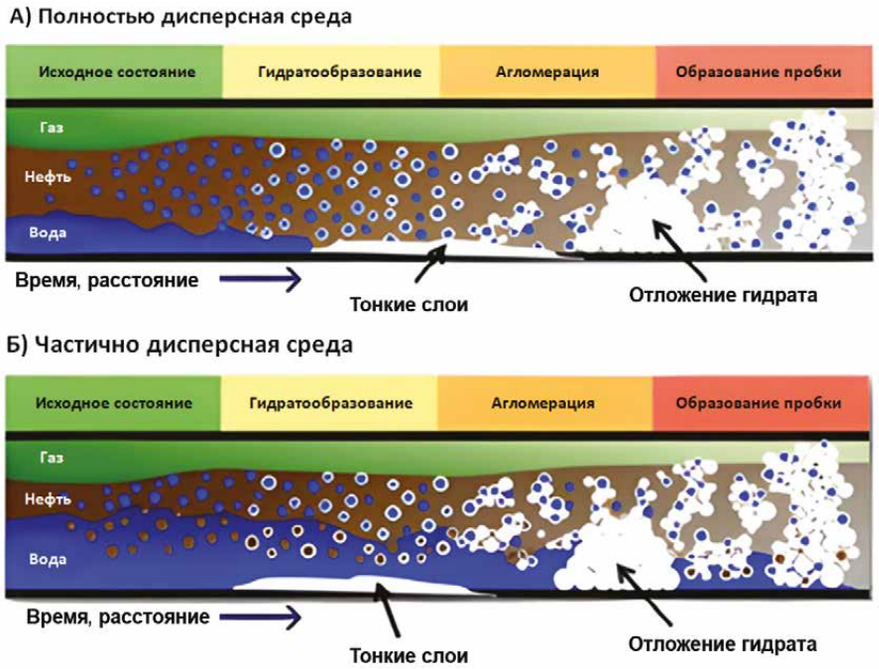


Рисунок 1 – Схема образования гидратных отложений в дисперсной а) и в частично дисперсной среде б) [18]

в работе [20]. При высокой обводненности зародышеобразование гидратов происходит на разделе фаз газ – вода. Гидраты образуются за короткий промежуток времени.

При средней обводненности гидратообразование начинается на разделе фаз нефть – вода. Объем отложений уменьшается, период гидратообразования при этом увеличивается.

В системах с низкой обводненностью плотность и толщина отложений газогидратов значительно меньше, чем с большим содержанием воды.

Совместное образование гидратных и парафиновых отложений в потоке может значительно снизить производительность добывающей скважины [21, 22]. Наличие молекул парафина и/или ПАВ существенно осложняет агломерацию газогидратов. Время нуклеации гидратных зародышей растет в присутствии молекул парафина. Дисперсные молекулы парафина из-за своей структуры нарушают массоперенос между молекулами гидрата, снижая их способность к агломерации. Объем гидратных отложений в присутствии парафина без ПАВ увеличивается. Образованные

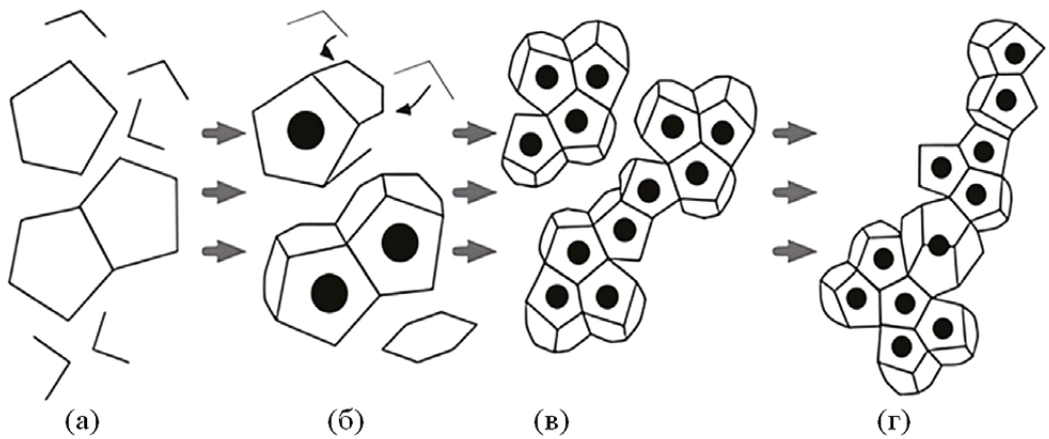


Рисунок 2 – Стадии образования зародыша газового гидрата: а) начальное состояние (термобарические условия подходят для образования газогидрата, но молекула газа не растворена в воде; б) нестабильные кластеры (растворение газа в воде и образование начальных газогидратных кластеров); в) агломерация (нестабильные кластеры соединяются друг с другом); г) нуклеация газогидратов (образование кристаллов гидрата из достигших критической массы агломератов)

при этом гидратно-парафиновые образования очень трудно удаляются из системы.

Таким образом, сложность физико-химических процессов образования кристаллогидратных отложений тормозит развитие общей теории их нуклеации. Однако в некоторых направлениях молекулярной и кинетической составляющей процесса гидратообразования были достигнуты большие успехи.

Образование газовых гидратов в поровом пространстве

Добыча природного газа из газогидратных залежей имеет свои специфические свойства. Целесообразность применения того или иного режима эксплуатации залежи гидратов природного газа (ГПГ) зависит от характеристик пласта, которые влияют на целесообразность разработки гидратной залежи. Необходимо получить знания о зависимостях геофизических и механических свойств коллекторов и их влиянии на показатели добычи газа. Методы добычи газа из гидратных пластов основаны на трех основных принципах диссоциации [10, 23]: разгерметизация, тепловое воздействие, ингибирование.

При разгерметизации гидратных отложений происходит общее повышение температуры, что приводит к повышению равновесного давления гидратообразования до 0,7 МПа. Это в свою очередь приводит к ожидаемому началу диссоциации при разгерметизации, что выгодно с точки зрения производства газа [24, 25]. Тепловое воздействие – нагрев пласта выше температуры диссоциации гидрата с помощью закачки горячей воды, пара или горячего рассола, что также приводит к разрушению гидратных агломератов [26].

Химическое ингибирование – закачка химических веществ, таких как метанол или этиленгликоль (ЭГ), для изменения условий равновесия давления и температуры газогидрата. Лабораторные исследования по применению термодинамического ингибитора (THI) – метанола (MeOH) – показали, что процесс закачки метанола в резервуар делится на четыре стадии: добыча свободного газа, разбавление метанолом, основная диссоциация гидрата и добыча остаточного газа. В работе [27] были представлены данные по термодинамическому равновесию гидрата в присутствии гостевых молекул и химических добавок. В ходе лабораторных исследований было обнаружено, что некоторые соединения более эффективны в присутствии конкретного гостевого соединения в качестве как ингибиторов, так и промоторов. Наличие такой базы данных по гидратообразованию позволит быстрее и легче выбирать подходящую химическую добавку для конкретных условий гидратообразования.

В дополнение к обычному методу разработки газогидратной залежи, для интенсификации добычи и захоронения избытков углекислого газа, применяется метод замены молекул CH_4 на молекулы CO_2 в кристаллах гидрата. Для этого необходимо знать соотношение концентраций двух газов, водонасыщенность пласта, температуру и давление при разгерметизации [28].

При этом гидратообразование в поровом пространстве является наименее изученной областью в тематике газовых гидратов. Существуют различные факторы, определяющие этот процесс. Далее будут рассмотрены основные из них.

Особенности образования в пористых средах заключаются в значительной чувствительности к размерам пузырьков газа и их распределении в структуре пор [29]. Гидратные оболочки могут образовываться на крупных пузырьках метана, которые задерживаются в порах. Метан заключен в гидратную корку, и его полное извлечение затруднено. С другой стороны, маленькие пузырьки метана могут быть полностью поглощены гидратом в процессе его роста, в результате чего образуются прозрачные монокристаллы. При изменении термобарических условий гидрат, образовавшийся из крупных пузырьков метана, заключенных в гидратную оболочку, начинает диссоциировать первым. В то время как прозрачные мелкие кристаллы гидрата, образовавшиеся в результате истощения микропузырьков, более стабильны, для их диссоциации требуется больше времени и затрат энергии [30–32].

Также гидратообразование в пористой среде отличается от гидратообразования в свободном объеме этапами зародышеобразования. Выделяется три этапа роста гидратов в поровом объеме [33]: образование тонкой гидратной пленки на границах раздела вода – газ; наращивание более толстого слоя газового гидрата на поверхности пор, чем в центрах кристаллизации, характерных для гидратообразования в свободном объеме; перестройка гидратной пленки на поверхности пор в течение нескольких часов после первоначального образования с заполнением порового объема.

В исследовании [34] было сделано несколько выводов о процессе роста гидратной молекулы внутри капилляра поровой среды. Гидратная оболочка растет не однородно, а в виде «лопастей», которые внедряются в водную фазу. Также было установлено, что гидратная оболочка трещиноватая, что свидетельствует о высокой скорости роста этих кристаллов. Вытеснение воды из капилляра при росте кристаллогидрата происходит либо по поверхности гидрофильного капилляра, образуя тонкий гидратный слой, либо в виде линзы перед кристаллогидратом, если поверхность капилляра гидрофобная. Образование гидратов сопровождается исключением ионов, при этом наблюдается общее увеличение электрического сопротивления во время образования гидратов.

Процесс образования гидратов характеризуется двумя преобразованиями: от неупорядоченного к упорядоченному, от гидрофобного к гидрофильному. При этом снижается проницаемость среды, удельное сопротивление и газонасыщенность гидратов увеличиваются [35]. Также начальная проницаемость породы оказывает влияние на процесс диссоциации газогидратов. В керне с более низкой проницаемостью процесс диссоциации гидрата в дальней зоне замедляется. Из-за различных путей диссоциации общая теплопроводность снижалась быстрее на более ранней стадии в отложениях с высокой проницаемостью, чем в отложениях с низкой проницаемостью. В результате было установлено, что добыча

газа в коллекторе с относительно низкой проницаемостью происходила быстрее, для завершения реакции требовалось меньше времени [36].

Одним из самых главных препятствий при разработке гидратных отложений является их вторичное образование – реформация газогидратов [15]. Реформация газогидратов происходит быстрее, чем первичное образование. При этом отмечается и при более высоких температурах, чем первоначальные значения. Более того, высокая скорость отбора жидкости приводит к более сильному разрушению гидратной оболочки и значительной миграции газа, что вызывает более значительную реформацию гидрата метана [31].

Содержание соли в поровой воде и породах газогидратной залежи также накладывает свой след на процесс диссоциации кристаллов [30]. Наличие соли в воде вело к экранированию молекул газа и воды, вызывая их отталкивание друг от друга. Это меняло характеристики границы раздела метан – рассол, что приводило к дестабилизации эмульсии и способствовало значительной коалесценции пузырьков. Соответственно, гидрат в соленом растворе в большей степени представлен коркой на поверхности крупных пузырьков. К тому же температура плавления льда в рассоле и температура диссоциации газогидрата были ниже, чем в системе метан – чистая вода из-за наличия солей в воде.

Авторами работы [37] был представлен новый L-образный симулятор гидрата (LHS) с вертикальным и горизонтальным сосудом, который использовался для исследования пространственных различий диссоциации гидрата в насыщенных водой образцах путем разгерметизации системы. Данные исследования необходимы для нивелирования пробелов при добыче гидратов из насыщенных пород горизонтальными скважинами.

В вертикальном и горизонтальном направлениях диссоциация гидратов контролируется освобождением порового пространства отложений. Неравномерное освобождение порового пространства отложений, вызванное миграцией воды, приводит к пространственному различию диссоциации гидратов в вертикальном направлении: диссоциация гидратов намного быстрее в месте, удаленном от вертикальной скважины с самым высоким давлением, чем в месте вблизи горной скважины с самым низким давлением. Диссоциация гидрата завершается раньше в вертикальном направлении, чем в горизонтальном. Вода мигрирует только вниз, и поровые пространства отложений быстрее освобождаются в вертикальном направлении, что приводит к более быстрой диссоциации гидратов.

Осадки с более высокой проницаемостью могут привести к более выраженным пространственным различиям диссоциации гидратов. Присутствие глины может привести к более выраженному пространственному различию диссоциации гидратов, даже несмотря на низкую проницаемость отложений.

Авторами статьи [27] были представлены основные лабораторные реакторы, которые используются сегодня для изучения образования газового гидрата. В частности, для каждого реактора было показано соотношение поверхности и объема и граница раздела газ – жидкость.

Новым направлением в изучении гидратообразования в поровом объеме является применение прозрачных моделей пористой среды с видеорегистрацией процесса кристаллизации. Прозрачный реактор гидратообразования с микроупакованным слоем может обеспечить прямую визуализацию поведения фаз, морфологии, межфазных явлений и миграции жидкости в поровых пространствах. Схема такого реактора представлена на **рисунке 3**.

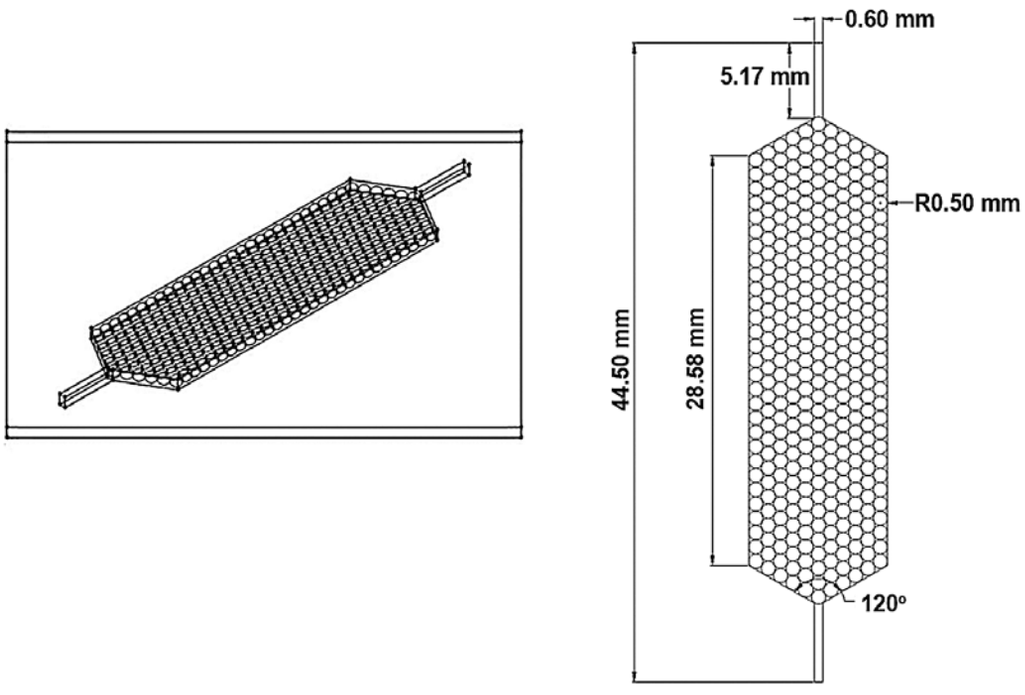


Рисунок 3 – Схематическое изображение микропорового реактора гидратообразования [32]

Данный реактор помещается в установку, способную создавать термобарические условия гидратообразования [31, 32, 38]. Видеорегистрация позволила разработать новый метод расчета насыщенности гидрата, основанный на геометрическом измерении изображений гидратов. В работе данный метод сравнивался с двумя традиционными методами: деривации (больше возможностей применимости, но менее точный, чем графический) и вытеснения жидкости [6]. Микроупакованный слой также может быть заменен прозрачным в капилляре. Затем с помощью видеомониторинга последовательности одинаковых и регулярно расположенных капель водной фазы в масляной фазе носителя регистрируется процесс зарождения кристаллогидратов, их роста и плавления при изменении температуры и/или давления [39].

Обсуждение результатов

Промысловые исследования гидратообразования в основном заключаются в разработке моделей, способных предсказать время и место образования кристаллогидрата. Основывается данное моделирование на сравнении температуры и давления в промысловых трубах с кривой фазового равновесия газогидратов. Также учитывается режим течения флюида [40–42]. В статьях [43, 44] описывается гидратная модель Чен – Го, которая с высокой точностью может предсказать условия образования гидратов. Другими авторами предлагается механистическая модель прогнозирования гидратообразования, основанная на разнице между срывными силами и силами сцепления между частицами [45]. Современные технологии, в частности искусственный интеллект и машинное обучение, также начинают применяться для улучшения точности предиктивной модели кристаллизации газовых гидратов [46]. С помощью метода машинного обучения оценивается проницаемость гидратоносных отложений в моделировании пласта масштабом в несколько сотен метров. Искусственный интеллект обучается на основе базы данных результатов микроскопического моделирования пор масштабом в пару сотен микрометров. Данные разработки позволяют в лабораторных условиях моделировать образование и диссоциацию гидратов в поровом пространстве. В работе использовалось два типа нейронных сетей: одна для параметров, касающихся формы гидрата, распределенного в поровом пространстве, а другая для снижения проницаемости из-за формы гидрата. Средняя относительная ошибка метода была снижена до 13 % по сравнению с прошлыми вариантами моделирования газогидратов [47].

Для проверки адекватности физико-математических моделей и обучения моделей, основанных на данных, необходимо получение достоверных результатов лабораторных экспериментов.

Анализ проведенных исследований сведен в **таблицу 2**, в которой представлены факторы, оказывающие влияние на образование газовых гидратов в свободном и поровом объеме.

В ходе литературного анализа гидратообразования в поровом пространстве было отмечено, что сложность проведения лабораторных исследований и количество влияющих факторов осложняет моделирование и изучение процессов кристаллизации в пористой среде. Анализ зарубежных источников показал наличие новых лабораторных методов изучения гидратообразования в пористом объеме. В том числе предложено использовать прозрачные микроупако-

Таблица 2 – Факторы, влияющие на образование газовых гидратов в поровом и свободном объеме

Влияющий фактор	Характер влияния	Источники
Свободный объем		
Дисперсность системы	В высокодисперсных системах газовые гидраты образуются раньше	[17]
Молекулярная структура	При образовании газового гидрата происходит переход из аморфного состояния в кристаллическую структуру	[18 ,19]
Обводненность	С увеличением количества воды гидраты образуются быстрее	[20]
Асфальтосмолопарафиновые отложения	Объем отложений газовых гидратов в присутствии АСПО увеличивается, время их образования растет, увеличивается сложность их диссоциации	[21, 22]
Поровый объем		
Размер пузырьков газа	Чем крупнее пузырек газа, тем быстрее он покрывается гидратной пленкой. При этом газовые гидраты, образованные из более мелких пузырьков газа, сложнее диссоциировать	[29, 31, 32]
Свойства порового пространства	В породах с более низкой проницаемостью процесс диссоциации гидрата замедляется	[34–36]

Влияющий фактор	Характер влияния	Источники
Реформация газового гидрата	Реформация газогидратов происходит при более высоких температурах и быстрее, чем первичное образование. Высокие скорости фильтрации способствуют вторичному гидратообразованию	[15]
Соленость среды	Гидрат в соленом растворе представлен преимущественно коркой на поверхности крупных пузырьков газа	[30]
Направление диссоциации	Диссоциация газовых гидратов в пористой среде происходит быстрее в вертикальном направлении	[37]

ванные модели пористой среды, позволяющие изучать движение газа и жидкости не только по фильтрационным параметрам (проницаемость, перепад давления, температура), но и с помощью визуального контроля.

Методика проведения лабораторных исследований кристаллогидратов в поровом пространстве

В Санкт-Петербургском горном университете разработана методика проведения лабораторных исследований. Она заключается в применении специального стенда, позволяющего изучать условия образования газовых гидратов в поровом пространстве. На базе Горного университета данный стенд был модернизирован для проведения собственных исследований.

Предлагаемая методика основывается на создании термобарических условий, при которых образуются гидраты, в кернодержателе. Для создания давлений применяется система определения относительной проницаемости RPS-812 фирмы Coretest Systems, в которой будут проводиться дополнительные исследования по измерению проницаемости керна до и после предполагаемого гидратообразования. Сложность заключается в том, что установка RPS-812 может создавать только классические повышенные температуры горных пород, а охлаждать керн с помощью нее невозможно. Для этого необходимо модернизировать установку в целях достижения благоприятных для образования газового гидрата условий.

Модернизация заключается в монтаже медной трубки, навитой на корпус исходного кернодержателя. Трубка и кернодержатель покрываются фольгой и теплоизоляцией, после чего помещаются в установку RPS-812. Для охлаждения керна до нужных температур применяется охлаждающий термостат Huber, заполненный 50-процентным раствором этиленгликоля, циркулирующим в системе. Посредством ПВХ-трубок термостат соединяется с медной трубкой на корпусе кернодержателя. Далее металлические отводы кернодержателя присоединяются к линиям RPS-812.

Подключенный к RPS-812 кернодержатель с навитой медной трубкой и термостатом представлен на **рисунке 4**.

На представленной модифицированной установке планируется апробация различных методик исследования процессов в пористой среде. Первый эксперимент заключается в наблюдении поведения системы при предполагаемом гидратообразовании в керне. Для отработки методики на первых этапах в качестве гидратообразующего газа применяется углекислый газ. Керн насыщается водой для создания пленочной воды. Затем керн насыщается углекислым газом и с помощью воды задавливается в керн. Система термостатируется до нужной температуры, и с помощью RPS-812 создается необходимое давление гидратообразования. Далее система выдерживается несколько часов. Образование гидратов в пористой

Рисунок 4 – Общий вид установки исследования процесса гидратообразования в поровом объеме

среде фиксируется по графику давления в керне. Падение давления в замкнутой системе будет сигнализировать о переходе свободного газа в кристаллы гидрата [23, 31]. Во втором эксперименте исследуется изменение проницаемости керна по воде из-за образования структур гидрата в поровом объеме. Измерение относительной фазовой проницаемости проводится в четыре этапа: при комнатной температуре керна; при охлаждении керна до температуры гидратообразования; сразу после предполагаемого процесса гидратообразования; после нагрева керна до исходной температуры. Данные измерения позволят оценить влияние изменения температур жидкости и процесса кристаллизации гидратов на проницаемость керна. В третьем эксперименте производится оценка изменения пористого пространства керна до и после образования кристаллогидратов с помощью компьютерного томографа. Даная методика позволяет увидеть геометрическое распределение гидратных отложений внутри пористого объема, оценить количество закупоренных пор.

Заключение

Роль газовых гидратов как источника газа постоянно растет на фоне тенденций к истощению эксплуатируемого фонда месторождений в Российской Федерации и за рубежом. Использование технологии замещения метана углекислым газом позволит в перспективе сократить выбросы парниковых газов. В связи с этим разработка газогидратных залежей ставит перед научным сообществом новые задачи. Они связаны с разработкой новых методов разгерметизации гидратных отложений, изучением процессов диссоциации и вторичного образования кристаллогидратов при добыче газа, созданием новых лабораторных реакторов, способных моделировать условия образования кристаллогидратов в поровом объеме. Нельзя забывать и о проблеме закупорки промыслового оборудования гидратными пробками. Низкие температуры окружающей среды и многолетнемерзлые породы на месторождениях Крайнего Севера осложняют ситуацию с образованием гидратных отложений внутри промысловых труб. Соответственно, необходимо оптимизировать существующие методы борьбы с гидратными отложениями.

Анализ проведенных в последние годы условий образования газогидратных отложений в свободном и поровом пространстве показал:

1. Предупреждение образования отложений газовых гидратов в нефтепромысловом оборудовании является оптимальным методом борьбы.

2. Для создания комплексной теории образования газовых гидратов необходимо рассматривать молекулярные и термодинамические процессы нуклеации соединений.

3. Исследования условий образования газовых гидратов в пористой среде показывают, что на процессы диссоциации газогидратов основное влияние оказывают распределение пузырьков газа в фильтрующемся потоке, распределение водонасыщенности и исходной проницаемости пород.

4. Необходимы дальнейшие лабораторные исследования образования кристаллогидратов в поровом объеме керна, насыпных моделей или прозрачных микропоровых реакторов. Развитие лабораторного оборудования позволит заполнить пробелы, оставшиеся в теории кристаллизации гидратов в поровых системах.

Список источников

1. Wei Z., et al. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries // Energy Reports. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 7. P. 2751–2758.
2. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook // Energies. 2022. Vol. 15, No. 21. P. 8300.
3. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a Polymer Composition for the Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs // Energies. 2023. Vol. 16, No. 1. P. 515.
4. Buslaev G., et al. Ensuring the sustainability of arctic industrial facilities under conditions of global climate change // Resources. 2021. Vol. 10, No. 12.
5. Litvinenko V. S., et al. Barriers to implementation of hydrogen initiatives in the context of global energy sustainable development // J. Min. Inst. 2020. Vol. 244, No. 4. P. 428–438.
6. Chen Y., et al. Microfluidics application for monitoring hydrate phase transition in flow throats and evaluation of its saturation measurement // Chem. Eng. J. Elsevier, 2020. Vol. 383, No. October 2019. P. 123081.
7. Loseva E., et al. Wavelet Analysis for Evaluating the Length of Precast Spliced Piles Using Low Strain Integrity Testing // Appl. Sci. 2022. Vol. 12, No. 21. P. 10901.
8. Воронцов А. А., Коробов Г. Ю. Повышение эффективности эксплуатации установки электроцентробежного насоса в условиях образования газогидратов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XIII Всерос. науч.-техн. конф. (г. Пермь, 18–19 ноября 2020 г.): в двух томах. Пермь – Екатеринбург, 2020. С. 87–94.
9. Cherepovitsyn A. E., Tsvetkov P. S., Evseeva O. O. Critical analysis of methodological approaches to assessing sustainability of arctic oil and gas projects // J. Min. Inst. 2021. Vol. 249, No. 5. P. 463–478.
10. Liang Y., et al. Progress and challenges on gas production from natural gas hydrate-bearing sediment // J. Clean. Prod. 2020. Vol. 261.

11. Kuzmin A. M., et al. Improving the energy-efficiency of small-scale methanol production through the use of microturboexpander units // J. Min. Inst. 2022. Vol. 258. P. 1038–1049.
12. Ndlovu P., Babaee S., Naidoo P. Review on CH4-CO2 replacement for CO_2 sequestration and CH_4/CO_2 hydrate formation in porous media // Fuel. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 320, No. February. P. 123795.
13. Cherepovitsyn A. E., Lipina S., Evseeva O. Innovative approach to the development of mineral raw materials of the arctic zone of the Russian Federation // J. Min. Inst. 2018. Vol. 232. P. 438–444.
14. Wang Y., et al. Review on Enhanced Technology of Natural Gas Hydrate Recovery by Carbon Dioxide Replacement // Energy and Fuels. 2021. Vol. 35, No. 5. P. 3659–3674.
15. Yang M., et al. Hydrate reformation characteristics in natural gas hydrate dissociation process: a review // Appl. Energy. Elsevier, 2019. Vol. 256, No. May. P. 113878.
16. Hassanpouryouzband A., et al. Gas hydrates in sustainable chemistry // Chem. Soc. Rev. Royal Society of Chemistry, 2020. Vol. 49, No. 15. P. 5225–5309.
17. Fu W., et al. Multiple controlling factors for methane hydrate formation in water-continuous system // Int. J. Heat Mass Transf. Elsevier Ltd, 2019. Vol. 131. P. 757–771.
18. Pan M., Luzi-Helbing M., Schicks J. M. Heterogeneous and Coexisting Hydrate Phases–Formation under Natural and Laboratory Conditions // Energy & Fuels. 2022. Vol. 36, No. 18. P. 10489–10503.
19. Martinez C., et al. Mechanisms, Growth Rates, and Morphologies of Gas Hydrates of Carbon Dioxide, Methane, and Their Mixtures // Methane. 2021. Vol. 1, No. 1. P. 2–23.
20. Zhou S., et al. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts // Energies. 2018. Vol. 11, No. 10.
21. Wang W., et al. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions // J. Dispers. Sci. Technol. Taylor & Francis, 2020. Vol. 41, No. 12. P. 1821–1830.
22. Воронцов А. А. Повышение эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин в условиях образования органических отложений // Философия науки. Научные обзоры, подготовленные в рамках международной научно-образовательной программы. 2022. С. 126–137.
23. Li G., et al. Experimental Investigation into the Production Behavior of Methane Hydrate under Methanol Injection in Quartz Sand // Energy and Fuels. 2017. Vol. 31, No. 5. P. 5411–5418.
24. Choi W., et al. Optimal driving force for the dissociation of CH_4 hydrates in hydrate-bearing sediments using depressurization // Energy. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 223. P. 120047.
25. Wang Y., et al. Pilot-scale experimental evaluation of gas recovery from methane hydrate using cycling-depressurization scheme // Energy. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 160. P. 835–844.
26. Xie Y., et al. Coupled Simulation of Hydrate-Bearing and Overburden Sedimentary Layers to Study Hydrate Dissociation and Methane Leakage // J. Mar. Sci. Eng. 2022. Vol. 10, No. 5.
27. Rossi F., Gambelli A. M. Thermodynamic phase equilibrium of single-guest hydrate and formation data of hydrate in presence of chemical additives: a review // Fluid Phase Equilib. Elsevier B.V., 2021. Vol. 536.
28. Ouyang Q., Pandey J. S., von Solms N. Insights into multistep depressurization of CH4/CO2 mixed hydrates in unconsolidated sediments // Energy. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 260, No. August. P. 125127.
29. Ruppel C. D., Waite W. F. Timescales and Processes of Methane Hydrate Formation and Breakdown, With Application to Geologic Systems // J. Geophys. Res. Solid Earth. 2020. Vol. 125, No. 8.
30. Li X., et al. Experimental observation of formation and dissociation of methane hydrate in a micromodel // Chem. Eng. Sci. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 248. P. 117227.
31. Li X., et al. Visual study on methane hydrate formation and depressurization-induced methane hydrate dissociation processes in a micro-packed bed reactor // Fuel. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 332, No. P1. P. 125980.
32. Wang S., et al. Microscope insights into gas hydrate formation and dissociation in sediments by using microfluidics // Chem. Eng. J. Elsevier B.V., 2021. Vol. 425, No. May. P. 130633.
33. Ren Z., et al. Offshore wind turbine operations and maintenance: a state-of-the-art review // Renew. Sustain. Energy Rev. 2021. Vol. 144, No. August 2020.
34. Ruan X., Li X. Sen. Investigation of the methane hydrate surface area during depressurization-induced dissociation in hydrate-bearing porous media // Chinese J. Chem. Eng. The Chemical Industry and Engineering Society of China, and Chemical Industry Press Co., Ltd., 2021. Vol. 32. P. 324–334.
35. Li Z. dong, et al. Experimental study on growth characteristics of pore-scale methane hydrate // Energy Reports. Elsevier Ltd, 2020. Vol. 6. P. 933–943.
36. Song Y., et al. Influence of core scale permeability on gas production from methane hydrate by thermal stimulation // Int. J. Heat Mass Transf. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 121. P. 207–214.
37. Cui J., et al. Experimental investigation on the spatial differences of hydrate dissociation by depressurization in water-saturated methane hydrate reservoirs // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 292, No. February. P. 120277.
38. Muraoka M., Yamamoto Y., Tenma N. Simultaneous measurement of water permeability and methane hydrate pore habit using a two-dimensional glass micromodel // J. Nat. Gas Sci. Eng. Elsevier B.V., 2020. Vol. 77, No. February. P. 103279.
39. Atig D., et al. A droplet-based millifluidic method for studying ice and gas hydrate nucleation // Chem. Eng. Sci. 2018. Vol. 192. P. 1189–1197.
40. Guimin Y., Hao J., Qingwen K. Study on Hydrate Risk in the Water Drainage Pipeline for Offshore Natural Gas Hydrate Pilot Production // Front. Earth Sci. 2022. Vol. 9, No. February. P. 1–9.
41. Wang Z., et al. Improved thermal model considering hydrate formation and deposition in gas-dominated systems with free water // Fuel. Elsevier, 2019. Vol. 236, No. June 2018. P. 870–879.
42. Liu Z., et al. Prediction and management of hydrate reformation risk in pipelines during offshore gas hydrate development by depressurization // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 291, No. December 2020. P. 120116.

43. Gao J., et al. Modelling the hydrate formation condition in consideration of hydrates structure transformation // Chem. Eng. Sci. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 251. P. 117487.
44. Li S., et al. Prediction of equilibrium conditions for gas hydrates in the organic inhibitor aqueous solutions using a thermodynamic consistency-based model // Fluid Phase Equilib. Elsevier B.V., 2021. Vol. 544–545. P. 113118.
45. Wang Y., et al. Hydrate bedding modeling in oil-dominated systems // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 289, No. November 2020. P. 119901.
46. Xu H., et al. Prediction of methane hydrate formation conditions in salt water using machine learning algorithms // Comput. Chem. Eng. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 151. P. 107358.
47. Junji Yamaguchi A., et al. Multiscale numerical simulation of CO_2 hydrate storage using machine learning // Fuel. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 334, No. P2. P. 126678.

References

1. Wei Z., et al. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries // Energy Reports. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 7. P. 2751–2758.
2. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook // Energies. 2022. Vol. 15, No. 21. P. 8300.
3. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a Polymer Composition for the Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs // Energies. 2023. Vol. 16, No. 1. P. 515.
4. Buslaev G., et al. Ensuring the sustainability of arctic industrial facilities under conditions of global climate change // Resources. 2021. Vol. 10, No. 12.
5. Litvinenko V. S., et al. Barriers to implementation of hydrogen initiatives in the context of global energy sustainable development // J. Min. Inst. 2020. Vol. 244, No. 4. P. 428–438.
6. Chen Y., et al. Microfluidics application for monitoring hydrate phase transition in flow throats and evaluation of its saturation measurement // Chem. Eng. J. Elsevier, 2020. Vol. 383, No. October 2019. P. 123081.
7. Loseva E., et al. Wavelet Analysis for Evaluating the Length of Precast Spliced Piles Using Low Strain Integrity Testing // Appl. Sci. 2022. Vol. 12, No. 21. P. 10901.
8. Vorontsov A. A., Korobov G. Yu. Increasing the efficiency of operation of the electrical submersible pump unit in conditions of gas hydrates formation // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral resources: materials of the XIII All-Russian scientific and technical conf. (Perm, November 18–19, 2020): in 2 volumes. Perm – Yekaterinburg, 2020. P. 87–94. (In Russ.).
9. Cherepovitsyn A. E., Tsvetkov P. S., Evseeva O. O. Critical analysis of methodological approaches to assessing sustainability of arctic oil and gas projects // J. Min. Inst. 2021. Vol. 249, No. 5. P. 463–478.
10. Liang Y., et al. Progress and challenges on gas production from natural gas hydrate-bearing sediment // J. Clean. Prod. 2020. Vol. 261.
11. Kuzmin A. M., et al. Improving the energy-efficiency of small-scale methanol production through the use of microturboexpander units // J. Min. Inst. 2022. Vol. 258. P. 1038–1049.
12. Ndlovu P., Babaee S., Naidoo P. Review on CH_4-CO_2 replacement for CO_2 sequestration and CH4/CO2 hydrate formation in porous media // Fuel. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 320, No. February. P. 123795.
13. Cherepovitsyn A. E., Lipina S., Evseeva O. Innovative approach to the development of mineral raw materials of the arctic zone of the Russian Federation // J. Min. Inst. 2018. Vol. 232. P. 438–444.
14. Wang Y., et al. Review on Enhanced Technology of Natural Gas Hydrate Recovery by Carbon Dioxide Replacement // Energy and Fuels. 2021. Vol. 35, No. 5. P. 3659–3674.
15. Yang M., et al. Hydrate reformation characteristics in natural gas hydrate dissociation process: a review // Appl. Energy. Elsevier, 2019. Vol. 256, No. May. P. 113878.
16. Hassanpouryouzband A., et al. Gas hydrates in sustainable chemistry // Chem. Soc. Rev. Royal Society of Chemistry, 2020. Vol. 49, No. 15. P. 5225–5309.
17. Fu W., et al. Multiple controlling factors for methane hydrate formation in water-continuous system // Int. J. Heat Mass Transf. Elsevier Ltd, 2019. Vol. 131. P. 757–771.
18. Pan M., Luzi-Helbing M., Schicks J. M. Heterogeneous and Coexisting Hydrate Phases–Formation under Natural and Laboratory Conditions // Energy & Fuels. 2022. Vol. 36, No. 18. P. 10489–10503.
19. Martinez C., et al. Mechanisms, Growth Rates, and Morphologies of Gas Hydrates of Carbon Dioxide, Methane, and Their Mixtures // Methane. 2021. Vol. 1, No. 1. P. 2–23.
20. Zhou S., et al. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts // Energies. 2018. Vol. 11, No. 10.
21. Wang W., et al. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions // J. Dispers. Sci. Technol. Taylor & Francis, 2020. Vol. 41, No. 12. P. 1821–1830.
22. Vorontsov A. A. Improving the efficiency of mechanized well stock operation in conditions of organic deposits formation // Philosophy of Science. Scientific reviews prepared within the framework of the international scientific and educational program. 2022. P. 126–137. (In Russ.).
23. Li G., et al. Experimental Investigation into the Production Behavior of Methane Hydrate under Methanol Injection in Quartz Sand // Energy and Fuels. 2017. Vol. 31, No. 5. P. 5411–5418.
24. Choi W., et al. Optimal driving force for the dissociation of CH_4 hydrates in hydrate-bearing sediments using depressurization // Energy. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 223. P. 120047.
25. Wang Y., et al. Pilot-scale experimental evaluation of gas recovery from methane hydrate using cycling-depressurization scheme // Energy. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 160. P. 835–844.
26. Xie Y., et al. Coupled Simulation of Hydrate-Bearing and Overburden Sedimentary Layers to Study Hydrate Dissociation and Methane Leakage // J. Mar. Sci. Eng. 2022. Vol. 10, No. 5.

27. Rossi F., Gambelli A. M. Thermodynamic phase equilibrium of single-guest hydrate and formation data of hydrate in presence of chemical additives: a review // Fluid Phase Equilib. Elsevier B.V., 2021. Vol. 536.
28. Ouyang Q., Pandey J. S., von Solms N. Insights into multistep depressurization of CH4/CO2 mixed hydrates in unconsolidated sediments // Energy. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 260, No. August. P. 125127.
29. Ruppel C. D., Waite W. F. Timescales and Processes of Methane Hydrate Formation and Breakdown, With Application to Geologic Systems // J. Geophys. Res. Solid Earth. 2020. Vol. 125, No. 8.
30. Li X., et al. Experimental observation of formation and dissociation of methane hydrate in a micromodel // Chem. Eng. Sci. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 248. P. 117227.
31. Li X., et al. Visual study on methane hydrate formation and depressurization-induced methane hydrate dissociation processes in a micro-packed bed reactor // Fuel. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 332, No. P1. P. 125980.
32. Wang S., et al. Microscope insights into gas hydrate formation and dissociation in sediments by using microfluidics // Chem. Eng. J. Elsevier B.V., 2021. Vol. 425, No. May. P. 130633.
33. Ren Z., et al. Offshore wind turbine operations and maintenance: a state-of-the-art review // Renew. Sustain. Energy Rev. 2021. Vol. 144, No. August 2020.
34. Ruan X., Li X. Sen. Investigation of the methane hydrate surface area during depressurization-induced dissociation in hydrate-bearing porous media // Chinese J. Chem. Eng. The Chemical Industry and Engineering Society of China, and Chemical Industry Press Co., Ltd., 2021. Vol. 32. P. 324–334.
35. Li Z. dong, et al. Experimental study on growth characteristics of pore-scale methane hydrate // Energy Reports. Elsevier Ltd, 2020. Vol. 6. P. 933–943.
36. Song Y., et al. Influence of core scale permeability on gas production from methane hydrate by thermal stimulation // Int. J. Heat Mass Transf. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 121. P. 207–214.
37. Cui J., et al. Experimental investigation on the spatial differences of hydrate dissociation by depressurization in water-saturated methane hydrate reservoirs // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 292, No. February. P. 120277.
38. Muraoka M., Yamamoto Y., Tenma N. Simultaneous measurement of water permeability and methane hydrate pore habit using a two-dimensional glass micromodel // J. Nat. Gas Sci. Eng. Elsevier B.V., 2020. Vol. 77, No. February. P. 103279.
39. Atig D., et al. A droplet-based millifluidic method for studying ice and gas hydrate nucleation // Chem. Eng. Sci. 2018. Vol. 192. P. 1189–1197.
40. Guimin Y., Hao J., Qingwen K. Study on Hydrate Risk in the Water Drainage Pipeline for Offshore Natural Gas Hydrate Pilot Production // Front. Earth Sci. 2022. Vol. 9, No. February. P. 1–9.
41. Wang Z., et al. Improved thermal model considering hydrate formation and deposition in gas-dominated systems with free water // Fuel. Elsevier, 2019. Vol. 236, No. June 2018. P. 870–879.
42. Liu Z., et al. Prediction and management of hydrate reformation risk in pipelines during offshore gas hydrate development by depressurization // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 291, No. December 2020. P. 120116.
43. Gao J., et al. Modelling the hydrate formation condition in consideration of hydrates structure transformation // Chem. Eng. Sci. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 251. P. 117487.
44. Li S., et al. Prediction of equilibrium conditions for gas hydrates in the organic inhibitor aqueous solutions using a thermodynamic consistency-based model // Fluid Phase Equilib. Elsevier B.V., 2021. Vol. 544–545. P. 113118.
45. Wang Y., et al. Hydrate bedding modeling in oil-dominated systems // Fuel. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 289, No. November 2020. P. 119901.
46. Xu H., et al. Prediction of methane hydrate formation conditions in salt water using machine learning algorithms // Comput. Chem. Eng. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 151. P. 107358.
47. Junji Yamaguchi A., et al. Multiscale numerical simulation of CO_2 hydrate storage using machine learning // Fuel. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 334, No. P2. P. 126678.

Информация об авторах:

Воронцов Андрей Алексеевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Буслаев Георгий Викторович, научный руководитель лаборатории термодинамических, газохимических и энергетических процессов нефтегазовых производств Научного центра «Арктика»

Сандыга Михаил Сергеевич, доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств

Коробов Григорий Юрьевич, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Никитин Виктор Викторович, заместитель начальника управления

Information about the authors:

Andrey A. Vorontsov, post-graduate student of the department of development and exploitation of oil and gas fields

George V. Buslaev, scientific supervisor of the laboratory of thermodynamic, gas-chemical and energy processes of oil and gas production at the scientific center "Arktika"

Mikhail S. Sandyga, associate professor of the department of automation of technological processes and production

Grigoriy Yu. Korobov, associate professor of the department of development and exploitation of oil and gas fields

Viktor V. Nikitin, deputy head of department

Статья поступила в редакцию 25.02.2023; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 17.04.2024.
The article was submitted 25.02.2023; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 17.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 44–50

Научная статья
УДК 661.939.1
EDN WCLSMK

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕМБРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЯ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА

В. А. Вагарин[1], Н. Н. Кисленко[2], П. Е. Емельянов[3], К. Д. Коренев[4], Ю. В. Лебедев[5], Д. В. Новиков[6], А. Д. Литвина[7], А. Б. Юмашев[8]
[1, 2, 3, 4]«Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
[5, 6, 7, 8]«Газпром», Санкт-Петербург, Россия
[1]VVagarin@proektirovanie.gazprom.ru
[2]NKislenko@proektirovanie.gazprom.ru
[3]PEmelyanov@proektirovanie.gazprom.ru
[4]KKorenev@proektirovanie.gazprom.ru
[5]Y.Lebedev@adm.gazprom.ru
[6]D.Novikov@adm.gazprom.ru
[7]A.Litvina@adm.gazprom.ru
[8]A.Iumashev@adm.gazprom.ru

Аннотация. В настоящей публикации представлены результаты выполненных авторами работ по применению мембранных технологий для выделения гелия из природного газа с последующим производством товарного гелия. Приведены результаты сравнения двух способов получения товарного гелия: традиционного криогенного и с использованием комбинированной мембранно-криогенной технологии.

Ключевые слова: природный газ, гелий, мембранные технологии, мембранная установка, криогенная установка, мембранно-криогенная установка, экономические показатели

Для цитирования: Вагарин В. А., Кисленко Н. Н., Емельянов П. Е., Коренев К. Д., Лебедев Ю. В., Новиков Д. В., Литвина А. Д., Юмашев А. Б. Использование мембранных технологий для выделения гелия из природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 44–50. EDN WCLSMK.

© Вагарин В. А., Кисленко Н. Н., Емельянов П. Е., Коренев К. Д., Лебедев Ю. В., Новиков Д. В., Литвина А. Д., Юмашев А. Б., 2023

© Vagarin V. A., Kislenko N. N., Emelianov P. E., Korenev K. D., Lebedev Y. V., Novikov D. V., Litvina A. D., Iumashev A. B., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):44-50

Original article
UDC 661.939.1
EDN WCLSMK

MEMBRANE TECHNOLOGIES FOR HELIUM EXTRACTION FROM NATURAL GAS

V. A. Vagarin[1], N. N. Kislenko[2], P. E. Emelianov[3], K. D. Korenev[4], Y. V. Lebedev[5], D. V. Novikov[6], A. D. Litvina[7], A. B. Iumashev[8]
[1, 2, 3, 4]Gazprom proektirovanie, St. Petersburg, Russian Federation
[5, 6, 7, 8]Gazprom, St. Petersburg, Russian Federation
[1]VVagarin@proektirovanie.gazprom.ru
[2]NKislenko@proektirovanie.gazprom.ru
[3]PEmelyanov@proektirovanie.gazprom.ru
[4]KKorenev@proektirovanie.gazprom.ru
[5]Y.Lebedev@adm.gazprom.ru
[6]D.Novikov@adm.gazprom.ru
[7]A.Litvina@adm.gazprom.ru
[8]A.Iumashev@adm.gazprom.ru

Abstract. This publication presents the results of the work performed by the authors on the use of membrane technologies for the extraction of helium from natural gas with the subsequent production of commercial helium. The results of a comparison of two methods for producing commercial helium including traditional cryogenic and using combined membrane-cryogenic technology are presented.

Keywords: natural gas, helium, membrane technologies, membrane plant, cryogenic plant, membrane-cryogenic plant, feasibility study

For citation: Vagarin V. A., Kislenko N. N., Emelianov P. E., Korenev K. D., Lebedev Y. V., Novikov D. V., Litvina A. D., Iumashev A. B. Membrane technologies for helium extraction from natural gas. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):44-50. (In Russ.). EDN WCLSMK.

Введение

Известно, что гелий является ценным газом с широким спектром применения. Так как восполнения гелия в природе практически не происходит и при этом он широко используется для освоения космоса, в авиации, кораблестроении, других высокотехнологичных отраслях промышленности, в том числе военной, в ряде стран гелий отнесен к продуктам стратегического назначения. Основное количество гелия содержится в природных газах. Его концентрация в них изменяется в широком диапазоне: от тысячных долей до 3 % мол. и в редких случаях более. В Российской Федерации природный газ с содержанием гелия более 0,05 % мол. относится к гелийсодержащим, то есть перед его использованием из него необходимо выделять гелий и либо получать товарный продуктовый гелий, либо направлять на долгосрочное хранение.

В Восточной Сибири имеется достаточно много гелийсодержащих месторождений. В частности, на балансе ПАО «Газпром» находятся Ковыктинское ГКМ, Чиканское ГКМ, Чаяндинское НГКМ, Собинское НГКМ, Тас-Юряхское НГКМ, Верхневилючанское НГКМ и ряд других. Содержание гелия в газе этих месторождений варьируется от 0,2 % мол. до 0,6 % мол. Помимо ПАО «Газпром», добыча гелийсодержащего газа в указанном регионе осуществляется и другими компаниями. Однако отсутствие разветвленной газотранспортной системы, удаленность от магистральных газопроводов, а также недостаточно развитая структура потребления гелия в России сдерживают добычу природного гелийсодержащего газа. Все это в совокупности с необходимостью выделения гелия из газа перед подачей потребителям делает актуальным вопрос проработки альтернативных вариантов выделения гелия из добываемых газов с последующим производством товарного гелия.

ПАО «Газпром» в марте 2020 года ввело в эксплуатацию крупнейшую в мире установку мембранного выделения гелиевого концентрата из природного газа (УМВГК), добываемого на Чаяндинском НГКМ [1]. Параллельно с ее созданием под патронажем ПАО «Газпром» компанией АО «Грасис» в г. Дубна было создано первое в России промышленное производство газоразделительных мембран, не уступающих по своим характеристикам зарубежным аналогам [2]. Наличие опыта эксплуатации УМВГК [3] и промышленного производства отечественных мембран создало предпосылки для дальнейшего развития мембранной технологии выделения гелия и позволило разработать новую мембранно-криогенную технологию получения жидкого товарного гелия.

Мембранно-криогенная технология выделения гелия

В настоящее время производство товарного гелия из природного газа включает две основные стадии [4]:

- получение гелиевого концентрата (ГК);
- очистка гелия от азота и других примесных соединений и сжижение гелия.

Традиционно ГК получают с использованием криогенных технологий. Однако это весьма дорогостоящие, энергозатратные и сложные в обслуживании процессы. Поэтому в мире основные производства гелия совмещаются с производством сжиженного природного газа, а гелий получается в виде сопутствующего продукта [5].

Специалистами ООО «Газпром проектирование» инициативно, а также в ходе выполнения НИР по заказу ПАО «Газпром» проработаны варианты получения товарного гелия с использованием мембранных технологий. По результатам исследований, выполненных на опытно-промышленной мембранной установке (ОПМУ) Ковыктинского ГКМ, и результатам обследования работы установки мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) Чаяндинского НГКМ создана расчетная модель мембранного газоразделения, интегрированная в структуру специализированного программного комплекса в качестве внешнего модуля [6]. Данная модель была адаптирована к реальным условиям эксплуатации, а ее тестирование показало хорошее совпадение расчетных и экспериментальных результатов.

Использование созданной математической модели позволило разработать мембранно-криогенную технологию выделения гелия (МКВГ) из природного газа. На **рисунке 1** приведены блок-схемы технологий получения товарного жидкого гелия: по традиционной кри-

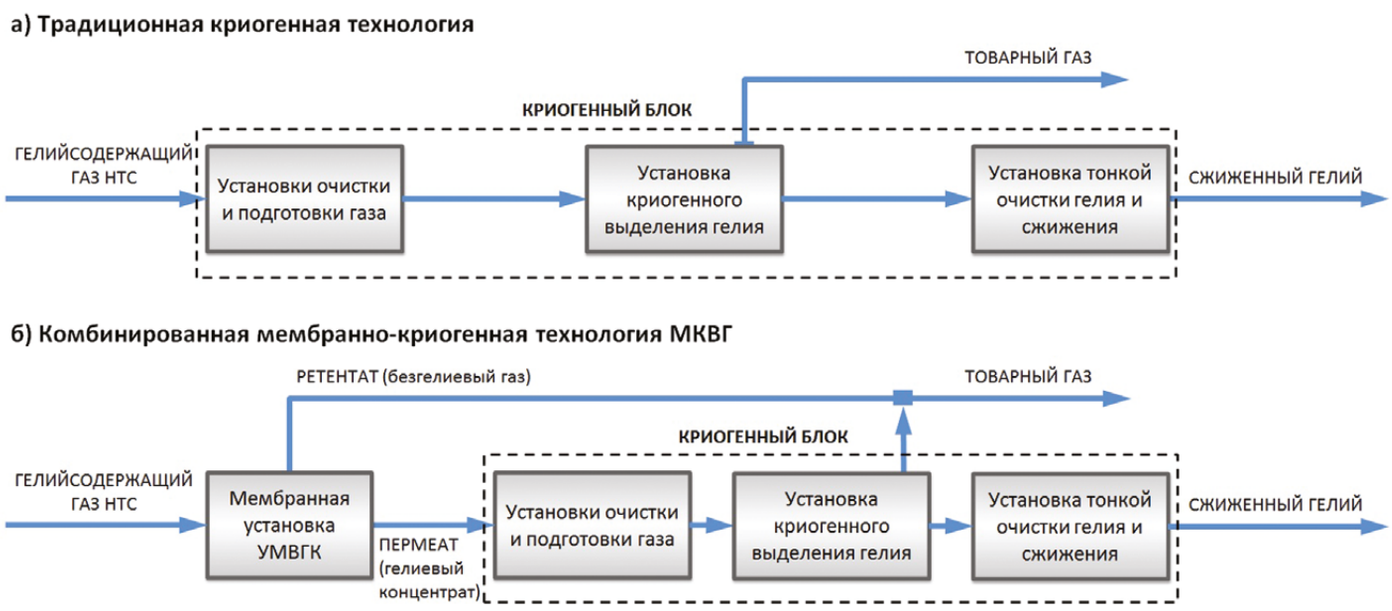


Рисунок 1 – Блок-схемы традиционной криогенной технологии а) и рассматриваемой технологии МКВГ б)

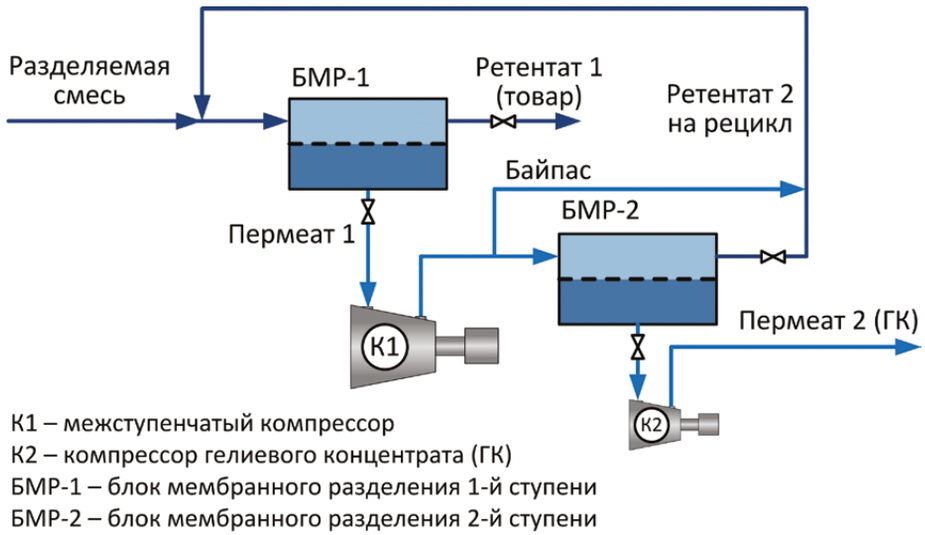


Рисунок 2 – Двухступенчатая схема мембранного блока с рециклом ретентата 2-й ступени (ретентат 1-й ступени – товарный подготовленный газ (ПГ))

огенной технологии и новой технологии МКВГ. В мембранном блоке использовались мембранные элементы АО «Грасис».

Для сравнения эффективности получения товарного гелия по традиционной и новой технологии были выполнены расчеты получения гелия из газа Ковыктинского ГКМ.

Для разработанной технологии МКВГ были рассмотрены различные схемы оформления мембранного и криогенного блоков, а также их сочетания.

Для мембранного блока были выполнены расчеты с использованием одно- и двухступенчатых мембранных схем газоразделения. Для двухступенчатых схем рассмотрены варианты с различной организацией рецикловых потоков, выполнена оптимизация режимов работы мембранного блока, включающая выбор и обоснование термобарических параметров работы мембран и величину концентрации гелия в ГК, направляемом на стадию криогенной ректификации.

Для криогенного блока были рассмотрены различные варианты технологического оформления, включающие двухколонную схему с расширением газа в детандере при использовании внешнего азотного холодильного цикла (АХЦ), одноколонную схему криогенного разделения с применением АХЦ, одноколонную схему с использованием внешнего холодильного цикла на смешанных хладагентах для предварительного охлаждения и АХЦ для окончательного охлаждения.

Оптимизация схем и режимов работы выполнена по критерию минимальных эксплуатационных затрат и капитальных вложений в строительство завода по технологии МКВГ.

На **рисунке 2** приведена оптимизированная конфигурация мембранного блока.

Данная оптимизированная схема мембранного блока в сравнении с другими рассмотренными конфигурациями характеризуется наименьшим количеством мембранного оборудования (на 20 % ниже, чем для 2-ступенчатой схемы с возвратом пермеата 2-й ступени), обеспечивая высокую 50-процентную концентрацию гелия в пермеате при умеренных энергетических затратах.

На **рисунке 3** на с. 48 приведена оптимизированная схема криогенного блока.

Данная оптимизированная схема криогенного блока в отношении других рассмотренных схем характеризуется на 30 % меньшим энергопотреблением и примерно на 1,5–2 % меньшими капитальными и эксплуатационными затратами.

В **таблице 1** на с. 48 приведен материальный баланс мембранного блока.

Как видно из результатов расчетов, в пермеате 2-й ступени (ГК) концентрируются гелий, водород, CO_2 и метанол; концентрация метана не превышает 33 % мол.

Между тем следует отметить важную особенность технологии МКВГ. Процесс переработки природного газа по традиционной криогенной технологии сопровождается удалением азота, что существенно улучшает качество газа, отводимого из гелиевого производства потребителям. Использование технологии МКВГ обеспечивает лишь незначительное удаление азота. Как видно из таблицы 1, на первой ступени газоразделения 9,8 % азота от его исходного содержания в сырьевом газе переходит в пермеат. Однако на второй ступени, предназначенной для выделения метана, почти весь выделенный на первой ступени азот остается в ретентате вместе с метаном, а в пермеат переходит лишь 7,5 % азота от его исходного содержания в сырьевом газе второй ступени. Вследствие этого общая степень извлечения азота при мембранном разделении составляет лишь 0,36 %. Данное обстоятельство обусловлено крайне низкой селективностью существующих в мире мембран по паре азот/метан.

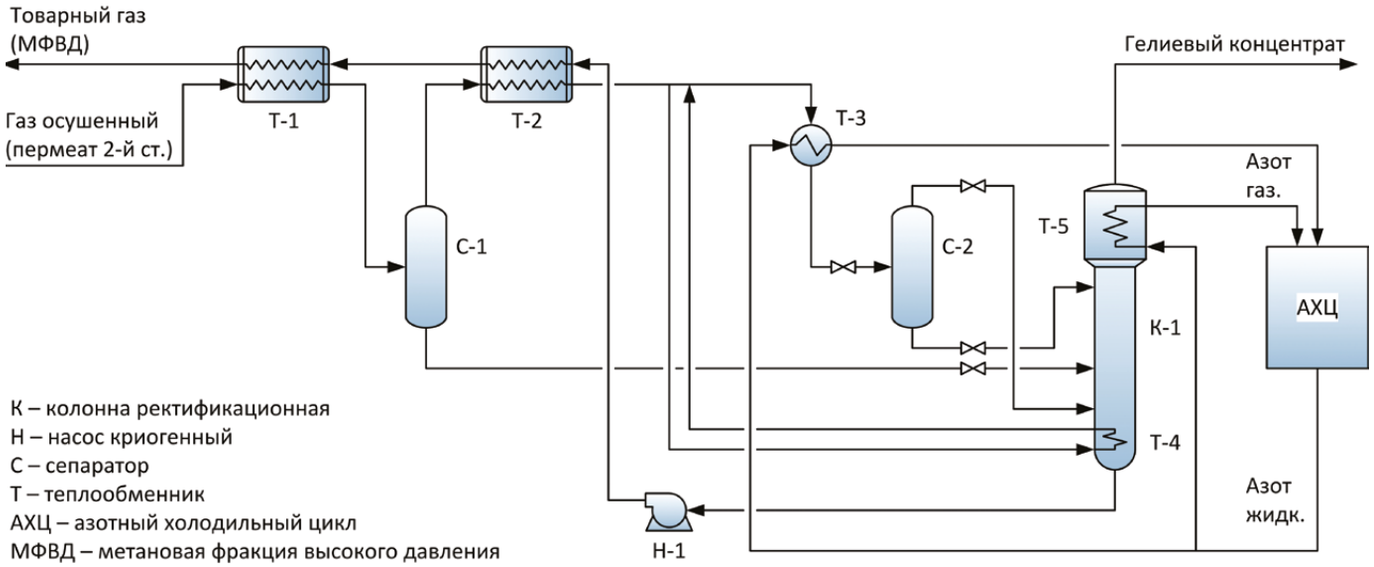


Рисунок 3 – Принципиальная схема криогенного блока с использованием одной ректификационной колонны и АХЦ

Таблица 1 – Материальный баланс двухступенчатого мембранного блока с рециклом ретентата

Количество типовых мембран			1-я ступень разделения				2-я ступень разделения				
			199 ед.				6 ед.				
Параметр	Сырьевой газ	Рецикл от 2-й ст. (байпас + ПГ)	Вход	Выход		Байпас 2-й ст.	Вход	Выход		Метановая фракция с криогенной установки	Товарный газ установки МКВГ
			Сырье 1-й ст.	ПГ 1-й ст.	Пермеат 1-й ст.		Сырье 2-й ст.	ПГ 2-й ст.	Пермеат 2-й ст.		
Расход объемный											
– млрд ст., м³/г	5,000	0,408	5,408	4,973	0,435	0,239	0,196	0,169	0,027	0,009	4,982
– тыс. ст., м³/ч	595,2	48,5	643,8	592,0	51,7	28,5	23,3	20,1	3,2	1,1	593,1
Температура, °С	60	60	60	60	60	60	60	60	60	50	50
Давление, МПа	10	10	10	10	0,2	10	10	10	0,2	10	10
Состав, % мол.											
Водород	0,05	1,27	0,14	0,00	1,72	1,72	1,72	0,62	8,59	0,07	0,00
Гелий	0,28	5,66	0,69	0,01	8,41	8,41	8,41	1,76	50,00	0,11	0,01
Азот	1,62	2,07	1,65	1,62	2,01	2,01	2,01	2,16	1,10	0,41	1,62
CO_2	0,04	0,17	0,05	0,03	0,24	0,24	0,24	0,08	1,30	0,01	0,03
Вода	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,03	0,03	0,02	0,14	0,00	0,00
Метанол	0,03	1,13	0,12	0,00	1,43	1,43	1,43	0,69	6,04	0,00	0,00
Метан	91,24	88,22	91,02	91,57	84,77	84,77	84,77	93,10	32,69	98,95	91,58
Этан	4,88	1,27	4,61	4,90	1,20	1,20	1,20	1,37	0,14	0,42	4,90
Пропан	1,11	0,11	1,03	1,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,01	0,02	1,11
Бутаны	0,54	0,06	0,50	0,54	0,05	0,05	0,05	0,06	0,00	0,01	0,54
C_{5+}	0,20	0,02	0,19	0,20	0,02	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,20
Извлечение гелия по ступеням, %					98,1				82,0		
Извлечение азота по ступеням, %					9,8				7,5		
Общее извлечение гелия на мембранной установке, % к СГ									95,0		
Общее извлечение азота на мембранной установке, % к СГ									0,36		99,7

Таблица 2 – Сравнение технико-экономических показателей технологий получения товарного гелия из газа Ковыктинского ГКМ

№ п/п	Показатель	Традиционная криогенная технология	МКВГ
	Технологические показатели		
1	Производительность по сырьевому природному газу, млрд ст. м³/г	5,00	5,00
2	Производительность первой ступени мембранной установки, млрд ст. м³/г	–	5,41
3	Производительность второй ступени мембранной установки, млрд ст. м³/г	–	0,20
4	Производительность установки криогенной переработки и выделения гелия, млрд ст. м³/г	5,00	0,026
5	Объем товарного газа в МГ (с учетом отбора газа на топливные нужды), млрд ст. м³/г	4,80	4,83
6	Усадка (снижение объема товарного газа), %	4,1	3,5
7	Объем выработки товарного жидкого гелия:		
8	– млн ст. м³/г	14,18	13,45
9	– тыс. тонн/г	2,4	2,2
10	Расчетная суммарная степень извлечения гелия от потенциала в сырье, %	99,9%	94,8%
11	Энергетические затраты за 25 лет, тыс. МВт•ч:	14,1	3,0
12	– УМВГК	0	2,1
13	– Криогенная установка	14,1	0,9
	Экономические показатели		
14	Относительные суммарные капитальные вложения (без НДС), %	100	51
15	Относительные общие эксплуатационные затраты за 25 лет, %	100	35
16	Относительное увеличение ЧДД, %	–	81,2

Таким образом, в случае повышенного содержания в исходном газе азота и при наличии ограничений по его содержанию в подготовленном газе предпочтительно использовать криогенные технологии. Во всех остальных случаях предлагаемая технология МКВГ имеет очевидные и безусловные преимущества.

В т**аблице 2** приведены технико-экономические показатели сравниваемых технологий.

Из данных таблицы 2 видно, что капитальные и эксплуатационные затраты на получение товарного гелия по технологии МКВГ составили 51 % и 35 % от традиционной криогенной технологии соответственно.

В результате получено, что производство товарного гелия по технологии МКВГ обеспечивает более чем 80-процентное увеличение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) относительно традиционной криогенной схемы.

Установка мембранного выделения гелиевого концентрата предназначена для регулирования содержания гелия в газе, поставляемом по магистральному газопроводу «Сила Сибири» на Амурский ГПЗ. Избыточные относительно рыночной потребности объемы гелия в виде гелиевого концентрата закачиваются на долгосрочное хранение в пласты Чаяндинского НГКМ.

Положительный опыт эксплуатации установки мембранного выделения гелиевого концентрата [7], наличие на территории России больших запасов гелийсодержащего газа, а также создание промышленного отечественного производства мембранных элементов (АО «Грасис», г. Дубна) обуславливают дальнейшее развитие и использование мембранных технологий для выделения гелия из газовых смесей.

Заключение

Разработанная мембранно-криогенная технология выделения гелия из природного газа с учетом ограничений, накладываемых на концентрацию азота в газе, направляемом потребителям, позволит в случае необходимости получения товарного гелия существенно снизить затраты на его производство и повысить экономические показатели процесса.

Список источников

1. Вагарин В. А., Павленко В. В., Кисленко Н. Н., Емельянов П. Е. Промышленная установка мембранного выделения гелия на Чаяндинском НГКМ – уникальный проект ООО «Газпром проектирование» // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 4.

2. Маркелов В. А., Шпигель И. Г., Кисленко Н. Н., Пырков А. Ю., Гулянский М. А., Котенко А. А. Создание отечественных газоразделительных мембран для выделения гелия из природного газа // Наука и техника в газовой промышленности. 2022. № 2.

3. Маркелов В. А., Вагарин В. А., Павленко В. В., Кисленко Н. Н., Кононов А. В. УМВГК – важное звено в комплексе «Сила Сибири», обеспечивающее решение задач глобальной энергетики // Газовая промышленность. 2022. Спецвыпуск № 3.

4. Афанасьев А. И. и др. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник. В двух частях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Ч. 1. 517 с.

5. Mineral Commodity Summaries 2022. URL: https://pubs.er.usgs.gov.

6. Павленко В. В., Кисленко Н. Н., Емельянов П. Е., Пырков А. Ю., Задорожная Е. А. Регулирование поставок гелия на Амурский газоперерабатывающий завод на базе расчетной модели мембранного газоразделения установки выделения гелия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2021. Спецвыпуск № 1.

7. Шпигель И. Г., Шашмурин С. В., Давыдов Ю. С., Кисленко Н. Н., Емельянов П. Е., Пырков А. Ю. Результаты эксплуатации и направления оптимизации работы установки мембранного выделения гелия Чаяндинского месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. № 4.

References

1. Vagarin V. A., Pavlenko V. V., Kislenko N. N., Emelianov P. E. Industrial plant for membrane helium recovery at the Chayanda field – a unique project of “Gazprom proektirovanie” LLC // Science and Technology in the Gas Industry Journal. 2020. No. 4 (In Russ.).

2. Markelov V. A., Shpigel I. G., Kislenko N. N., Pyrkov A. Y., Gulyansky M. A., Kotenko A. A. Creation of domestic gas separation membranes for extracting helium from natural gas // Science and Technology in the Gas Industry Journal. 2022. No. 2. (In Russ.).

3. Markelov V. A., Vagarin V. A., Pavlenko V. V., Kislenko N. N., Kononov A. V. UMVGK – is an important link in the “Power of Siberia” complex, providing a solution to the problems of global energy // Gas Industry Journal. 2022. Special issue No. 3. (In Russ.).

4. Afanasiev A. I., and others. Technology for processing natural gas and condensate: Handbook. Part 1. Moscow: NEDRA, 2002. 517 p. (In Russ.).

5. Mineral Commodity Summaries 2022. URL: https://pubs.er.usgs.gov.

6. Pavlenko V. V., Kislenko N. N., Emelianov P. E., Pyrkov A. Y., Zadorozhnaya E. A. Regulation of helium supplies to the Amur Gas Processing Plant based on the calculation model of membrane separation of the helium extraction unit of the Chayanda field // Gas Industry Journal. 2021. Special issue. No. 1. (In Russ.).

7. Shpigel I. G., Shashmurin S. V., Davydov Y. S., Kislenko N. N., Emelianov P. E., Pyrkov A. Y. Results of operation and directions for optimizing the operation of the membrane helium extraction unit of the Chayanda field // Science and Technology in the Gas Industry Journal. 2021. No. 4. (In Russ.).

Информация об авторах:

Владимир Анатольевич Вагарин, кандидат физико-математических наук, генеральный директор
Наталия Николаевна Кисленко, кандидат технических наук, советник генерального директора,
Павел Евгеньевич Емельянов, начальник отдела,
Константин Дмитриевич Коренев, заместитель начальника отдела,
Юрий Владимирович Лебедев, начальник Департамента
Денис Вячеславович Новиков, заместитель начальника Управления
Александра Дмитриевна Литвина, кандидат химических наук, начальник отдела
Алексей Борисович Юмашев, кандидат технических наук, главный технолог отдела

Information about the authors:

Vladimir A. Vagarin, candidate of physical and mathematical sciences, director general
Natalya N. Kislenko, candidate of technical sciences, adviser to director general
Pavel E. Emelianov, head of department
Konstantin D. Korenev, deputy head of department
Yuri V. Lebedev, head of department
Denis V. Novikov, deputy head of division
Alexandra D. Litvina, candidate of chemical sciences, chief of department
Alexey B. Iumashev, candidate of technical sciences, chief technologist of department

Статья поступила в редакцию 23.03.2023; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 17.04.2023.
The article was submitted 23.03.2023; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 17.04.2023.

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

II квартал

ГТС-2023

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

IV НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ СЕМИНАР
12–13 апреля 2023 г. г. Москва
ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТ НА МОРСКИХ ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ПАО «ГАЗПРОМ»

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

СОВЕТ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»

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

2023 ОМНР

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

2023 ГАЗОХИМИЯ

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

ИнноТек 2023

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

ГАЗПРОМ

ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ 75 ЛЕТ 1948–2023

При поддержке Российское Газовое Общество

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 52–62

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 661.183:66.074.31
EDN YDJMWG

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АДСОРБЕНТОВ В ПРОЦЕССЕ АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Элиза Багаутдиновна Гафарова[1], Вячеслав Борисович Мельников[2], Елена Борисовна Федорова[3], Наталья Петровна Макарова[4]
[1, 2, 3, 4]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
[1]Gafarovaeliza@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-9750-0014
[2]v.mel@mail.ru
[3]fedorova.e@gubkin.ru
[4]natalyamakarova@mail.ru

Аннотация. В настоящее время адсорбционные процессы находят широкое применение при промысловой подготовке и переработке газа на газовых и газоконденсатных месторождениях для подачи в магистральные газопроводы, при осушке и очистке газов, при переработке нефти и газа и газохимии, а также при производстве сжиженного природного газа. В статье изложены результаты исследований оптимальных условий регенерации различных промышленных адсорбентов. Найдено, что для восстановления возможности поглощения нежелательных компонентов из газов в осушке регенерацию следует проводить при температуре 230 °С для силикагелей и до 330 °С для цеолитов продолжительностью не менее 150 минут. В работе отражены результаты расчета схем с двумя и тремя адсорберами процесса осушки газа перед сжижением, с использованием различных адсорбентов отечественных производителей. Основной целью расчета являлось уменьшение затрат при глубокой осушке и подбор условий для максимально эффективного использования адсорбента в различных технологических схемах данного процесса. По итогам расчета проведен сравнительный анализ по основным показателям процесса и произведен дальнейший расчет при замене трехадсорберной схемы на двухадсорберную с использованием цеолита NaX (без связующего), который в ходе экспериментов показал более высокую эффективность при использовании двухадсорберной схемы.

Ключевые слова: технологические схемы, сжиженный природный газ, адсорбционная осушка газов, цеолиты, силикагели

Для цитирования: Гафарова Э. Б., Мельников В. Б., Федорова Е. Б., Макарова Н. П. Исследование применения отечественных адсорбентов в процессе адсорбционной осушки газа при производстве сжиженного природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 52–62. EDN YDJMWG.

© Гафарова Э. Б., Мельников В. Б., Федорова Е. Б., Макарова Н. П., 2023

© Gafarova E. B., Melnikov V. B., Fedorova E. B., Makarova N. P., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):52-62

Original article
UDC 661.183:66.074.31
EDN YDJMWG

STUDY OF THE USE OF DOMESTIC ADSORBENTS IN THE PROCESS OF ADSORPTION DRYING OF GAS IN THE PRODUCTION OF LIQUEFIED NATURAL GAS

Eliza B. Gafarova[1], Vyacheslav B. Melnikov[2], Elena B. Fedorova[3], Natalya P. Makarova[4]
[1, 2, 3, 4]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
[1]Gafarovaeliza@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-9750-0014
[2]v.mel@mail.ru
[3]fedorova.e@gubkin.ru
[4]natalyamakarova@mail.ru

Abstract. Currently, adsorption processes are widely used in the field preparation and processing of gas at gas and gas condensate fields for supply to main gas pipelines, in the drying and purification of gases, in oil and gas refining and gas chemistry, as well as in the production of liquefied natural gas. The article presents the results of studies of optimal conditions for the regeneration of various industrial adsorbents. It has been established that in order to reduce undesirable gas components in the dryer, it is prescribed to observe a temperature of 230 °C for silica gels and up to 330 °C for zeolites and a duration of at least 150 minutes. The paper reflects the results of the calculation of schemes with two and three adsorbers of the gas drying process before liquefaction, using various adsorbents from domestic manufacturers. The main purpose of the calculation was to reduce costs during deep drying and to select conditions for the most efficient use of the adsorbent in various technological schemes of this process. Based on the results of the calculation, a comparative analysis was carried out on the main indicators of the process and a further calculation was made when replacing the three-core scheme with a two-core scheme using NaX zeolite (without binder), which, during the experiments, showed higher efficiency when using a two-core scheme.

Keywords: technological schemes, liquefied natural gas, adsorption drying of gases, zeolites, silica gels

For citation: Gafarova E. B., Melnikov V. B., Fedorova E. B., Makarova N. P. Study of the use of domestic adsorbents in the process of adsorption drying of gas in the production of liquefied natural gas. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):52-62. (In Russ.). EDN YDJMWG.

Введение

С каждым годом в России все большее значение приобретает такое перспективное направление переработки и транспортировки газа, как производство сжиженного природного газа (СПГ). Адсорбционная осушка газа является одним из ключевых технологических процессов в производстве СПГ, промысловой подготовке природного газа для трубопроводного транспорта, химической переработке газов и нефтехимии [1, 2].

Влага снижает теплотворную способность горючих газов, образует газогидраты, которые, отлагаясь в газопроводах и технологическом оборудовании, уменьшают их сечение, увеличивая гидравлические сопротивления, что приводит к дополнительным энергетическим и материальным затратам, а иногда и к аварийным остановкам. Особой проблемой являются кристаллогидраты углеводородов – снегоподобные соединения (газогидраты). Эти вещества представляют собой кристаллические твердые соединения включения, состоящие из молекул воды и газа и образующиеся при определенных давлении и температуре. Чтобы исключить образование газогидратов и обеспечить устойчивые, эффективные и целесообразные условия нормального функционирования технологической цепочки подготовки газа к сжижению при производстве СПГ, проводится глубокая адсорбционная осушка газа от влаги [1, 2].

Процесс адсорбции характеризуется высокой экологичностью, отсутствием в товарном газе жидкой фазы, малым удельным расходом адсорбента и высокой степенью автоматизации [3]. Выбор способа адсорбционной осушки газа зависит от ряда факторов и определяется мощностью установки, составом газа, содержанием сернистых соединений, концентрацией углеводородов C_{5+} и другими примесями, которые регламентируются требованиями потребителя к качеству СПГ [4].

Природный газ перед сжижением должен иметь следующие спецификации: температура точки росы газа по влаге – не выше минус 70 °С, содержание сероводорода – не более 0,5 мг/м^3, диоксида углерода – не более 0,1 %, содержание азота – не более 0,9 % об. Как показывает практика, обеспечение в особенности данной степени осушки газа при приемлемых технико-экономических показателях возможно только при применении адсорбционного способа осушки природного газа [4, 5].

При производстве СПГ в осушке и очистке газов применяются адсорбенты типа силикагелей, алюмосиликатов и молекулярных сит, которые отвечают всем требованиям нормативных документов по влагосодержанию в газах [6].

Несмотря на достаточно развитое отечественное производство адсорбентов, на многих предприятиях, включая заводы по сжижению природного газа, в процессе осушки используются зарубежные поглотители. Характеристики российских адсорбентов практически не уступают по показателям поглотительной емкости, насыпной плотности, механической прочности, водостойкости их зарубежным аналогам и способны осушать газ до температуры точки росы по влаге согласно нормативным документам по производству СПГ.

Технология адсорбционной осушки газа включает несколько стадий: адсорбцию, регенерацию и охлаждение адсорбента.

Эффективность всего циклического процесса адсорбции и десорбции во многом определяется оптимальными условиями регенерации и технологической схемой.

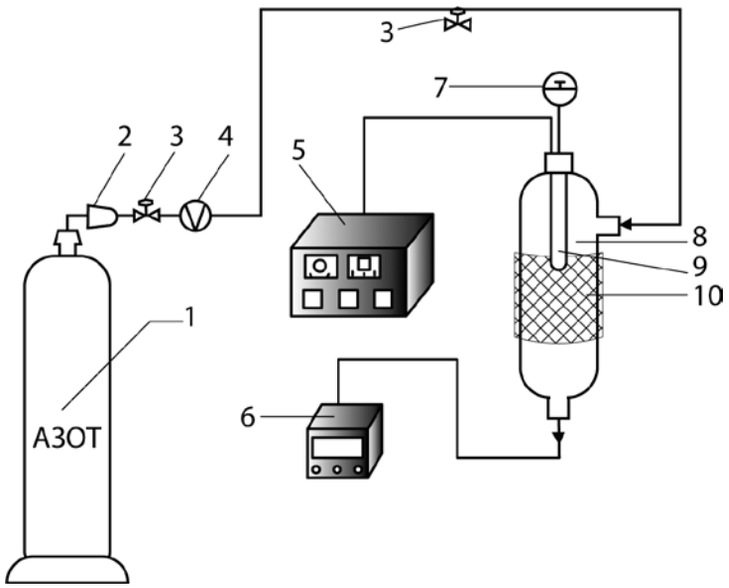
Целью работы являлось исследование оптимальных условий регенерации различных промышленных адсорбентов и сравнительный анализ схем с двумя и тремя адсорберами процесса осушки газа перед сжижением.

Объекты и методики проведения исследований

В качестве отечественных адсорбентов в работе были использованы цеолиты NaX-БС (без связующего), NaA, CaA, силикагелевый адсорбент GP-SORB H и влагостойкий силикагель GP-SORB WS (устойчив к капельной влаге). Характеристики данных адсорбентов представлены в **таблице 1**.

Таблица 1 – Характеристики промышленных адсорбентов [7]

Марка	Изготовитель	Насыпная плотность, г/см^3	Механическая прочность, кг/мм^2	Динамическая емкость по парам воды, мг/см^3
NaX-БС	Салаватский катализаторный завод	0,62	1,0	159
NaA	Нижегородские сорбенты	0,84	2,1	136
CaA	Ишимбайские сорбенты	0,86	2,8	125
GP-SORB H	Салаватский катализаторный завод	0,72	1,1	133
GP-SORB WS	Салаватский катализаторный завод	0,76	1,2	138



1 – азот;
2 – редуктор;
3 – кран игольчатый;
4 – реометр;
5 – терморегулятор;
6 – газоанализатор;
7 – регистратор температуры термометр;
8 – кварцевая адсорбционная колонка с образцом;
9 – термопара;
10 – электрообмотка адсорбционной колонки

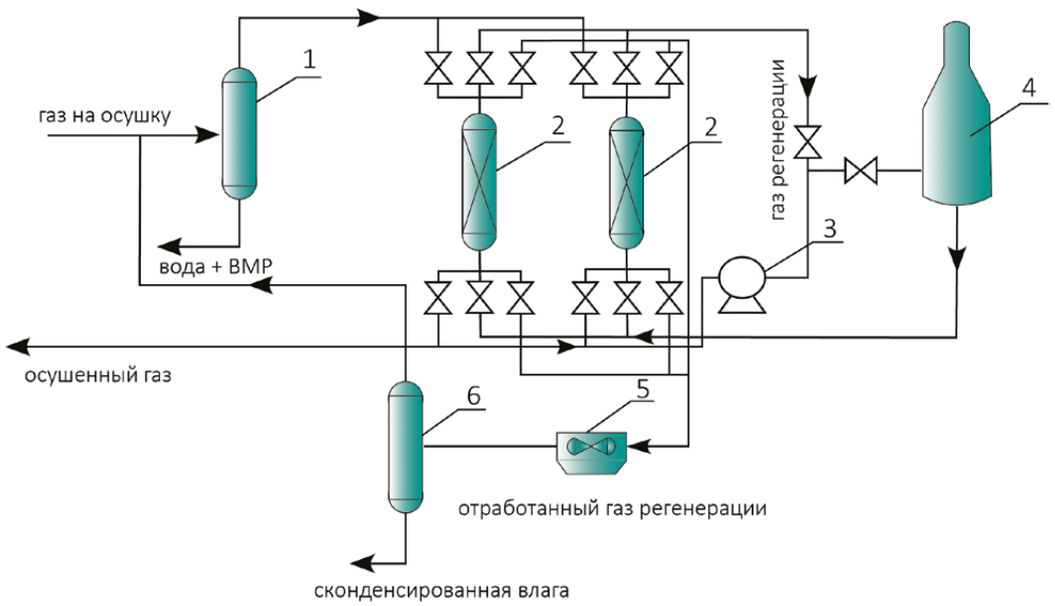
Рисунок 1 – Схема регенерации адсорбентов [6]

Методика исследования регенерации адсорбентов заключалась в следующем. Для определения условий регенерации образцы адсорбентов продували в токе азота (газообразный высокой чистоты 99,999 %) на установке (**рисунок 1**) при разных температурах в диапазоне 100–360 °С (для цеолитов) и 80–260 °С (для силикагелей) с шагом 30 °С в течение 15–150 минут.

Необходимую температуру задавали напряжением, подаваемым на электрообмотку адсорбционной колонки с исследуемым образцом 8. С целью контроля температуры в слое поглотителя устанавливали термометр, а с помощью реометра 4 фиксировали расход. Азот подавали с объемной скоростью 300 $ч^{-1}$, так как в ходе исследований было установлено, что на глубину регенерации адсорбентов не влияет объемная скорость подачи азота.

Адсорбционную емкость (активность) адсорбентов по парам влаги определяли следующим образом. Вначале исходные адсорбенты в количестве 3–4 г прокаливали в течение двух часов в муфельной печи при температуре до 400 °С (силикагели) и до 900 °С (цеолиты) для определения их влагосодержания. Затем прокаленные образцы адсорбентов в эксикаторе при 20 °С и атмосферном давлении насыщали влагой из воздуха до тех пор, пока в системе не установится термодинамическое равновесие, и определяли адсорбционную емкость (активность) адсорбентов по парам влаги [7].

Технологические схемы с различным аппаратурным оформлением, по которым осуществлялся сравнительный анализ процесса адсорбционной осушки газа, представлены на **рисунках 2** и **3** на с. 56.



1 – сепаратор;
2 – адсорберы;
3 – компрессор;
4 – печь огневого подогрева;
5 – аппарат воздушного охлаждения газа регенерации;
6 – сепаратор газа регенерации

Рисунок 2 – Принципиальная двухадсорберная схема осушки [7]

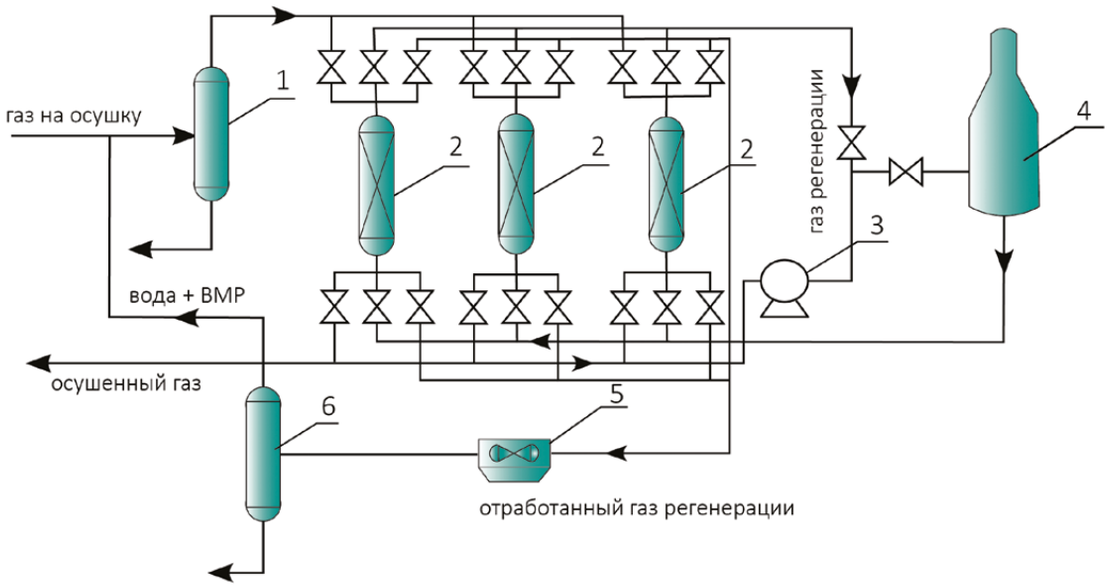


Рисунок 3 – Принципиальная трехадсорберная схема осушки [8]

Сначала поток сырьевого газа поступает во входной сепаратор 1, в котором из газа удаляются водометанольный раствор и газовый конденсат, а также механические примеси. Затем поток газа поступает в первый адсорбер.

Газ поступает в адсорберы сверху и направляется вниз, проходя через слой адсорбента, постепенно осушаясь до достижения заданной концентрации влаги на выходе из установки. При достижении заданной температуры точки росы по влаге адсорбер переключают на технологический цикл регенерации и охлаждения. Регенерацию осуществляют путем подачи части осушенного газа компрессором в печь огневого подогрева для предварительного нагрева до заданной температуры. Поток газа поступает в адсорбер для регенерации в направлении, обратном режиму осушки, то есть снизу вверх, десорбирование влаги с поверхности и из пор адсорбента осуществляется в определенных термобарических условиях. Выходящий из адсорбера газ регенерации проходит через аппарат воздушного охлаждения, где охлаждается, и поступает далее в сепаратор 6, в котором из газа отделяются продукты десорбции. Затем отсепарированный газ смешивается с потоком сырого газа и подается во входной сепаратор 1. Таким образом, технологический цикл осушки газа замыкается [7].

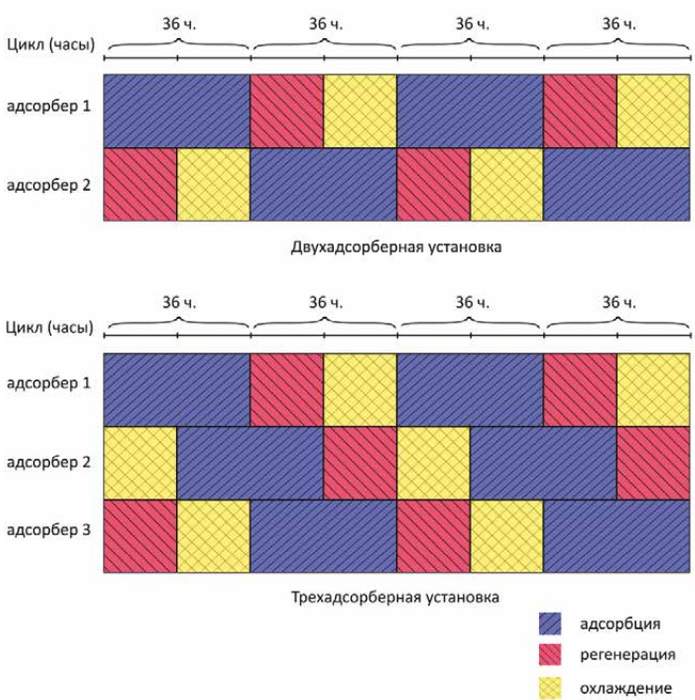


Рисунок 4 – Технологические циклограммы процесса адсорбционной осушки газа

Стадию охлаждения адсорбента осуществляют потоком газа, являющегося частью осушенного газа. Когда температура нижней части адсорбера достигает 50 °С, охлаждение завершается.

В технологических расчетах схем с разным количеством адсорбционных колонн принимали одинаковыми расход газа и стадию осушки, равную 36 часам, соответствующим практическим данным. В рассматриваемых схемах адсорбционные колонны работают периодически. Технологические циклограммы описанных схем представлены на **рисунке 4**.

Влажность газа, подаваемого в блок сжижения газа, должна быть в соответствии с требованиями к СПГ не более 1 ppmv.

Основные характеристики рассмотренного процесса адсорбционной осушки газа и компонентный состав газа представлены на **рисунке 5** на с. 57 и в **таблице 2** на с. 57 соответственно.

Для того чтобы избежать образования газогидратов, необходимо, чтобы количество влаги в газе на выходе из установки осушки было существенно меньше минимального равновесного содержания влаги в газовом потоке. Значения равновесного влагосодержания в газе при различных давлениях и температурах представлены на **рисунке 6** на с. 57.

Расход газа, кг/ч	627851	Давление процесса сжижения газа, МПа (кгс/см^2)	4,5(45)
Расход газа, м^3/ч	858776	Плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3	0,7311
Давление рабочее, МПа (кгс/см^2)	7,2	Плотность газа при рабочих условиях, кг/м^3	56,14
Рабочая температура, °С	20	Относительная плотность газа по воздуху	0,5634
Температура газа на входе и на выходе, °С	20	Объемный расход газа при рабочих условиях процесса, м^3/с	3,107

Рисунок 5 – Основные характеристики процесса [7]

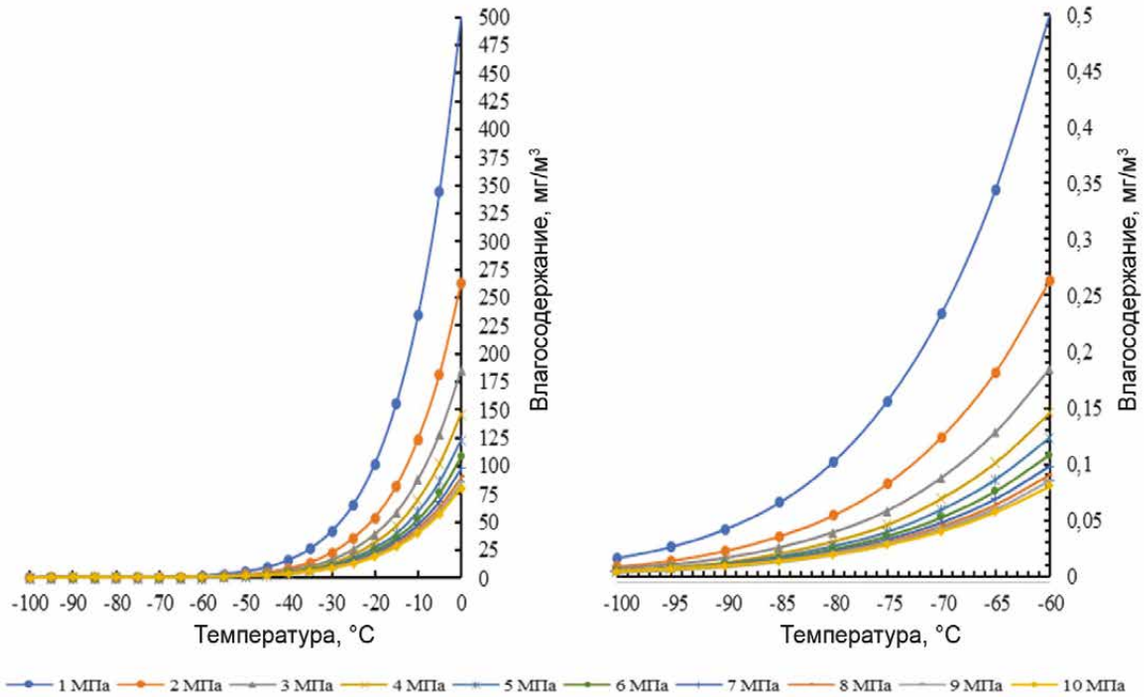


Рисунок 6 – Зависимость влагосодержания метана при различных отрицательных температурах и заданном давлении

Исходя из представленных данных, влагосодержание на входе в блок осушки составляет 0,0266664 кг/м^3, а на выходе из блока должно быть 0,00005614 кг/м^3. Таким образом, минимальное количество влаги, которое требуется извлечь из газа в процессе его осушки, составляет 0,02661026 кг/м^3.

Таблица 2 – Состав газа, поступающего на установку осушки

Компонент	Концентрация, % масс.	Компонент	Концентрация, % масс.
Вода	0,0476	Пропан	0,0011
Метанол	0,0012	и-Бутан	0,0118
Азот	2,2465	н-Бутан	0,0095
Диоксид углерода	0,0406	н-Пентан	0,0042
Метан	97,6012	н-Гексан	0,0004
Этан	0,031	Гелий	0,0049

Технологический расчет процесса адсорбционной осушки производился по методике, описанной в работе [9], основные формулы представлены на **рисунке 7**.

Требуемая масса адсорбента G_a, кг

$$G_a = \frac{\Delta W \cdot Q_г}{(A \cdot n)},$$

где A – динамическая емкость по парам воды, % масс.; n – количество аппаратов,одновременно работающих на стадии адсорбции

Объем слоя адсорбента V_a, м$_з$

$$V_a = \frac{G_a}{\rho_{нас}}$$

Высота слоя адсорбента, H_a, м

$$H_a = \frac{4V_a}{\pi \cdot D_{вн}^2}$$

Расчетный внутренний диаметр адсорбера $D_{вн}$, м

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4Q_{гр}}{\pi \cdot w_{гр}}},$$

где $W_{гр}$ – средняя допустимая скорость потока газа, м/с, значение которой принимаем равным 0,3 м/с; $Q_{гр}$ – расход газа в рабочих условиях, м^3/с

Количество теплоты для нагрева базовой части одного аппарата Q_1, кДж/цикл

$$Q_1 = (g_к \cdot c_к + g_и \cdot c_и + g_{ад} \cdot c_{ад}) \cdot (t_2 - t_1),$$

где $g_к$, $g_и$, $g_{эд}$ – массы аппарата, изоляции и адсорбента соответственно, кг; $c_к$, $c_и$, $c_{ад}$ – средняя удельная теплоемкость 09Г2С, изоляции и адсорбента в интервале температур $(t_1 - t_2)$, кДж / (кг · °С); $(t_2 - t_1)$ – разность между конечной и начальной температурами стадии регенерации; °С

Количество теплоты для нагрева десорбированной влаги Q_2, кДж/цикл

$$Q_2 = m_в \cdot c_в \cdot (t_2 - t_1),$$

где $m_в$ – масса адсорбированной влаги, кг/цикл; $c_в$ – средняя удельная теплоемкость воды при $(t_1 - t_2)$, кДж / (кг · °С)

Количество теплоты для нагрева всей системы десорбированной влаги $Q_т$, кДж/цикл

$$Q_т = Q_1 + Q_2$$

Количество теплоты, расходуемое на десорбцию поглощенной влаги $Q_п$, кДж/цикл

$$Q_п = m_в \cdot q_{ад},$$

где $m_в$ – масса адсорбированной влаги, кг/цикл

Расход газа регенерации $Q_{рег}$, кг/цикл

$$G_{рег} = \frac{Q_п - Q_т}{(c_{рег} \cdot (t_1' - t_2'))},$$

где $c_{рег}$ – средняя удельная теплоемкость газа регенерации при температурах $(t_1' - t_2')$, кДж / (кг · °С); $t_1' - t_2'$ – разность между значениями температур газа регенерации при входе и при выходе из аппарата, °С

Расход газа охлаждения $G_{охл}$, кг/цикл

$$G_{охл} = \frac{Q_1'}{(c_{охл} \cdot (t_1'' - t_2''))},$$

где Q_1' – теплота, которая нужна для охлаждения аппарата и адсорбента, кДж/цикл; $c_{охл}$ – средняя удельная теплоемкость газа охлаждения при температурах $(t_1'' - t_2'')$, кДж / (кг · °С); $t_1'' - t_2''$ – температура газа охлаждения на входе и выходе из адсорбера соответственно, °С

Тепловая нагрузка печи, $Q_{печи}$, МДж/цикл

$$Q_{печи} = G_{рег} \cdot c_г \cdot (t_2 - t_1),$$

где $c_г$ – средняя удельная теплоемкость газа при температурах $(t_2 - t_1)$, кДж/(кг · °С); t_1, t_2 – температуры газа при входе и выходе в печь

Рисунок 7 – Основные формулы технологического расчета

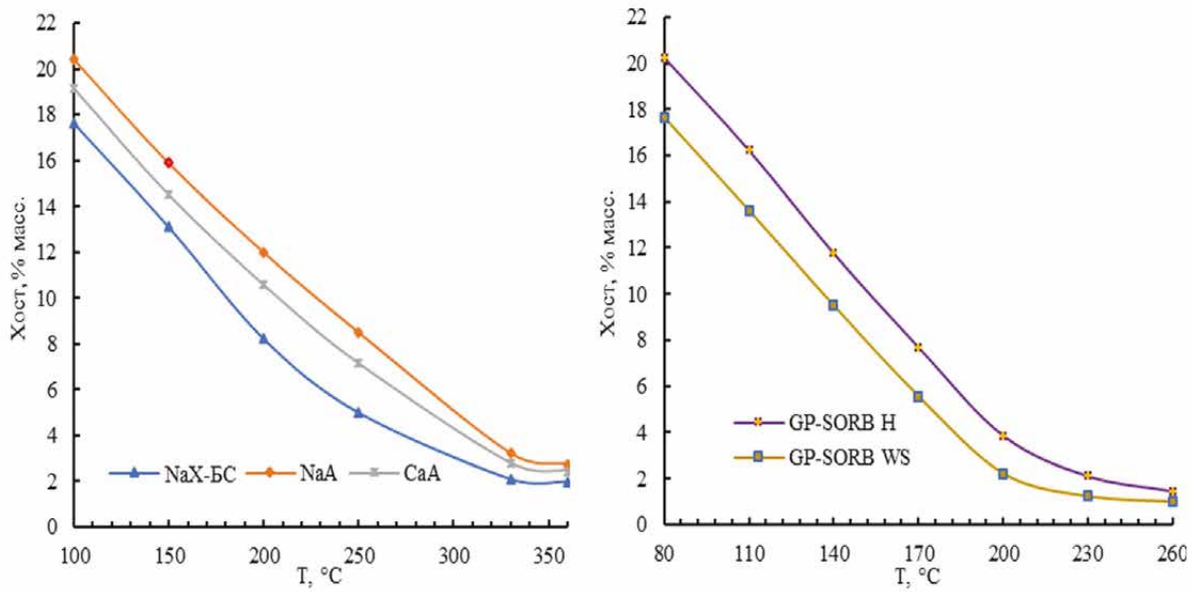


Рисунок 8 – Зависимость остаточного влагосодержания цеолитов (слева) и силикагелей (справа) от температуры регенерации продолжительностью 150 минут

Результаты исследований и обсуждение

По методике, описанной выше, были подобраны оптимальные условия регенерации адсорбентов. На **рисунке 8** показана зависимость остаточного влагосодержания цеолитов и силикагелей от их температуры регенерации (активации).

У всех адсорбентов с повышением температуры активации заметно снижается остаточное содержание влаги. Из представленных экспериментальных данных следует, что в процессе нагревания адсорбентов до 100 °C остаточное влагосодержание в зависимости от типа адсорбента составляет от 13,54 до 20,46 %. Последующее термическое воздействие на адсорбенты при 230 °C для силикагелей и до 330 °C для цеолитов позволяет достичь 91–96 % степени регенерации адсорбентов.

Известно, что не только температура, но и продолжительность оказывает влияние на степень регенерации адсорбентов. С этой целью были проведены экспериментальные исследования влияния продолжительности регенерации адсорбентов на их остаточную влажность, которые отражены на **рисунке 9**. Адсорбенты регенерировали при 230 °C (силикагели) и 330 °C (цеолиты). Первоначально сухие образцы продували в токе азота при указанных температурах

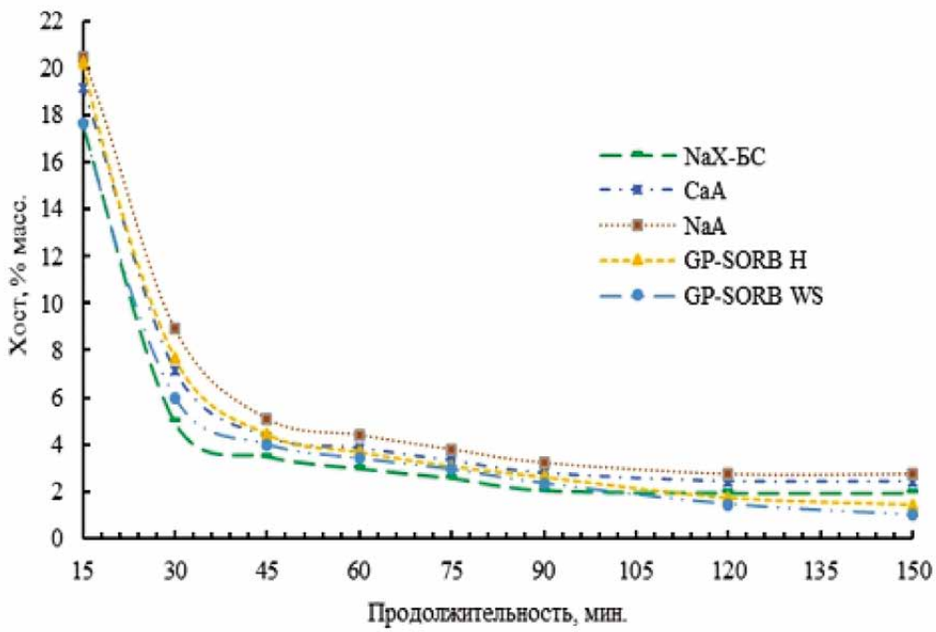


Рисунок 9 – Влияние продолжительности регенерации на содержание остаточной влаги в адсорбенте

в течение 15–50 минут, а затем производили насыщение влагой из воздуха в эксикаторе при 20 °С и атмосферном давлении до достижения равновесия.

Экспериментальные данные показывают, что в течение 90 минут проведения регенерации из адсорбентов удаляется от 86 до 91 % поглощенной влаги, а через 150 минут степень регенерации достигает 90–96 %. Дальнейшее увеличение продолжительности регенерации практически не влияет на эффективность удаления сорбированной влаги [7].

В результате проведенных исследований установлено, что для восстановления адсорбционной активности адсорбентов и последующего их использования в осушке газа регенерацию следует проводить продолжительностью не менее 150 минут при температуре 230 °С при применении силикагелей и 330 °С – цеолитных адсорбентов.

Также был выполнен технологический расчет трехадсорберной установки в соответствии с методикой, изложенной в [9], результаты которого представлены в виде диаграмм на **рисунке 10**. Внутренний диаметр промышленного адсорбера – 3,6 м. Анализируя полученные результаты, представленные на рисунке 10, можно отметить, что из всех исследуемых адсорбентов цеолит NaX-БС обладает наибольшей динамической активностью, а использование его в технологической схеме уменьшает затраты на осушку. От динамической активности адсорбента существенно зависят технологические показатели процесса осушки, его тепловые затраты, материалоемкость, нагрузки на оборудование и так далее.

Для сравнительного анализа технологии глубокой осушки газа в работе был произведен расчет технологической схемы с двумя адсорберами на цеолите типа NaX-БС, который показал высокую эффективность при использовании трехадсорберной схемы.

Результаты расчета при одинаковом количестве адсорбента, полученные по установкам с тремя и двумя аппаратами на цеолитах типа NaX-БС, представлены на **рисунке 11** на с. 61.

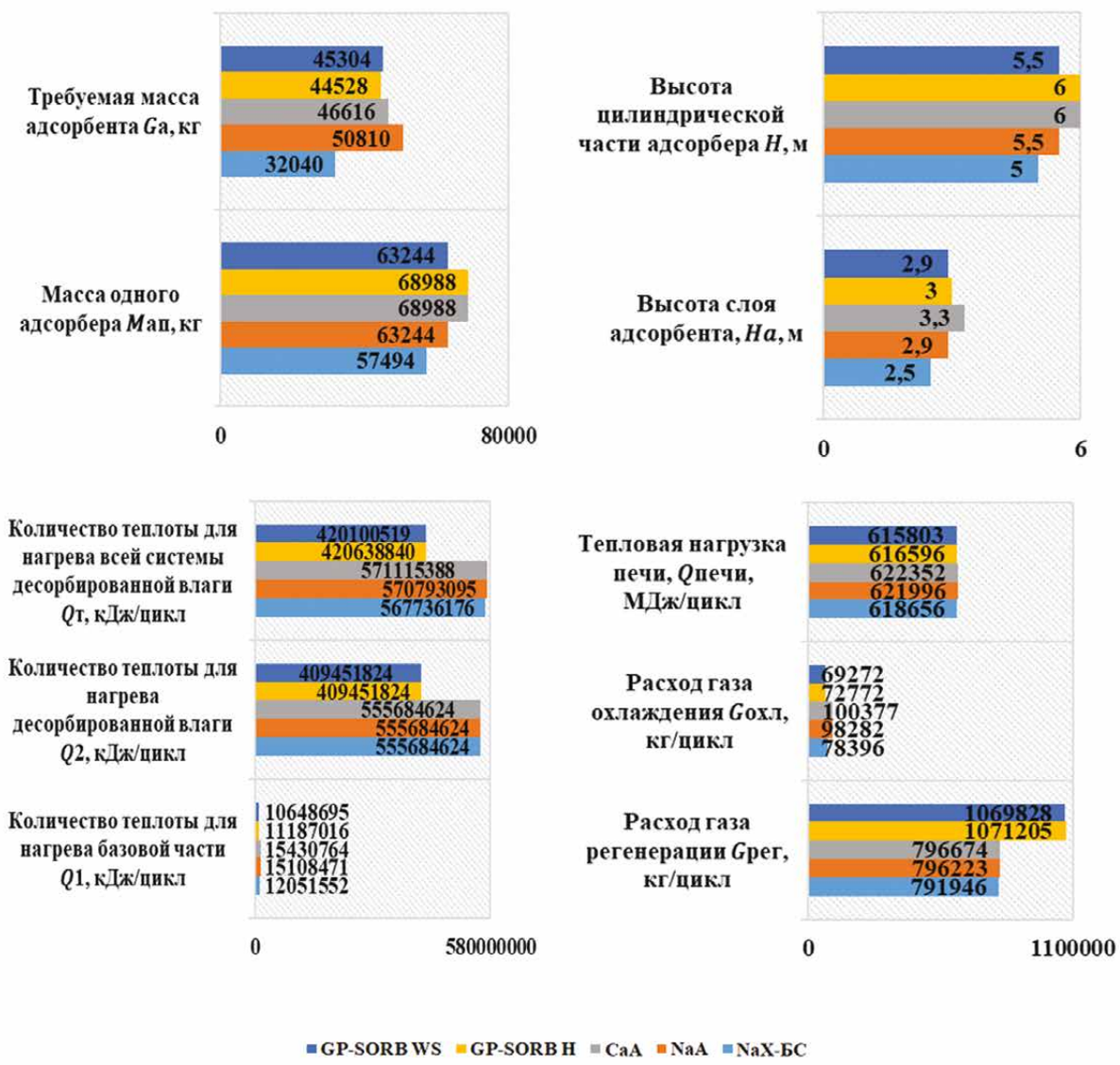


Рисунок 10 – Результаты расчета осушки газа на различных адсорбентах [8]

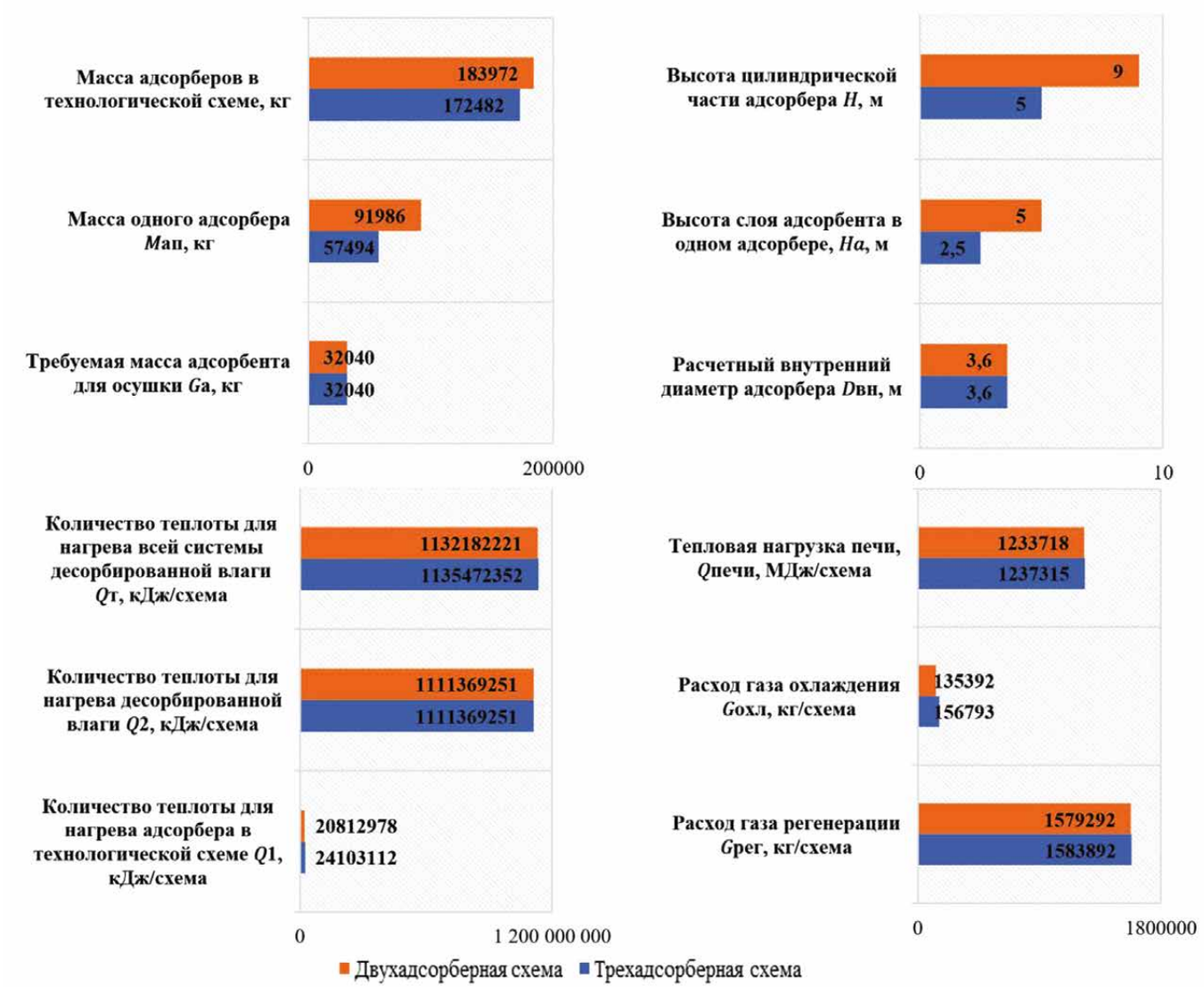


Рисунок 11 – Сравнительные результаты расчетов установок с двумя и тремя адсорберами

По данным, представленным на рисунке 11, можно отметить, что применение технологии адсорбционной осушки газа с двумя адсорберами позволяет в сравнении с тремя адсорберами снизить энергетические расходы, но при этом увеличивается металлоемкость.

Заключение

В качестве основных выводов настоящей статьи можно отметить следующие положения:

- установлено, что для восстановления адсорбционной способности адсорбентов регенерацию следует проводить при 230 °С для силикагелей и до 330 °С для цеолитов продолжительностью не менее 150 минут;
- установлено, что при заданных исходных технологических параметрах цеолит NaX-БС имеет наиболее высокую эффективность при использовании трехадсорберной схемы по сравнению с другими адсорбентами;
- показано, что при технологической схеме с двумя адсорберами меняются габариты основного оборудования адсорбционной колонны: масса как одного аппарата, так и в целом в технологической схеме становится больше, чем при сложении масс аппаратов при схеме с тремя адсорберами;
- двухадсорберная схема более компактная и относительно простая в обслуживании, требует меньшего количества технологических трубопроводов обвязки между колоннами и, соответственно, меньшего количества контрольно-измерительных приборов.

Следует отметить, что успешность проведения процесса адсорбционной осушки, его эффективность в большой степени зависит от технологической схемы процесса, технологического наполнения, применяемого оборудования, используемого адсорбента и т. д. Выбор той или иной технологии и техники адсорбционной переработки газа определяется главным образом объемами извлекаемого и поступающего на переработку газа, его компонентным составом и физико-химическими свойствами.

Список источников

1. Федорова Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. 159 с.
2. Широкова Г. С., Елистратов М. В. Технологические задачи комплексной очистки природного газа для получения СПГ // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Производство, транспортировка, хранение и использование сжиженного природного газа». 2011. С. 11–15.
3. Афанасьев А. И., Бекиров Т. М., Барсук С. Д. Технология переработки природного газа и конденсата: справочник. М.: Недра, 2002. 517 с.
4. ГОСТ Р 57431-2017 (ИСО 16903:2015). Газ природный сжиженный. Общие характеристики. М.: Стандартинформ, 2017. 12 с.
5. Mokhatab S., Mak J. Y., Valappil J. V., Wood D. A. Handbook of Liquefied Natural Gas. Oxford: Elsevier Inc., 2014. 624 p.
6. Аджиев А. Ю., Морева Н. П., Долинская Н. И. Отечественные цеолиты для глубокой осушки газа при производстве сжиженного природного газа // Нефтегазохимия. 2015. С. 34–38.
7. Гафарова Э. Б., Мельников В. Б., Макарова Н. П., Федорова Е. Б. Исследование регенерации цеолитсодержащих адсорбентов // Нефтепромысловое дело. 2021. № 7 (631). С. 46–48.
8. Гафарова Э. Б., Мельников В. Б. Сравнительный анализ основных показателей процесса адсорбционной осушки при производстве сжиженного природного газа // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2022. № 2 (150). С. 31–41.
9. Мельников В. Б., Федорова Е. Б., Макарова Н. П., Гафарова Э. Б. Технологический расчет адсорбционной осушки газа для производства СПГ: учебное пособие. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. 2017. 35 с.

References

1. Fedorova E. B. Modern state and development of the world industry of liquefied gas: technologies and equipment. M.: Russian State University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin, 2011. 159 p. (In Russ.).
2. Shirokova G. S., Elistratov M. V. Technological tasks of complex gas treatment for LNG production // Gas industry. Special issue “Production, transportation, storage and use of liquefied gas”. 2011. P. 11–15. (In Russ.).
3. Afanasiev A. I., Bekirov T. M., Barsuk S. D. Technology for processing gas and condensate compounds: a handbook. M.: Nedra, 2002. 517 p. (In Russ.).
4. GOST R 57431-2017 (ISO 16903:2015). The gas is liquefied. General characteristics. Moscow: Standartinform, 2017. 12 p. (In Russ.).
5. Mokhatab S., Mak J. Y., Valappil J. V., Wood D. A. Handbook of Liquefied Natural Gas. Oxford: Elsevier Inc., 2014. 624 p.
6. Adzhiev A. Yu., Moreva N. P., Dolinskaya N. I. Domestic zeolites for deep drying of gas in the production of liquefied natural gas // Neftegazokhimiya. 2015. P. 34–38. (In Russ.).
7. Gafarova E. B., Melnikov V. B., Makarova N. P., Fedorova E. B. Study of the study of zeolite-containing dosers // Oilfield business. 2021. No. 7 (631). P. 46–48. (In Russ.).
8. Gafarova E. B., Melnikov V. B. Comparative analysis of the main indicators of drying detection in the production of liquefied gas // Bulletin of the Kuzbass State Technical University. 2022. No. 2 (150). P. 31–41. (In Russ.).
9. Melnikov V. B., Fedorova E. B., Makarova N. P., Gafarova E. B. Technological calculation of the production of measuring gas dehydration for LNG: textbook. M.: Publishing Center of the National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 2017. 35 p. (In Russ.).

Информация об авторах:
Элиза Багаутдиновна Гафарова, старший преподаватель кафедры оборудования нефтегазопереработки
Вячеслав Борисович Мельников, доктор химических наук, профессор кафедры оборудования нефтегазопереработки
Елена Борисовна Федорова, доктор технических наук, заведующий кафедрой оборудования нефтегазопереработки
Наталья Петровна Макарова, кандидат химических наук, доцент кафедры оборудования нефтегазопереработки

Information about the authors:
Eliza B. Gafarova, senior lecturer, department of oil and gas processing equipment
Vyacheslav B. Melnikov, doctor of chemical sciences, professor of the department of oil and gas processing equipment
Elena B. Fedorova, doctor of technical sciences, head of the department of oil and gas processing equipment
Natalya P. Makarova, candidate of chemical sciences, associate professor of the department of oil and gas processing equipment

Статья поступила в редакцию 17.11.2022; одобрена после рецензирования 28.04.2023; принята к публикации 03.05.2023.
The article was submitted 17.11.2022; approved after reviewing 28.04.2023; accepted for publication 03.05.2023.

Организатор:

Югорские Контракты

Member of the Russian Union of Exhibitions and Fairs

Член Российского Союза выставок и ярмарок

Техническая поддержка:

EXPOTECH

vk.com/sngexpo

t.me/sngexpo

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2023

XXVIII INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL & GAS 2023

27-29 СЕНТЯБРЯ

г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2023 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьигаз #2023 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2023» принимаются до 13.09.2023 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальной сайте: **www.sngexpo.ru**

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 64–71

НАУЧНЫЙ ОБЗОР
УДК 662.7:338.45
EDN UNPBBT

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ XTL НА ОСНОВЕ СИНТЕЗА ФИШЕРА – ТРОПША: ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

Екатерина Юрьевна Асалиева[1], Лилия Вадимовна Синева[2], Владимир Зальманович Мордкович[3]
[1, 2, 3]Технологический институт сверхтвердых и новых углеродных материалов, Москва, Россия
[1]e.asalieva@tisnum.ru, https://orcid.org/0000-0001-7531-6518
[2]sinevalv@tisnum.ru, https://orcid.org/0000-0002-6282-1547
[3]mordkovich@tisnum.ru, https://orcid.org/0000-0002-9553-7657

Аннотация. Представлен обзор технологии получения синтетического жидкого топлива на основе синтеза Фишера – Тропша, особое внимание уделено особенностям развития в последние годы. Показано, что наибольший интерес вызывает разработка и внедрение заводов GTL малой мощности. Цель разработчиков – создание технологии, отличающейся простотой, компактностью, мобильностью и существенным снижением удельных капиталовложений и операционных затрат.

Ключевые слова: технология GTL, синтез Фишера – Тропша, синтетическое топливо

Благодарности: авторы выражают благодарность компании «ИНФРА Технологии» за всестороннюю поддержку и помощь.

Для цитирования: Асалиева Е. Ю., Синева Л. В., Мордкович В. З. Современное состояние технологии XTL на основе синтеза Фишера – Тропша: основные направления развития // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 64–71. EDN UNPBBT.

© Асалиева Е. Ю., Синева Л. В., Мордкович В. З., 2023

© Asalieva E. Yu., Sineva L. V., Mordkovich V. Z., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):64-71

Scientific review
UDC 662.7:338.45
EDN UNPBBT

STATE OF THE ART OF FISCHER – TROPSCH SYNTHESIS BASED XTL TECHNOLOGY: TRENDS IN DEVELOPMENT

Ekaterina Yu. Asalieva[1], Lilia V. Sineva[2], Vladimir Z. Mordkovich[3]
[1, 2, 3]Technological institute for superhard and novel carbon materials, Moscow, Russia
[1]e.asalieva@tisnum.ru, https://orcid.org/0000-0001-7531-6518
[2]sinevalv@tisnum.ru, https://orcid.org/0000-0002-6282-1547
[3]mordkovich@tisnum.ru, https://orcid.org/0000-0002-9553-7657

Abstract. A review of the technology of synthetic liquid fuels based on the Fischer – Tropsch synthesis production is presented, with special attention paid to the features of development in recent years. It is shown that the development and implementation of small scale GTL plants is of the greatest interest. The goal of the developers is to create a technology that is characterized by simplicity, compactness, mobility and a significant reduction in specific capital investments and operating costs.

Keywords: GTL technology, Fischer – Tropsch synthesis, synthetic fuel

Acknowledgments: the authors would like to thank INFRA Technologies for their comprehensive support and assistance.

For citation: Asalieva E. Yu., Sineva L. V., Mordkovich V. Z. State of the art of Fischer – Tropsch synthesis based XTL technology: trends in development. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):64-71. (In Russ.). EDN UNPBBT.

Введение

Технология GTL (gas-to-liquid) является одним из способов реализации семейства технологий XTL (x-to-liquid), которые позволяют переработать различные виды ненефтяного сырья в синтетические углеводороды высокого качества. Этот способ позволяет производить особо чистые фракции углеводородов, такие как бензин, дизель, масла, а также другие ценные вещества [1]. В случае технологии GTL источником сырья является газ: например, попутный нефтедобычи, природный, сланцевый и т. д.; CTL (coal-to-liquids): уголь и прочие твердые горючие ископаемые; BTL (biomass-to-liquid) – биомасса: например, древесина, энергетические растения и биоотходы. Исследования показали, что для технологии GTL углеродная эффективность составляет 52–68 % по сравнению с 43 % в случае технологии BTL и 28–34 % для CTL [1, 2].

В последние 10 лет набирает популярность идея использования альтернативных источников энергии – солнца, ветра, морских волн и т. д., – которая получила название PTL (power-to-liquid) [3–9]. Технология основывается на получении «зеленого» водорода и улавливании CO_2 с последующим получением жидких углеводородов через стадию синтеза Фишера – Тропша. Конечно же, бессмысленно оценивать экономическую эффективность такой технологии, однако исследования вызывают бурный интерес и активно финансируются государственными программами и инвесторами в связи с популярностью экологических направлений. Особо экзотическим частным случаем является технология sun-to-liquid, предполагающая использовать радиационную энергию солнца [10, 11] для дальнейшего получения синтетических жидких углеводородов.

В настоящее время ископаемые виды топлива по-прежнему являются главным источником энергии, на долю которого приходится более 80 % энергии, потребляемой во всем мире [12]. Согласно данным [13], в 2019 году основная доля энергетических ресурсов РФ производилась нефтегазовой отраслью и составляла 78 %, из которых 37 % обеспечивались нефтью, а 41 % – природным газом. Одна из основных мировых энергетических проблем в наше время заключается в том, как удовлетворить глобальный рост спроса на энергию, при этом минимизируя негативное воздействие на окружающую среду и в то же время способствуя экономическому росту [14, 15]. Решением проблемы может стать более грамотное использование природного газа, попутного газа нефтедобычи и сланцевого газа. В настоящее время излишки природного газа, попутный газ и отходящие газы нефтепереработки зачастую утилизируются путем сжигания на факелах и загрязняют окружающую среду, хотя могут быть использованы в качестве химического сырья для производства ценных продуктов.

Общие сведения о технологии XTL

Технология XTL в традиционном исполнении включает в себя три стадии: первая стадия – конверсия углеродсодержащего сырья в смесь водорода и монооксида углерода (получение синтез-газа); вторая стадия – получение широкой фракции синтетических углеводородов (синтез Фишера – Тропша); третья стадия – гидрооблагораживание (гидрокрекинг и/или гидроизомеризация) продуктов, полученных на второй стадии.

Для получения синтез-газа углеродсодержащее сырье преобразуют в водород и монооксид углерода путем частичного окисления, парового риформинга или комбинации этих процессов. Ключевым критерием при выборе технологического решения первой стадии является состав исходного сырья и требуемое для проведения синтеза Фишера – Тропша соотношение водорода и монооксида углерода. На данный момент эта стадия является наиболее затратной из всех, поскольку на ее долю приходится до 60 % капитальных и эксплуатационных вложений.

Технологическое решение второй стадии зависит от характера получаемого продукта. Синтезом Фишера – Тропша можно получить только смесь углеводородов, состав которой определяется природой катализатора и условиями проведения процесса. В настоящее время в промышленности реализованы технологии получения восков. В случае прямого синтеза жидких углеводородов (так называемой синтетической нефти) из технологической цепочки процесса может быть исключена третья стадия.

Технологические решения третьей стадии широко известны, реализованы и легкодоступны на рынке. Ее доля в стоимости технологии составляет не более 20 % и по сути является правильно подобранным компонентом. В общих чертах стадия представляет собой дополнительную переработку восков с целью получения жидких углеводородов бензиновой, керосиновой и дизельной фракций и основы для получения масел.

Подробные сведения о химических основах технологии в целом, аппаратном оформлении, а также о технологических решениях стадий в частности приведены в историческом обзоре [16].

Основные этапы развития технологии

К первому поколению технологии относится производство немецкого эрзац-топлива из угля во время Второй мировой войны, которое удовлетворяло значительную часть потребностей Германии и Японии в военное время [17]. Так, в 1938 году работало четыре промышленных завода, помимо топлива производящих еще около 70 побочных продуктов, а к 1944 году количество заводов возросло до девяти. В результате бомбардировок большая часть заводов была разрушена, а по окончании военного времени технология утратила актуальность и стала неконкурентоспособной в связи с доступностью природной нефти. Некоторое время центр развития технологии находился в США: в 1951 году в Техасе компанией Cathage Hydrocol Co была пущена установка Hydrocol, однако в 1957 году проект был закрыт по экономическим причинам. В России в городе Новочеркасске в 1954 году на вывезенном из Германии после войны оборудовании была пущена установка синтеза Фишера – Тропша производительностью примерно 20 000 тонн в год. Сырьем вначале был уголь, а затем и природный газ. Установка снабжала областные автохозяйства дизельным топливом, однако позднее стала экономически невыгодна. Ее эксплуатация была прекращена в 1994 году [18].

Второе поколение технологии берет начало в Южно-Африканской Республике в 1950-е годы в связи с необходимостью освоить собственные месторождения угля в условиях изолированности от нефтяных ресурсов из-за санкций. Так появилась компания Sasol (южноафриканские нефтяные продукты), которая и по сей день является одним из мировых лидеров технологии GTL. Установка мощностью 180 000 тонн в год была пущена в 1955 году, процесс получил название Synthol. В 1995–1999 годах завод был модернизирован для увеличения производительности и теперь известен как Sasol Advanced Synthol (SAS) [19]. Однако синтетическая нефть, производимая по такой технологии, все еще не может напрямую конкурировать с нефтяными топливами.

Третье поколение технологии появилось в связи с мировым нефтяным кризисом 1973 года, когда арабские страны образовали OPEC и отказались продавать нефть на Запад. Развитием технологии занялись крупнейшие нефтяные компании: Exxon, Mobil, Conoco, Chevron, British Petroleum, Total, Statoil, Shell. Достаточно много времени потребовалось на разработку новых технологических решений, кризис к тому времени уже закончился, и первые заводы были построены лишь в 1990-х годах. Так, в 1993 году в Mossel Bay (ЮАР) был пущен завод PetroSA, основанный на технологии Sasol. Компания Shell в 1993 году построила завод в Малайзии мощностью до 500 000 тонн в год, процесс получил название «Синтез средних дистиллятов» [20, 21]. В 2010-х годах компания Sasol пустила два крупнейших завода в Катаре – Oryx и Pearl [22, 23], которые продолжают успешное функционирование. В 2014 году Sasol

совместно с Chevron был введен в эксплуатацию в Нигерии крупнейший завод Escravos GTL, который, однако, так и не вышел на полную проектную мощность [24]. Заметный вклад в развитие технологий третьего поколения внесли компании Syntroleum, Rentech, Jogmec. В России Институт органической химии РАН в 2008 году запустил в производство катализатор синтеза Фишера – Тропша для получения восков, который был передан в «Газпром ВНИИГАЗ» для испытаний в опытной установке производства компании «ИНФРА Технологии». Также разработки проводились компаниями «Роснефть» и «РНТ». Более подробную информацию об игроках технологии GTL третьего поколения также можно получить из исторического обзора [16].

С каждым новым поколением технологии удельные капитальные затраты снижались, производительность по синтетическому топливу увеличивалась, количество побочных продуктов становилось все меньше. Технологии третьего поколения по-прежнему находятся на грани экономической эффективности, и строительство заводов производительностью менее 300 000 тонн в год считают экономически неоправданным. Авторы [14] приводят расчет экономической целесообразности строительства завода GTL в Техасе, аналогичного Pearl или Oryx. Показано, что технология Pearl будет прибыльной при цене на нефть не ниже 58 долларов за баррель, однако окупится примерно через 15 лет. Технология Oryx становится рентабельной при цене на нефть не ниже 32 долларов за баррель, а при стоимости 55–60 долларов окупится через три с половиной года.

В 2022 году компанией Uzbekistan GTL пущен завод в Кашкадарье мощностью 3,6 млрд м^3 в год природного газа [25]. Компания Sasol является единым лицензиаром проекта, поставщик технологии производства синтез-газа – Haldor Topsoe [26]. Компания Chevron Corporation является лицензиаром процесса изокрекинга для выделения нафты методом каталитического расщепления. Стоимость проекта – 3,42 млрд долларов США.

В 2023 году научно-исследовательское подразделение компании «Роснефть» ООО «РН-ЦИР» заявило об изготовлении реактора синтеза Фишера – Тропша для строящейся в Ямало-Ненецком автономном округе установки GTL мощностью 300 тонн синтетических жидких углеводородов в год [27]. Установка оснащена одним реактором диаметром до 700 мм, высотой основной (цилиндрической) части до 1700 мм и рабочим давлением до 5,1 МПа, при этом реактор снабжен электронагревом, что необычно для промышленных установок по этой технологии. Надо отметить, что такие характеристики реактора относят его к категории низкопроизводительных реакторов третьего поколения.

Более широкое внедрение технологии не представляется возможным без совершенствования всех технологических стадий процесса.

Будущее технологии – установки mini-GTL

Четвертое поколение технологии – mini-GTL – это легкомонтируемая мобильная автономная установка, которая может быть персонализирована в зависимости от исходного сырья и требований к получаемому продукту. Такая установка позволит получать дополнительную прибыль за счет производства топливных продуктов премиального качества, а также решать экологические и законодательные проблемы, связанные со сжиганием углеродсодержащих газов на факелах [28]. Поскольку синтез Фишера – Тропша является сильно экзотермическим, технология может обеспечивать себя паром и электричеством, используя избыточное тепло. Также предполагается сокращение технологической цепочки: например, за счет получения монопродукта на стадии синтеза Фишера – Тропша.

Проводятся многочисленные работы по расчетам и моделированию таких установок. В частности, уделяется внимание первой стадии технологии получения синтез-газа для снижения капитальных затрат за счет увеличения производительности риформера [29, 30]. Предлагаются как новые конструкции увеличенной компактности/эффективности, так и новые решения на основе мембранных технологий.

В настоящее время все больше внимания исследователи и разработчики уделяют идее создания маломощных заводов GTL [28, 29, 31, 32]. Так, в Соединенных Штатах активная разработка месторождений сланцевого газа вызвала снижение цен на природный газ, что привело к экономической нецелесообразности его транспортировки с месторождений, удаленных от основной транспортной инфраструктуры, в частности в Северной Дакоте [31]. Природный газ добывается там в избытке, и актуальной является задача определения практичного, экономически целесообразного и эффективного способа его сбыта. Авторы провели экономические расчеты и моделирование и показали, что оптимальная мощность завода в этой местности составляет 500–1000 баррелей в день.

В работе [32] проведено технико-экономическое обоснование малотоннажной технологии GTL для сокращения выбросов факельного газа на нефтеперерабатывающем заводе. По результатам моделирования мощность установки GTL – 686 баррелей в сутки, основные продукты – дизельное топливо и пропан. Согласно полученным результатам, mini-GTL является экономически целесообразным в условиях отсутствия снижения цены на нефть в ближайшие годы.

Другим актуальным направлением является тщательное изучение свойств GTL-топлив [33–43]. В работе [34] исследовали характеристики самовоспламенения авиационного топлива, полученного по технологии GTL компаниями Shell и Syntroleum. Авторы показали, что в исследованном диапазоне условий GTL-топливо не уступает традиционному (Jet-A), а полученные данные о времени задержки воспламенения позволят проверить и уточнить существующие кинетические механизмы. Авторы [35] экспериментально сравнивали производительность и выбросы дизельного двигателя, работающего на GTL-топливе, традиционном дизельном топливе или смеси GTL и традиционного дизельного топлива. Показано, что несмотря на то, что использование GTL-топлива и смеси незначительно уменьшало максимальную мощность двигателя, выбросы CO, NO_x и SO_2

снижались в существенной мере. Полученные данные подтверждаются и другими группами исследователей [36, 39, 40]. В работе [41] изучали влияние химического состава и цетанового числа дизельного GTL-топлива на производительность дизельного двигателя. Показано, что топливо с низким цетановым числом перспективно для достижения более высокой тепловой эффективности и снижения выбросов выхлопных газов. В работе [42] показана возможность получения как летнего, так и зимнего дизельного GTL-топлива и адаптивность технологии для применения в различных географических областях.

В обзоре [43] приведено подробнейшее исследование токсикологических свойств самых разнообразных продуктов GTL. С нормативной точки зрения продукты GTL представляют собой новые вещества, требующие тщательного тестирования для оценки их опасных свойств. Полученные данные в целом убедительно доказывают, что продукты GTL оказывают минимальное воздействие на здоровье человека и их возможный вред не превышает вред, оцененный для нефтяных аналогов [38]. Авторы [37] проводят оценку биоразлагаемости GTL-топлив и показывают, что изученные продукты GTL легко поддаются биологическому разложению и их накопление в окружающей среде является маловероятным.

Тем временем некоторые разработчики уже проводят испытания своих технологических решений на опытных установках.

Представителем четвертого поколения технологии в России является компания «ИНФРА Технологии», которая разработала и запатентовала высокопроизводительные селективные катализаторы синтеза Фишера – Тропша на основе кобальта [44–46], позволяющие получать синтетическую нефть в одну стадию, не требуя третьей стадии – гидрооблагораживания [47]. В 2014 году компания построила и ввела в эксплуатацию опытную установку GTL M2, которая представляет собой мини-завод полного цикла по получению синтетической нефти из углеродсодержащих газов. M2 включает блоки очистки газа от серы, пароуглекислотного риформинга, кондиционирования синтез-газа, компримирования и синтеза Фишера – Тропша под управлением единой автоматизированной системы [48]. К настоящему времени установка прошла более 10 успешных пробегов до 4000 часов каждый. Компания «ИНФРА» спроектировала и построила модульный транспортабельный завод GTL M100 в Техасе, США, который в 2019 году был выкуплен Greenway Technologies. По состоянию на 2021 год технология находится в стадии патентования [49]. Сейчас специалисты «ИНФРА Технологии» разрабатывают проект по созданию газоперерабатывающего завода M450 конверсии 45 млн м^3 природного газа в товарное моторное топливо для АО «Ненецкая Нефтяная Компания» [50].

Институт нефтехимического синтеза имени А. В. Топчиева РАН (ИНХС РАН) совместно с материаловедами НИТУ «МИСиС» заявляет о создании отечественного катализатора для производства экологически чистого моторного топлива с пониженным содержанием сернистых и азотистых соединений, соответствующего стандарту качества ЕВРО-5 [51]. Был впервые проведен ряд исследований по размерному эффекту каталитической активности наночастиц Fe-Co и найден оптимальный размер частиц, обеспечивающий наибольшую удельную активность, равную 126 мкмоль CO / (г Fe-Co•с) [52].

В настоящее время на Новочеркасском заводе синтетических продуктов (НЗСП) группой ученых из Южно-Российского государственного политехнического университета имени М. И. Платова (НПИ) активно ведется работа по созданию современных катализаторов синтеза Фишера – Тропша для селективного производства церезинов (углеводородов C_{35+}), в том числе поиску новых технологических решений (в частности, использования повышенных давлений) для увеличения производительности процесса [53]. Группа считает, что создание современного производства синтетических углеводородов в России на основе опыта НЗСП и разработанных новых технологий позволит ликвидировать импорт ценных синтетических углеводородов, таких как церезин, парафин, сырье для изо-парафиновых масел, альфа-олефины, высокочистые растворители, индивидуальные углеводороды и пр. [54].

Еще одним решением для оптимизации технологии GTL является использование микроканальных реакторов синтеза Фишера – Тропша [55]. Одним из представителей технологии является компания Velocys, которая в 2017 году пустила компактный завод GTL в Оклахоме совместно с Envia Energy [56], тогда же сообщалось о получении продуктов синтеза Фишера – Тропша, которые представляли собой воски, дизель и бензин. Однако уже в 2018 году завод был остановлен из-за финансовых трудностей, связанных с утечкой в системе охлаждения [57]. Завод функционировал два года, и за это время более 10 000 баррелей продукта было продано покупателям. Сейчас сообщается о разработке двух проектов: Bayou Fuels, Миссисипи, Altalto Immingham, Великобритания, а также о планируемой площадке в Колумбусе, Огайо [58, 59].

Компания NiQuan Energy в 2021 году завершила строительство завода GTL мощностью 2400 баррелей в день в Пуэнт-а-Пьер, Тринидад [60]. В качестве стадии производства синтетических углеводородов используется низкотемпературный синтез Фишера – Тропша в реакторе с неподвижным слоем катализатора. Технология синтеза была предоставлена Emerging Fuels Technology. В 2022 году было заявлено о полной готовности к коммерческой деятельности, однако с тех пор информация так и не была обновлена [61].

Заключение

Современная нефтегазовая отрасль постоянно сталкивается с экологическими ужесточениями, запретами и ограничениями. В таких условиях, помимо экономической рентабельности, становятся актуальными и другие параметры, среди которых расположение месторождения, доступность транспортной инфраструктуры, использование «зеленых» техноло-

гий. Кроме того, регулирующие органы устанавливают все новые ограничения на максимальное содержание загрязняющих веществ, образующихся в результате сгорания топлива, таких как сажа, сера, оксиды углерода и азота. Для того чтобы обеспечить соответствие традиционных топлив этим требованиям, необходимо все больше финансовых вложений и усложнение существующих технологий. Решением проблемы может стать широкое внедрение технологии GTL, особенно привлекательным является ее исполнение в малотоннажном, мобильном и адаптируемом под спрос конечного потребителя варианте. Развитие технологии четвертого поколения не представляется возможным без разработки и внедрения новых технологических решений для каждой из стадий. Получаемые синтетические топлива проходят тщательную экспертизу на безопасность и соответствие требуемым высоким стандартам.

Список источников

1. Alsudani F. T., Saeed A. N., Ali N. S., Majdi H. S., Salih H. G., Albayati T. M., Saady N. M. C., Shakor Z. M. Fisher – Tropsch Synthesis for Conversion of Methane into Liquid Hydrocarbons through Gas-to-Liquids (GTL) Process: A Review // Methane. 2023. Vol. 2. P. 24–43. https://doi.org/10.3390/ methane2010002.
2. Ермолаев И. С. Повышение эффективности процесса получения синтетических жидких углеводородов из природного газа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук 05.17.07. М., 2019. 199 с.
3. Herz G., Gallwitz M., Näke R., Megel S., Jahn M., Reichelt E. Lab-Scale Demonstration of By-Product Utilization in an Integrated Power-to-Liquid Process Applying Co-Electrolysis // Energy Technol. 2023, 2201057. https://doi.org/10.1002/ente.202201057.
4. Kuznetsov G., Antonov D., Piskunov M., Yanovskyi L., Vysokomornaya O. Alternative Liquid Fuels for Power Plants and Engines for Aviation, Marine, and Land Applications // Energies 2022, 15, 9565. https://doi.org/10.3390/en15249565.
5. Power-to-Liquid (PtL) for Aviation. URL: https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Project.aspx?ProjectID=46.
6. Power-to-Liquids. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies-and-electrical-energy-storage/thermochemical-processes/power-to-liquids.html.
7. Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierrefrei.pdf.
8. Power-to-Liquids, explained. URL: https://www.airbus.com/en/newsroom/news/2021-07-power-to-liquids-explained#:~:text=What%20is%20Power%2Dto%2DLiquid,electrolysers%20to%20produce%20green%20hydrogen.
9. Power-to-Liquids Roadmap: Fuelling the Aviation Energy Transition in the United Arab Emirates. URL: https://www3.weforum.org/docs/WEF_UAE_Power_to_Liquid_Roadmap_2022.pdf.
10. SUNlight-to-liquid: Integrated solar-thermochemical synthesis of liquid hydrocarbon fuels. URL: https://wayback.archive-it.org/12090/20190615075815/https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/alternative-fuels/sun-to-liquid.
11. Sun to Liquid. Fuels from concentrated sunlight. URL: https://www.sun-to-liquid.eu/.
12. International Energy Outlook 2017. U.S. Energy Information Administration. URL: www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf.
13. Статистический ежегодник мировой энергетики. URL: https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-energy-production.html.
14. Panteloglou A. A., Ziaka Z. D., Vasileiadis S. P. An Alternative to Flare Gas Processing: A Feasibility Study of Natural Gas to Liquid Processes // Journal of Materials Science and Engineering A. 2021. Vol. 11, no. 1–3. P. 11–25. https://doi.org/10.17265/2161-6213/2021.1-3.002.
15. Djakovic D. Gas to Liquids – An Ideal Gas Monetization Option – Sasol. Presented at 20th World Petroleum Congress. 2011.
16. Мордкович В. З., Синева Л. В., Кульчаковская Е. В., Асалиева Е. Ю. Четыре поколения технологии получения синтетического жидкого топлива на основе синтеза Фишера – Тропша. Исторический обзор // Катализ в промышленности. 2015. Т. 15, № 5. С. 23–45. https://doi.org/10.18412/1816-0387-2015-5-23-45.
17. Хаджиев С. Н., Вытнова Л. А. Первые промышленные процессы Фишера – Тропша в Германии // Нефтехимия. 2008. Т. 48, № 2. С. 133–148.
18. Елисеев О. Л. Технологии «газ в жидкость» // Российский химический журнал (Журнал Российского химического общества им. Д. И. Менделеева). 2008. Т. LII, № 6. С. 53–62.
19. Gibson P. Coal to liquids at Sasol // Proceedings of the Kentucky Energy Security Summit CAER's 30th Anniversary. October 11, 2007. Kentucky, USA.
20. Веб-сайт компании Shell. URL: http://www.shell.com.
21. The Oil Drum. Inside Shell's Bintulu Gas-to-Liquids Plant. URL: http://www.theoildrum.com/node/7118.
22. Vogel A., Nel H., Stadler K., Jordi R., Breman B. // Proceedings of the 10th Natural Gas Conversion Symposium (NGCS 10), March 2–7, 2013. Doha, Qatar. Abstract 814.
23. Oil and Gas Journal "Gastech: Pearl GTL receives first gas" 03/23/2011.
24. Escravos Gas-to-Liquids Project, Niger Delta. URL: https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/escravos/.
25. На заводе Uzbekistan GTL началось производство синтетической нефти. URL: https://neftegaz.ru/news/Gazohimija/741314-na-zavode-uzbekistan-gtl-nachalos-proizvodstvo-sinteticheskoy-nefti/.
26. Веб-сайт компании UNG Uzbekistan GTL. URL: https://www.uzgtl.com/licensors.
27. URL: https://api.tektorg.ru/open-api/documents/procedure/12258486.
28. Ajagbe O., Moghanloo R. G. Small-Scale GTL, A Sustainable Alternative for Production of Transport Fuels in The U.S. // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September 2018. Paper Number: SPE-191549-MS. https://doi.org/10.2118/191549-MS.
29. Cao C., Zhang N., Dang D., Cheng Y. Numerical evaluation of a microchannel methane reformer used for miniaturized GTL: Operating characteristics and greenhouse gases emission // Fuel Processing Technology. 2017. Vol. 167. P. 78–91. http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.06.019.
30. Ekwueme S., Izuwa C., Odo J., Obibuike U., Ohia N., Nwogu N. Developments in Gas-to-Liquids Technology Plant Optimisation for Efficient Utilisation of Flared Natural Gas in the Niger Delta // Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, August 2020. Paper Number: SPE-203668-MS. https://doi.org/10.2118/203668-MS.
31. Feder J. Feasibility of Using Small-Scale GTL Plants To Mitigate Flaring in North Dakota Evaluated // J. Pet. Technol. 2019. Vol. 71, no. 11. P. 74–75. https://doi.org/10.2118/1119-0074-JPT.
32. Kabeh K. Z., Teimouri A., Changizian S., Ahmadi P. Techno-economic assessment of small-scale gas to liquid technology to reduce waste flare gas in a refinery plant // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2023. Vol. 55. P. 102955. https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102955.
33. Abdul-Manan A. F. N., Bakor R. Y., Zubail A. H. Analyzing the effects of Gas-to-Liquid (GTL) diesel blending on the efficiency and emissions of petroleum refineries and transport fuels in the U.S. and Europe // Transportation Research Part D. 2018. Vol. 59. P. 259–267. https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.01.010.
34. Alturaifi S. A., Atherley T., Mathieu O., Guo B., Petersen E. L. Autoignition study of "gas-to-liquid" Fischer – Tropsch jet fuels. In Coal, Biomass, Hydrogen, and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration; Organic Rankine Cycle Power Systems // Proceedings of the ASME Turbo Expo. Vol. 3. American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2019. https://doi.org/10.1115/GT2019-90270.
35. Bassiony M. A., Ibrahim A., El-Kassaby M. M. An experimental study on the effect of using gas-to-liquid (GTL) fuel on diesel engine performance and emissions // Alexandria Eng. J. 2016. Vol. 55, no. 3. P. 2115–2124. http://dx.doi.org/10.1016/j.aej.2016.06.026.
36. Parravicini M., Barro C., Boulouchos K. Experimental characterization of GTL, HVO, and OME based alternative fuels for diesel engines // Fuel. 2021. Vol. 292. P. 120177. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120177.

37. Brown D. M., Lyon D., Saunders D. M. V., Hughes C. B., Wheeler J. R., Shen H., Whale G. Biodegradability assessment of complex, hydrophobic substances: Insights from gas-to-liquid (GTL) fuel and solvent testing // Science of The Total Environment. 2020. Vol. 727. P. 138528. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.138528.
38. Carrillo J. C., Shen H., Momin F., Kral O., Schnieder H., Kühn S. GTL synthetic paraffin oil shows low liver and tissue retention compared to mineral oil // Food and Chemical Toxicology. 2022. Vol. 159. P. 112701. https://doi.org/10.1016/j.fct.2021.112701.
39. Choi K., Park S., Roh H. G., Lee C. S. Combustion and Emission Reduction Characteristics of GTL-Biodiesel Fuel in a Single-Cylinder Diesel Engine // Energies. 2019. Vol. 12. P. 2201. https://doi.org/10.3390/en12112201.
40. Elbashir N., Ahmed W. J., Alrachid A., Mohammed N., Elwahsh M. Role of Biodiesel in the Enhancement of GTL Diesel Fuel Properties // Qatar Foundation Annual Research Conference Proceedings 2016: EESP2727. http://dx.doi.org/10.5339/qfarc.2016.EESP2727.
41. Yuan H., Tsukuda T., Yang Y., Shibata G., Kobashi Y., Ogawa H. Effects of Chemical Compositions and Cetane Number of Fischer – Tropsch Fuels on Diesel Engine Performance // Energies. 2022. Vol. 15. P. 4047. https://doi.org/10.3390/en15114047.
42. Wilken C., de Goede S., Viljoen C. A. Comparison of the Properties and Cold Flow Performance of “Summer” and “Winter” GTL Diesel // SAE Int. J. Fuels Lubr. 2016. Vol. 9, no. 2. https://doi.org/10.4271/2016-01-9074.
43. Boogaard P. J., Carrillo J.-C., Roberts L. G., Whale G. F. Toxicological and ecotoxicological properties of gas-to-liquid (GTL) products. 1. Mammalian toxicology // Critical Reviews in Toxicology. 2017. Vol. 47, no. 2. P. 121–144. https://doi.org/10.1080/10408444.2016.1214676.
44. Пат. 2405625 РФ. Катализатор для синтеза углеводородов из CO и H2 и способ его получения / Мордкович В. З., Синева Л. В., Соломоник И. Г., Ермолаев В. С., Митберг Э. Б. 2010.
45. Пат. 2414300 РФ. Носитель для катализатора экзотермических процессов и катализатор на его основе / Мордкович В. З., Синева Л. В., Соломоник И. Г., Ермолаев В. С., Митберг Э. Б. 2011.
46. Пат. 2422202 РФ. Катализатор синтеза Фишера – Тропша и способ получения углеводородов на этом катализаторе / Соломоник И. Г., Мордкович В. З., Ермолаев В. С., Синева Л. В., Митберг Э. Б. 2011.
47. Синева Л. В., Асалиева Е. Ю., Мордкович В. З. Роль цеолита в синтезе Фишера – Тропша на кобальт-цеолитных катализаторах // Успехи химии. 2015. Т. 84, № 11. С. 1176–1189. https://doi.org/10.1070/RCR4464.
48. URL: https://ru.infratechnology.ru/projects/m2-russia/https://www.uzgtl.com/licensors.
49. URL: https://gwtechinc.com/news/https://www.uzgtl.com/licensors.
50. URL: https://ru.infratechnology.ru/projects/m450-russia/https://www.uzgtl.com/licensors.
51. Создан отечественный катализатор для производства синтетического топлива. URL: https://misis.ru/science/achievements/2022-07/8054/https://www.uzgtl.com/licensors.
52. Vasilev A. A., Ivantsov M. I., Dzidziguri E. L., Efimov M. N., Muratov D. G., Kulikova M. V., Zhilyaeva N. A., Karpacheva G. P. Size effect of the carbon-supported bimetallic Fe-Co nanoparticles on the catalytic activity in the Fischer-Tropsch synthesis // Fuel. 2022. Vol. 310. P. 122455. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122455.
53. Savost’yanov A. P., Eliseev O. L., Yakovenko R. E., Narochniy G. B., Maslakov K. I., Zubkov I., Soromotin V. N., Kozakov A. T., Nicolskii A. V., Mitchenko S. A. Deactivation of Co-Al2O3/SiO2 Fischer – Trospch Synthesis Catalyst in Industrially Relevant Conditions // Catalysis Letters. 2020. Vol. 150, no. 7. P. 1932–1941. https://doi.org/10.1007/s10562-020-03097-z.
54. Савостьянов А. П., Яковенко Р. Е. Опыт создания и эксплуатации технологии GTL в России // Катализ в промышленности. 2023. Т. 23, № 1. С. 57–66. https://doi.org/10.18412/1816-0387-2023-1-57-66.
55. Pfeifer P., Piermartini P., Patyk A., Seimetz J. // Proceedings of the 10th Natural Gas Conversion Symposium (NGCS 10), March 2–7, 2013. Doha, Qatar. Abstract 757.
56. URL: https://biomassmagazine.com/articles/14182/velocys-enviaundefineds-gtl-plant-producing-fischer-tropsch-product.
57. URL: https://www.greencarcongress.com/2018/09/20180913-envia.html.
58. URL: https://biofuelscentral.com/velocys-15-year-ohio-facility-lease-northern-ohio-site/.
59. URL: https://velocys.com/projects/.
60. URL: https://www.niquanenergy.com/news/prime-minister-rowley-opens-niquan-gtl-plant.
61. URL: https://theenergyyear.com/articles/niquan-energy-trinidad-launches-on-spec-gtl-product/.

References

1. Alsudani F. T., Saeed A. N., Ali N. S., Majdi H. S., Salih H. G., Albayati T. M., Saady N. M. C., Shakor Z. M. Fisher – Tropsch Synthesis for Conversion of Methane into Liquid Hydrocarbons through Gas-to-Liquids (GTL) Process: A Review // Methane. 2023. Vol. 2. P. 24–43. https://doi.org/10.3390/ methane2010002.
2. Ermolaev I. S. Improving the efficiency of the process of obtaining synthetic liquid hydrocarbons from natural gas. PhD Thesis, technical sciences Moscow. 2019. 199 p. (In Russ.).
3. Herz G., Gallwitz M., Näke R., Megel S., Jahn M., Reichelt E. Lab-Scale Demonstration of By-Product Utilization in an Integrated Power-to-Liquid Process Applying Co-Electrolysis // Energy Technol. 2023, 2201057. https://doi.org/10.1002/ente.202201057.
4. Kuznetsov G., Antonov D., Piskunov M., Yanovskyi L., Vysokomornaya O. Alternative Liquid Fuels for Power Plants and Engines for Aviation, Marine, and Land Applications // Energies 2022, 15, 9565. https://doi.org/10.3390/en15249565.
5. Power-to-Liquid (PtL) for Aviation. URL: https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Project.aspx?ProjectID=46.
6. Power-to-Liquids. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies-and-electrical-energy-storage/thermochemical-processes/power-to-liquids.html.
7. Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierrefrei.pdf (access date 28.03.2023).
8. Power-to-Liquids, explained. URL: https://www.airbus.com/en/newsroom/news/2021-07-power-to-liquids-explained#:~:text=What%20is%20Power%2Dto%2Dliquid,electrolysers%20to%20produce%20green%20hydrogen.
9. Power-to-Liquids Roadmap: Fuelling the Aviation Energy Transition in the United Arab Emirates. URL: https://www3.weforum.org/docs/WEF_UAE_Power_to_Liquid_Roadmap_2022.pdf.
10. SUNlight-to-liquid: Integrated solar-thermochemical synthesis of liquid hydrocarbon fuels. URL: https://wayback.archive-it.org/12090/20190615075815/https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/alternative-fuels/sun-to-liquid.
11. Sun to Liquid. Fuels from concentrated sunlight. URL: https://www.sun-to-liquid.eu/.
12. International Energy Outlook 2017. U.S. Energy Information Administration. URL: www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf.
13. World Energy Statistical Yearbook. URL: https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-energy-production.html.
14. Panteloglou A. A., Ziaka Z. D., Vasileiadis S. P. An Alternative to Flare Gas Processing: A Feasibility Study of Natural Gas to Liquid Processes // Journal of Materials Science and Engineering A. 2021. Vol. 11, no. 1–3. P. 11–25. https://doi.org/10.17265/2161-6213/2021.1-3.002.
15. Djakovic D. Gas to Liquids – An Ideal Gas Monetization Option – Sasol. Presented at 20th World Petroleum Congress. 2011.
16. Mordkovich V., Sineva L., Kulchakovskaya E., Asalieva E. Four Generations of Technology for Production of Synthetic Liquid Fuel Based on Fischer – Tropsch Synthesis. Historical Overview // Kataliz v promyshlennosti. 2015. Vol. 15, no. 5. P. 23–45. (In Russ.) https://doi.org/10.18412/1816-0387-2015-5-23-45.
17. Khadzhiev S. N., Vytnova L. A. First industrial Fischer – Tropsch processes in Germany // Neftekhimiya. 2008. Vol. 48, no. 2. P. 133–148. (In Russ.).
18. Eliseev O. L. Gas-to-liquid technologies // Ros. khim. j. (J. Ros. khim. obsch. im D.I. Mendeleeva). 2008. Vol. LII, no. 6. P. 53–62. (In Russ.).
19. Gibson P. Coal to liquids at Sasol // Proceedings of the Kentucky Energy Security Summit CAER’s 30th Anniversary. October 11, 2007. Kentucky, USA.
20. URL: http://www.shell.com.
21. The Oil Drum. Inside Shell’s Bintulu Gas-to-Liquids Plant. URL: http://www.theoildrum.com/node/7118.
22. Vogel A., Nel H., Stadler K., Jordi R., Breman B. // Proceedings of the 10th Natural Gas Conversion Symposium (NGCS 10), March 2–7, 2013. Doha, Qatar. Abstract 814.

23. Oil and Gas Journal "Gastech: Pearl GTL receives first gas" 03/23/2011.
24. Escravos Gas-to-Liquids Project, Niger Delta. URL: https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/escravos/.
25. URL: https://neftegaz.ru/news/Gazohimija/741314-na-zavode-uzbekistan-gtl-nachalos-proizvodstvo-sinteticheskoy-nefti/.
26. UNG Uzbekistan GTL. URL: https://www.uzgtl.com/licensors.
27. URL: https://api.tektorg.ru/open-api/documents/procedure/12258486.
28. Ajagbe O., Moghanloo R. G. Small-Scale GTL, A Sustainable Alternative for Production of Transport Fuels in The U.S. // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September 2018. Paper Number: SPE-191549-MS. https://doi.org/10.2118/191549-MS.
29. Cao C., Zhang N., Dang D., Cheng Y. Numerical evaluation of a microchannel methane reformer used for miniaturized GTL: Operating characteristics and greenhouse gases emission // Fuel Processing Technology. 2017. Vol. 167. P. 78–91. http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.06.019.
30. Ekwueme S., Izuwa C., Odo J., Obibuike U., Ohia N., Nwogu N. Developments in Gas-to-Liquids Technology Plant Optimisation for Efficient Utilisation of Flared Natural Gas in the Niger Delta // Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, August 2020. Paper Number: SPE-203668-MS. https://doi.org/10.2118/203668-MS.
31. Feder J. Feasibility of Using Small-Scale GTL Plants To Mitigate Flaring in North Dakota Evaluated // J. Pet. Technol. 2019. Vol. 71, no. 11. P. 74–75. https://doi.org/10.2118/1119-0074-JPT.
32. Kabeh K. Za., Teimouri A., Changizian S., Ahmadi P. Techno-economic assessment of small-scale gas to liquid technology to reduce waste flare gas in a refinery plant // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2023. Vol. 55. P. 102955. https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102955.
33. Abdul-Manan A. F. N., Bakor R. Y., Zubail A. H. Analyzing the effects of Gas-to-Liquid (GTL) diesel blending on the efficiency and emissions of petroleum refineries and transport fuels in the U.S. and Europe // Transportation Research Part D. 2018. Vol. 59. P. 259–267. https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.01.010.
34. Alturaifi S. A., Atherley T., Mathieu O., Guo B., Petersen E. L. Autoignition study of "gas-to-liquid" Fischer – Tropsch jet fuels. In Coal, Biomass, Hydrogen, and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration; Organic Rankine Cycle Power Systems // Proceedings of the ASME Turbo Expo. Vol. 3. American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2019. https://doi.org/10.1115/GT2019-90270.
35. Bassiony M. A., Ibrahim A., El-Kassaby M. M. An experimental study on the effect of using gas-to-liquid (GTL) fuel on diesel engine performance and emissions // Alexandria Eng. J. 2016. Vol. 55, no. 3. P. 2115–2124. http://dx.doi.org/10.1016/j.aej.2016.06.026.
36. Parravicini M., Barro C., Boulouchos K. Experimental characterization of GTL, HVO, and OME based alternative fuels for diesel engines // Fuel. 2021. Vol. 292. P. 120177. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120177.
37. Brown D. M., Lyon D., Saunders D. M. V., Hughes C. B., Wheeler J. R., Shen H., Whale G. Biodegradability assessment of complex, hydrophobic substances: Insights from gas-to-liquid (GTL) fuel and solvent testing // Science of The Total Environment. 2020. Vol. 727. P. 138528. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.138528.
38. Carrillo J. C., Shen H., Momin F., Kral O., Schnieder H., Kühn S. GTL synthetic paraffin oil shows low liver and tissue retention compared to mineral oil // Food and Chemical Toxicology. 2022. Vol. 159. P. 112701. https://doi.org/10.1016/j.fct.2021.112701.
39. Choi K., Park S., Roh H. G., Lee C. S. Combustion and Emission Reduction Characteristics of GTL-Biodiesel Fuel in a Single-Cylinder Diesel Engine // Energies. 2019. Vol. 12. P. 2201. https://doi.org/10.3390/en12112201.
40. Elbashir N., Ahmed W. J., Alrachid A., Mohammed N., Elwahsh M. Role of Biodiesel in the Enhancement of GTL Diesel Fuel Properties // Qatar Foundation Annual Research Conference Proceedings 2016: EESP2727. http://dx.doi.org/10.5339/qfarc.2016.EESP2727.
41. Yuan H., Tsukuda T., Yang Y., Shibata G., Kobashi Y., Ogawa H. Effects of Chemical Compositions and Cetane Number of Fischer – Tropsch Fuels on Diesel Engine Performance // Energies. 2022. Vol. 15. P. 4047. https://doi.org/10.3390/en15114047.
42. Wilken C., de Goede S., Viljoen C. A. Comparison of the Properties and Cold Flow Performance of "Summer" and "Winter" GTL Diesel // SAE Int. J. Fuels Lubr. 2016. Vol. 9, no. 2. https://doi.org/10.4271/2016-01-9074.
43. Boogaard P. J., Carrillo J.-C., Roberts L. G., Whale G. F. Toxicological and ecotoxicological properties of gas-to-liquid (GTL) products. 1. Mammalian toxicology // Critical Reviews in Toxicology. 2017. Vol. 47, no. 2. P. 121–144. https://doi.org/10.1080/10408444.2016.1214676.
44. Mordkovich V. Z., Karaeva A. R., Sineva L. V., Mitberg E. B., Solomonik I. G., Ermolaev V. S. US Patent 8865613. 2014.
45. Mordkovich V. Z., Sineva L. V., Solomonik I. G., Ermolaev V. S., Mitberg E. B. WO Patent WO2011016759. 2011.
46. Solomonik I. G., Mordkovich V. Z., Ermolaev V. S., Sineva L. V., Mitberg E. B. RU Patent 2422202. 2011.
47. Sineva L. V., Asalieva E. Yu., Mordkovich V. Z. The role of zeolite in the Fischer – Tropsch synthesis over cobalt-zeolite catalysts // Russ Chem. Rev. 2015. Vol. 84, no. 11. P. 1176–1189. (In Russ.). https://doi.org/10.1070/RCR4464.
48. URL: https://ru.infratechnology.ru/projects/m2-russia/https://www.uzgtl.com/licensors.
49. URL: https://gwtechinc.com/news/https://www.uzgtl.com/licensors.
50. URL: https://ru.infratechnology.ru/projects/m450-russia/https://www.uzgtl.com/licensors.
51. URL: https://misis.ru/science/achievements/2022-07/8054/https://www.uzgtl.com/licensors.
52. Vasilev A. A., Ivantsov M. I., Dzidziguri E. L., Efimov M. N., Muratov D. G., Kulikova M. V., Zhilyaeva N. A., Karpacheva G. P. Size effect of the carbon-supported bimetallic Fe-Co nanoparticles on the catalytic activity in the Fischer – Tropsch synthesis // Fuel. 2022. Vol. 310. P. 122455. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122455.
53. Savost'yanov A. P., Eliseev O. L., Yakovenko R. E., Narochniy G. B., Maslakov K. I., Zubkov I., Soromotin V. N., Kozakov A. T., Nicolskii A. V., Mitchenko S. A. Deactivation of Co-Al2O3/SiO2 Fischer – Trospch Synthesis Catalyst in Industrially Relevant Conditions // Catalysis Letters. 2020. Vol. 150, no. 7. P. 1932–1941. https://doi.org/10.1007/s10562-020-03097-z.
54. Savost'yanov A. P., Yakovenko R. E. The development and application of GTL technology in Russia // Kataliz v promyshlennosti. 2023. Vol. 23, no. 1. P. 57–66. (In Russ.). https://doi.org/10.18412/1816-0387-2023-1-57-66.
55. Pfeifer P., Piermartini P., Patyk A., Seimetz J. // Proceedings of the 10th Natural Gas Conversion Symposium (NGCS 10), March 2–7, 2013. Doha, Qatar. Abstract 757.
56. URL: https://biomassmagazine.com/articles/14182/velocys-enviaundefineds-gtl-plant-producing-fischer-tropsch-product.
57. URL: https://www.greencarcongress.com/2018/09/20180913-envia.html.
58. URL: https://biofuelscentral.com/velocys-15-year-ohio-facility-lease-northern-ohio-site/.
59. URL: https://velocys.com/projects/.
60. URL: https://www.niquanenergy.com/news/prime-minister-rowley-opens-niquan-gtl-plant.
61. URL: https://theenergyyear.com/articles/niquan-energy-trinidad-launches-on-spec-gtl-product/.

Информация об авторах:

Екатерина Юрьевна Асалиева, младший научный сотрудник
Лилия Вадимовна Синева, доктор химических наук, главный научный сотрудник
Владимир Зальманович Мордкович, доктор химических наук, заместитель директора по научной работе

Information about the authors:

Ekaterina Yu. Asalieva, junior research scientist
Lilia V. Sineva, doctor of chemical sciences, chief scientist
Vladimir Z. Mordkovich, doctor of chemical sciences, deputy director on science

Статья поступила в редакцию 28.03.2023; одобрена после рецензирования 19.04.2023; принята к публикации 21.04.2024.
The article was submitted 28.03.2023; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 21.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 72–79

Научная статья
УДК 66.074.391
EDN WPWZUH

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ РЕКТИФИКАЦИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ

Малик Рамилевич Валеев[1], Арслан Фаритович Ахметов[2], Игорь Анатольевич Мнушкин[3]
[1, 2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[3]ООО «НИПИ НГ «Петон», Уфа, Россия
[1]malikv99@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-2699-2063
[2]tngrusoil@mail.ru, https://orcid.org/0000-0003-0478-5928
[3]peton@peton.ru

Аннотация. Переработка природного газа представляет собой совокупность технологических процессов, направленных на удаление кислых компонентов, в первую очередь сероводорода и диоксида углерода. Требования по содержанию сероводорода и диоксида углерода в природном газе регламентируются стандартами качества всех стран. С целью очистки природного газа от кислых компонентов наибольшее распространение получили процессы химической абсорбции на основе алканоаминов в качестве абсорбентов. Традиционные методы успешно применяются, когда речь идет о переработке газа с ограниченным содержанием кислых компонентов, но тем не менее имеют ряд ограничивающих факторов, таких как высокая коррозионная активность растворителя, высокая стоимость реагентов и отсутствие возможности селективного извлечения диоксида углерода и сероводорода. С увеличением концентрации кислых компонентов в природном газе перечисленные негативные факторы имеют более значительное влияние, в связи с чем процессы химической абсорбции становятся менее эффективными.

В статье представлен сравнительный анализ существующих методов очистки природного газа от кислых компонентов, а также рассмотрен процесс их извлечения при высоком содержании методом низкотемпературной ректификации на примере газа Астраханского месторождения, позволяющий достигнуть требуемых стандартов качества и представляющийся перспективным для внедрения в состав уже действующих и проектируемых газоперерабатывающих заводов. В результате работы предложен метод очистки природного газа с высоким содержанием кислых компонентов низкотемпературной ректификацией, представлены предлагаемая технологическая схема процесса, характеристики основного оборудования и оценка выходов и качества продуктов.

Ключевые слова: природный газ, газоконденсат, сероводород, диоксид углерода, низкотемпературная ректификация, кислые компоненты

Для цитирования: Валеев М. Р., Ахметов А. Ф., Мнушкин И. А. Низкотемпературная ректификация природного газа с высоким содержанием кислых компонентов // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 72–79. EDN WPWZUH.

© Валеев М. Р., Ахметов А. Ф., Мнушкин И. А., 2023

© Valeev M. R., Akhmetov A. F., Mnushkin I. A., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):72-79

Original article
UDC 66.074.391
EDN WPWZUH

LOW-TEMPERATURE DISTILLATION OF NATURAL GAS WITH HIGH CONTENT OF ACID COMPONENTS

Malik R. Valeev[1], Arslan F. Akhmetov[2], Igor A. Mnushkin[3]
[1, 2]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
[3]SRDI OIL&GAS "PETON" LLC, Ufa, Russia
[1]malikv99@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-2699-2063
[2]tngrusoil@mail.ru, https://orcid.org/0000-0003-0478-5928
[3]peton@peton.ru

Abstract. Natural gas processing is a set of technological processes for removing acid components, primarily such as hydrogen sulfide and carbon dioxide. The requirements for the content of hydrogen sulfide and carbon dioxide in natural gas, as well as hydrocarbon components, are strictly regulated by the quality standards of all countries. In order to purify hydrocarbon gases from acid components, chemical absorption processes based on alkanoamines as absorbents are most widely used. Traditional methods are successfully used when it comes to processing gas with a limited content of acid compounds, but nevertheless they have a number of disadvantages, such as the high corrosivity of the solvent, the high cost of reagents, and the inability to selectively extract carbon dioxide and hydrogen sulfide. With an increase in the concentration of acidic components in hydrocarbon gas, the listed negative factors have a more significant effect, and therefore the processes of chemical absorption become less effective.

The article presents a comparative analysis of existing methods for purification hydrocarbon gas from acid components, and also considers the process for their extraction at a high content by the method of low-temperature rectification using the example of gas from the Astrakhan field, which makes it possible to achieve the required product quality standards and seems promising for implementation into the composition of existing and future gas processing plants. As a result of the work, a method for cleaning hydrocarbon gas with a high content of acid components by low-temperature distillation is proposed, the proposed technological scheme of the process, the characteristics of the main equipment and the assessment of yields and product quality are presented.

Keywords: natural gas, gas condensate, hydrogen sulfide, carbon dioxide, low-temperature distillation, acid compounds

For citation: Valeev M. R., Akhmetov A. F., Mnushkin I. A. Low-temperature distillation of natural gas with high content of acid components. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):72-79. (In Russ.). EDN WPWZUH.

Введение

Для Российской Федерации, как страны с наибольшими запасами природного газа, развитие его переработки является стратегической задачей. Поэтому модернизация технологий переработки природного газа является актуальной и экономически целесообразной.

По разным оценкам, от 20 до 30 % мировых запасов природного газа характеризуются повышенным содержанием CO_2 и H_2S. Месторождения с высоким содержанием CO_2 преимущественно расположены в Юго-Восточной Азии, Австралии, США, Северной Америке и на Среднем Востоке. В Российской Федерации наиболее известными месторождениями с ано-

мально высоким содержанием кислых компонентов являются Астраханское (ПАО «Газпром») и Центрально-Астраханское (ПАО «Лукойл»), в углеводородных газах отдельных участков данных месторождений содержится до 50 % об. кислых компонентов [1].

Задача данной работы состоит в проведении сравнительного анализа существующих методов извлечения кислых компонентов и поиске оптимального технологического решения для очистки природного газа с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода.

Сравнительный анализ методов очистки углеводородных газов от кислых компонентов

Мировая практика очистки природного газа от кислых компонентов привела к развитию различных подходов к осуществлению данного процесса. Основные группы процессов представлены на **рисунке 1**.

В настоящее время очистка природного газа от кислых компонентов традиционно осуществляется методами химической абсорбции, характеризующимися следующими трудностями:

- высокие эксплуатационные затраты для регенерации растворителя;
- отсутствие возможности селективного извлечения кислых компонентов;
- высокая коррозионная активность алканоаминов;
- вспенивание растворов аминов, приводящее к уносу продукта [2].

По мере повышения содержания кислых компонентов в сырье возникает необходимость увеличения концентрации алканоаминов в растворе абсорбента, что в свою очередь ведет к возрастанию негативного влияния вышеперечисленных недостатков. В таком случае переработка углеводородного природного газа с аномально высоким содержанием диоксида углерода и сероводорода становится весьма затруднительной [3].

В то время как абсорбционные, адсорбционные, каталитические и мембранные процессы разделения подробно изучены и нашли применение в промышленности, низкотемпературные процессы извлечения кислых компонентов появились сравнительно недавно, большинство из них прошли только опытно-промышленную апробацию. В Российской Федерации на данный момент нет ни одной эксплуатируемой установки низкотемпературного извлечения кислых компонентов [1].

Низкотемпературные процессы выделения кислых компонентов основаны на ректификации природного газа, содержащего CO_2 и H_2S, при отрицательном значении температуры. Эти процессы наиболее перспективны для очистки газов с аномально высоким содержанием кислых компонентов.

Технологические проблемы различных методов очистки углеводородных газов от кислых компонентов, получивших распространение, представлены в **таблице 1** на с. 75.

Несмотря на это, хемосорбционные методы очистки углеводородных газов от кислых компонентов продолжают широко использоваться в промышленности. Значительно меньше внимания уделяется развитию иных подходов к осуществлению процесса удаления диоксида углерода и сероводорода.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является природный газ Астраханского месторождения, характеризующийся аномально высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода. В **таблице 2** на с. 75 представлен компонентный состав сырья в мольных и массовых процентах.

При таком содержании кислых компонентов в составе углеводородного газа задачу их удаления стоит классифицировать не как процесс очистки, а скорее, как процесс разделения многокомпонентной смеси (МКС). Предлагается рассмотреть наиболее распространенный процесс разделения многокомпонентных смесей – ректификацию.

Представленные результаты исследования были получены авторами работы вычислительными методами и производились с применением программного комплекса для расчета технологических процессов.

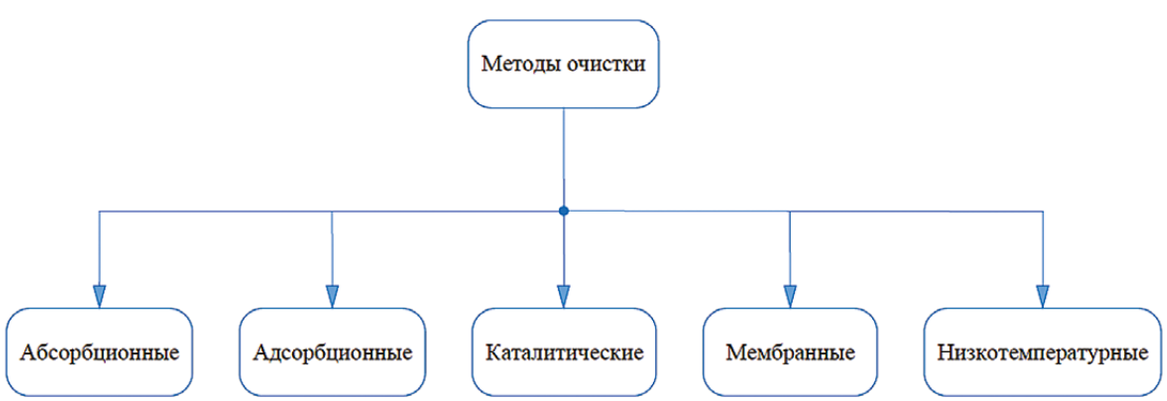


Рисунок 1 – Методы очистки углеводородных газов от кислых компонентов

Таблица 1 – Технологические проблемы различных методов очистки углеводородных газов от кислых компонентов

Метод очистки		Технологические проблемы
Абсорбционный	Хемосорбционный	• Высокие энергетические затраты на регенерацию растворителя • Отсутствие возможности селективного извлечения кислых компонентов • Насыщение продукта водой [3] • Высокая коррозионная активность алканоаминов [2] • Вспенивание растворов [5] • Деструкция аминов в побочных реакциях [6]
	Физический	• Повышенная растворимость углеводородов [4] • Высокая чувствительность к парциальному давлению кислого газа • Отсутствие возможности полного удаления сероводорода [3]
Адсорбционный		• Сложность регенерации адсорбента • Высокие эксплуатационные затраты на регенерацию • Полупериодичность процесса [4]
Каталитический		• Коррозия оборудования • Отсутствие возможности извлечения диоксида углерода [2]
Мембранный		• Значительные потери углеводородов • Отсутствие возможности полного удаления сероводорода [3]

Результаты исследования

Ректификация как способ разделения представляется возможной, так как давления насыщенных паров основных компонентов различны. Рассчитанные графики зависимости давления насыщенных паров компонентов от температуры представлены на **рисунке 2** на с. 76.

Но в то же время присутствует ряд особенностей. Возможность разделения смеси путем обычной ректификации следует оценивать исходя из коэффициента относительной летучести. Исследование бинарной смеси диоксида углерода и этана показывает, что при существовании двухфазной системы «жидкость – пар» образуется азеотропная смесь, то есть смесь с одинаковым компонентным составом паровой и жидкой фаз, температура кипения которой определена как у индивидуального вещества [7].

Таблица 2 – Компонентный состав природного газа Астраханского месторождения

Компонент	Содержание	
	% мол.	% масс.
CH_4	55,29	33,91
C_2H_6	5,66	6,51
C_3H_8	2,13	3,58
i-C_4H_{10}	0,71	1,59
C_4H_{10}	1,06	2,35
i-C_5H_{12}	0,04	0,10
C_5H_{12}	0,28	0,77
C_6H_{14}	0,14	0,47
N_2	0,56	0,60
H_2S	19,30	25,15
CO_2	14,84	24,97
Итого:	100,00	100,00

Наличие азеотропа наглядно представлено на полученной кривой равновесия фаз, имеющей характерную точку перегиба (**рисунок 3**, см. с. 76).

Также вывод о формировании азеотропной смеси может быть сделан исходя из изотермы системы. Важно отметить, что образуется азеотроп, характеризующийся минимумом температуры кипения. На **рисунке 4** на с. 76 представлены рассчитанные изотермы бинарной смеси диоксид углерода – этан при различных температурах.

Разделение азеотропных смесей осуществляется методами экстрактивной и азеотропной ректификации. Суть данных методов заключается в добавлении третьего компонента, называемого разделяющим агентом (РА), обладающим различной растворимостью по отношению к компонентам азеотропной смеси, что позволяет изменить относительную летучесть за счет различного воздействия на коэффициенты активности.

Согласно существующим исследованиям, для разрушения азеотропа диоксид углерода – этан целесообразно применение низших парафиновых углеводородов, таких как пропан, н-бутан и н-пентан, а также их смесей [8–10].

Осуществление низкотемпературной ректификации природного газа также затрудняется десублимацией диоксида углерода, то есть переходом из газообраз-

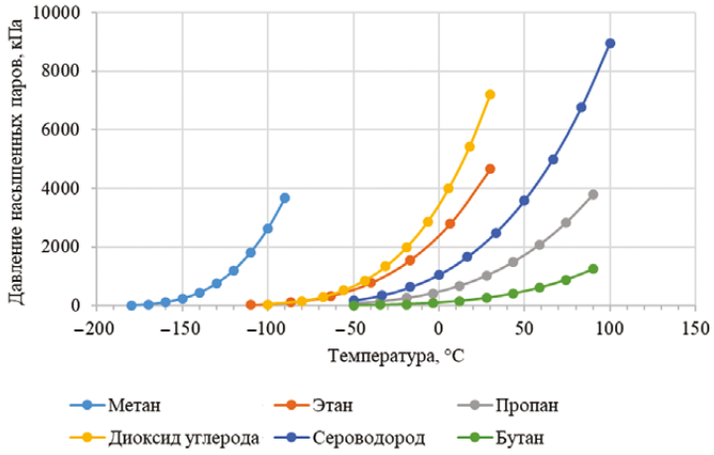


Рисунок 2 – Зависимость давления насыщенных паров компонентов от температуры

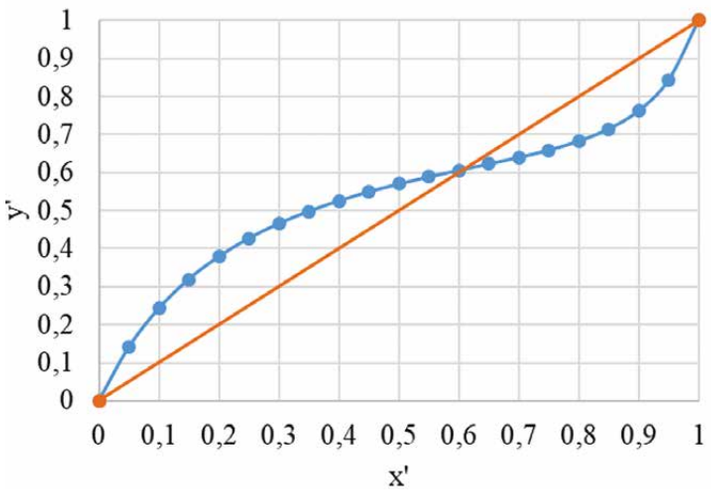


Рисунок 3 – Кривая равновесия фаз бинарной смеси CO_2 и C_2H_6 при t = −50 °С

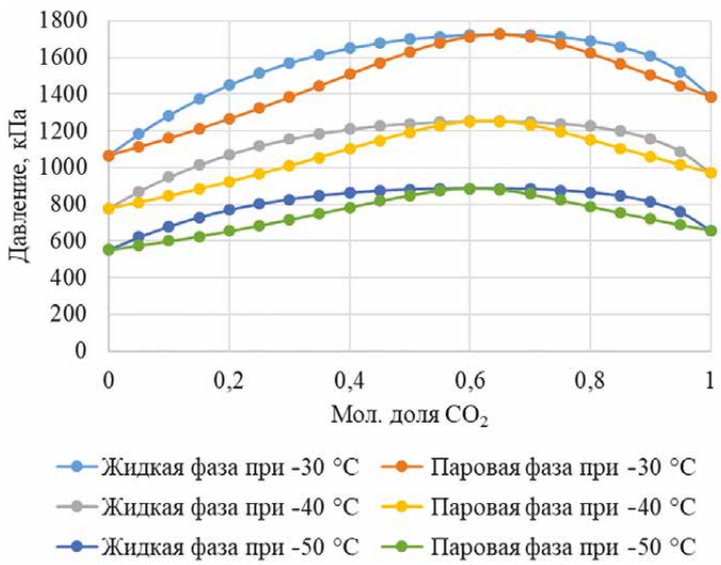


Рисунок 4 – Изотермы бинарной смеси CO_2 и C_2H_6 при различных температурах

ного состояния в твердую фазу, минуя стадию конденсации. Разделяющий агент, помимо разрушения азеотропа, уменьшает температуру кристаллизации диоксида углерода и позволяет осуществлять процесс при параметрах, не соответствующих критическим условиям, что предотвращает образование кристаллов CO_2 [9].

Сравнительная характеристика доли разделяющих агентов, необходимой для разрушения азеотропной смеси диоксид углерода – этан, представлена на **рисунке 5** на с. 77. Из диаграмм видно, что чем больше молекулярная масса РА, тем меньшая мольная доля в смеси с азеотропом необходима для его разрушения. Применение пропана в качестве разделяющего агента нежелательно в связи с его большим расходом по сравнению с другими углеводородами, а также в связи с высокой относительной летучестью. С учетом энергетических затрат и незначительного различия в требуемом количестве РА установлено, что наиболее оптимально применение н-бутана [8].

В то же время разделение смеси диоксид углерода – сероводород путем обычной ректификации требует большого числа теоретических тарелок (ТТ), что следует из рассчитанной кривой равновесия фаз (**рисунок 6**, см. с. 77). По мере увеличения концентрации диоксида углерода в смеси относительная летучесть снижается. Из исследования бинарной системы кислых газов следует, что также целесообразно добавление третьего компонента, а именно ароматических углеводородов, таких как бензол или толуол, в качестве разделяющего агента, позволяющего уменьшить число ступеней разделения [11].

С учетом необходимых технологических решений был разработан процесс низкотемпературной ректификации природного газа Астраханского месторождения. Цель процесса состоит в выделении чистых углеводородных компонентов в качестве целевых продуктов и индивидуальных потоков кислых газов в качестве побочных. Полученная технологическая схема процесса представлена на **рисунке 7** на с. 78.

Сырьевой газ предварительно подвергается осушке и поступает в колонну К-1, куда также подается н-бутан, обеспечивающий выделение углеводородных компонентов C_{3+} в кубе колонны, которые впоследствии могут быть использованы в качестве разделяющего агента. Колонна К-2 представляет собой деметанизатор, характеризующийся низкой температурой верха (минус 92 °С), в связи с этим необходимо добавление того же н-бутана в качестве разделяющего агента для предотвращения кристаллизации диоксида углерода. Дистиллят колонны содержит метан и примесь азота, кубовый продукт содержит в своем составе диоксид углерода, сероводород, этан и н-бутан.

В колонне К-3 осуществляется принципиальное разделение диоксида углерода и сероводорода, с этой целью необходимо введение дополнительного потока толуола для интенсификации процесса ректификации. Колонна К-4 предназначена для регенерации ароматического углеводорода, кубовый продукт рециклом направляется в колонну К-3. В колонне К-5 осуществляется разделение бинарной смеси сероводорода и н-бутана, процесс ректификации не затруднен, н-бутан рециклом направляется в деметанизатор.

Азеотропная смесь диоксид углерода – этан поступает в экстрактивную колонну К-6, куда в качестве разделяющего агента подается н-бутан. Продуктами являются дистиллят, представляющий собой поток диоксида углерода высокого давления с незначительными примесями углеводородных компонентов, и кубовый остаток, состоящий из этана и н-бутана (поступает в регенеративную колонну К-7). Далее осуществляется регенерация н-бутана и его дальнейший рецикл в колонну К-6, поток этана выводится в качестве конечного продукта.

Основные параметры колонного оборудования представлены в **таблице 3** на с. 78.

Обсуждение результатов исследования

Разработанная технологическая схема низкотемпературной ректификации природного газа Астраханского месторождения позволила получить необходимые целевые продукты – индивидуальные углеводородные компоненты, не содержащие в своем составе кислых газов. При этом диоксид углерода и сероводород также выделяются в виде индивидуальных потоков. Компонентные составы целевых и побочных продуктов представлены в **таблице 4** на с. 78.

Образование твердой фазы диоксида углерода накладывает ограничения на температурный диапазон, в котором возможно осуществление низкотемпературной ректификации. Главным образом риск кристаллизации CO_2 возникает в колонне К-2, где температура верха колонны составляет минус 92 °С. Применение н-бутана позволило предотвратить кристаллизацию диоксида углерода в колонне-деметанизаторе. Добавление толуола в колонну К-3 увеличивает относительную летучесть смеси, что позволяет разделить исходную смесь на дистиллят, содержащий в своем составе все исходное количество диоксида углерода, и кубовый остаток, насыщенный сероводородом. Применение н-бутана в качестве разделяющего агента также показало свою эффективность и обеспечило разделение азеотропной смеси диоксид углерода – этан.

Заключение

В результате проведенного исследования был выполнен сравнительный технологический анализ существующих методов очистки углеводородных газов от кислых компонентов. Было установлено, что существующие процессы очистки, в том числе получившие наибольшее распространение и впоследствии ставшие традиционными процессы аминовой очистки, являются недостаточно эффективными, когда стоит задача

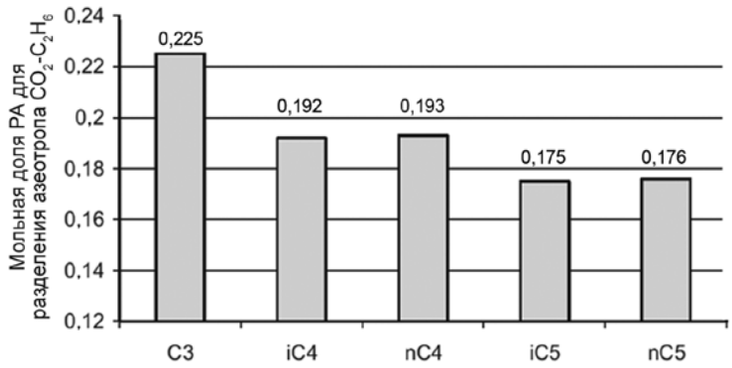


Рисунок 5 – Сравнительная характеристика доли разделяющих агентов, необходимой для разрушения азеотропа диоксид углерода – этан [11]

переработки углеводородных газов с повышенным и аномально высоким содержанием кислых компонентов, таких как диоксид углерода и сероводород.

Иной подход к интерпретации процесса удаления кислых компонентов при их высоком содержании – разделение многокомпонентной смеси – привел к рассмотрению технологии низкотемпературной ректификации, как правило, применяемой для разделения углеводородных компонентов. На основе существующих исследований и патентных разработок были определены закономерности и необходимые технологические решения для формирования схемы процесса низкотемпературной ректификации в целях удаления кислых компонентов. Для конкретизации задачи был рассмотрен природный газ Астраханского месторождения, характеризующийся аномально высоким содержанием кислых компонентов. Разработанная технологическая схема процесса позволила получить необходимые углеводородные компоненты, не содержащие в своем составе кислых газов. При этом выделение диоксида углерода и сероводорода также осуществляется в виде индивидуальных

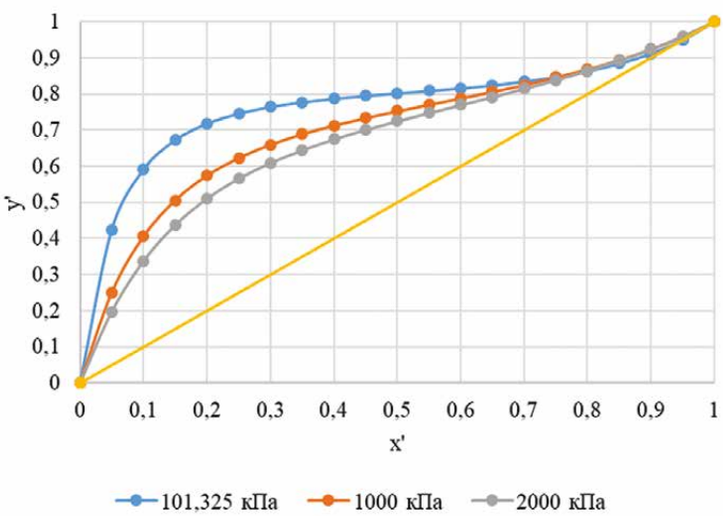


Рисунок 6 – Кривые равновесия фаз бинарной смеси CO_2 и H_2S при различных давлениях

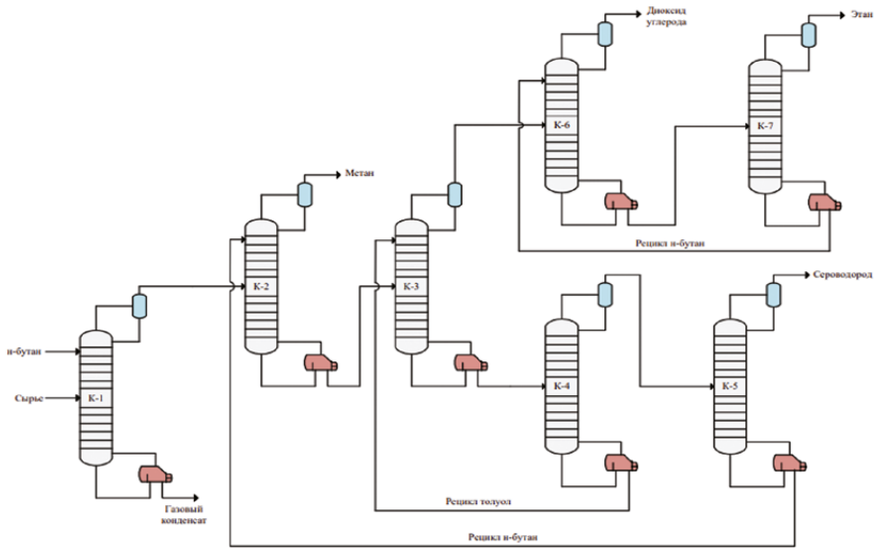


Рисунок 7 – Технологическая схема низкотемпературной ректификации природного газа Астраханского месторождения

Таблица 3 – Основные параметры колонного оборудования

Показатель	К-1	К-2	К-3	К-4	К-5	К-6	К-7
Давление в конденсаторе, кПа	3700	3400	1400	500	600	2500	600
Температура в конденсаторе, °С	-16,24	-92,00	-35,02	32,33	-21,09	-11,88	-46,81
Температура в ребойлере, °С	148,00	39,66	56,95	187,60	63,89	104,80	63,91

Таблица 4 – Качество продуктов процесса

Компонент	Содержание, % мол.				
	Метан	Этан	Газовый конденсат	Диоксид углерода	Сероводород
CH_4	99,00	0,00	0,00	0,20	0,00
C_2H_6	0,00	99,92	0,00	2,05	6,13
C_3H_8	0,00	0,00	8,81	0,00	3,94
i-C_4H_{10}	0,00	0,00	4,94	0,00	0,00
C_4H_{10}	0,00	0,08	83,08	0,12	0,01
i-C_5H_{12}	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00
C_5H_{12}	0,00	0,00	1,92	0,00	0,00
C_6H_{14}	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00
N_2	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H_2S	0,00	0,00	0,01	0,00	89,92
CO_2	0,00	0,00	0,00	97,63	0,00
Итого:	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

потоков, что является значительным преимуществом, так как упрощает процесс их дальнейшей переработки или же утилизации.

Рассмотренный процесс низкотемпературной ректификации представляется перспективным для внедрения в состав газоперерабатывающих предприятий, так как обеспечивает синергию между процессами разделения, фракционирования и сжижения углеводородных газов. Помимо этого, процесс лишен основных недостатков, характерных для традиционных методов очистки, таких как коррозионная активность реагентов и их высокая стоимость.

Список источников

1. Имаев С. З., Войтенков Е. В. Перспективные технологии извлечения кислых компонентов из природных газов // Нефтепромысловое дело. 2013. № 4. С. 17–23.
2. Мухаметгалиев И. М., Черкасова Е. И., Муллахметова Л. И., Ласковенкова Е. Е. Очистка газов от кислых компонентов // Вестник технологического университета. 2017. № 3. С. 54–60.
3. Kidnay A. J., Parrish W. Fundamentals of natural gas processing. 2006. 429 p.
4. Николаев В. В., Бусыгина Н. В., Бусыгин И. Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. Москва: Недра, 1998. 184 с.
5. Тараканов Г. В., Мановян А. К. Основные технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие // под ред. Г. В. Тараканова. Астрахан. гос. техн. ун-т. Астрахань: изд-во АГТУ, 2010. 192 с.
6. Панжиев О. Х., Кенжаев Б. Н., Завкиев М. З. Повышение эффективности очистки газа регенерации на установках аминовой сероочистки // Universum. 2020. № 12(78). С. 89–94.
7. Tavan Y., Shahhosseini S., Hossein S. H. Feed-splitting technique in the extractive distillation of CO_2-ethane azeotropic process // Separation and Purification Technology. 2014. Vol. 122. P. 43–57.
8. Lastari F., Pareek V., Treeble M. Tade M. O., Tade D. C., Tsai N. C. Extractive distillation for CO_2-ethane azeotrope separation // Chemical Engineering and Processing. 2012. Vol. 52. P. 155–161.
9. US Pat., Cryogenic distillative separation of acid gases from methane / Arthur S. Holmes, James M. Ryan, Koch Process Systems – № 94226; Filed: Nov. 14, 1979; Date of Patent: Mar. 9, 1982.
10. Pellegrini L. A., Lange S., de Guido G., Moioli S. An innovative technology for natural gas sweetening by means of cryogenic distillation // GPA Europe Annual Conference, 2015.
11. Alnili F. A., Barifcani A. Efficient separation scheme for binary mixture of CO_2 and H_2S using aromatics components // Separation Science and Technology. 2017. P. 1569–1576.

References

1. Imaev S. Z., Voitenkov E. V. Perspective technologies for extracting acid components from natural gases. Neftepromyslovoe delo. 2013. No. 4. P. 17–23. (In Russ.).
2. Mukhametgaliev I. M., Cherkasova E. I., Mullakhmetova L. I., Laskovenkova E. E. Purification of gases from acid components // Bulletin of the Technological University. 2017. No 3. P. 54–60. (In Russ.).
3. Kidnay A. J., Parrish W. Fundamentals of natural gas processing. 2006. 429 p.
4. Nikolaev V. V., Busygina N. V., Busygin I. G. The main processes of physical and physical-chemical gas processing. Moscow: Nedra, 1998. 184 p. (In Russ.).
5. Tarakanov G. V., Manovyan A. K. Basic technologies for processing natural gas and condensate: textbook // ed. by G. V. Tarakanova. Astrakhan. state tech. un-t. Astrakhan: publishing house of ASTU, 2010. 192 p. (In Russ.).
6. Panzhiev O. Kh., Kenzhaev B. N., Zavkiev M. Z. Improving the efficiency of regeneration gas purification at amine desulfurization units // Universum. 2020. No 12(78). P. 89–94. (In Russ.).
7. Tavan Y., Shahhosseini S., Hossein S. H. Feed-splitting technique in the extractive distillation of CO_2-ethane azeotropic process // Separation and Purification Technology. 2014. Vol. 122. P. 43–57.
8. Lastari F., Pareek V., Treeble M. Tade M. O., Tade D. C., Tsai N. C. Extractive distillation for CO_2-ethane azeotrope separation // Chemical Engineering and Processing. 2012. Vol. 52. P. 155–161.
9. US Pat., Cryogenic distillative separation of acid gases from methane / Arthur S. Holmes, James M. Ryan, Koch Process Systems – № 94226; Filed: Nov. 14, 1979; Date of Patent: Mar. 9, 1982.
10. Pellegrini L. A., Lange S., de Guido G., Moioli S. An innovative technology for natural gas sweetening by means of cryogenic distillation // GPA Europe Annual Conference, 2015.
11. Alnili F. A., Barifcani A. Efficient separation scheme for binary mixture of CO_2 and H_2S using aromatics components // Separation Science and Technology. 2017. P. 1569–1576.

Информация об авторах:
Малик Рамилевич Валеев, студент
Арслан Фаритович Ахметов, доктор технических наук, заведующий кафедрой «Технология нефти и газа»
Игорь Анатольевич Мнушкин, кандидат технических наук, генеральный директор

Information about the authors:
Malik R. Valeev, student
Arslan F. Akhmetov, doctor of technology, head of department “Oil”
Igor A. Mnushkin, candidate of technical science, general director

Статья поступила в редакцию 01.12.2022; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 17.04.2023.
The article was submitted 01.12.2022; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 17.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 80–91

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ
УДК 66.071.6
EDN SOUAAU

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОРЕНБУРГСКОГО ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

М. М. Морозов[1], Р. Ф. Галиев[2], С. В. Кочетов[3], С. В. Виноградов[4], П. С. Панферов[5]
[1, 2, 3, 4, 5]«Газпром переработка», Санкт-Петербург, Россия
[1]MM.Morozov@gpp.gazprom.ru
[2]GalievRF@gpp.gazprom.ru
[3]KochetovSV@gpp.gazprom.ru
[4]VinogradovSV@gpp.gazprom.ru
[5]PanferovPS@gpp.gazprom.ru

Аннотация. Оренбургский газоперерабатывающий комплекс, в состав которого входят газоперерабатывающий и гелиевый заводы, является крупнейшим производственным активом ПАО «Газпром». Сырьевые и товарные потоки связывают объекты переработки углеводородного сырья с предприятиями Приволжского федерального округа и Республики Казахстан. Ключевая тенденция развития Оренбургского газоперерабатывающего комплекса заключается в комплексной реконструкции технологических объектов, внедрении на их основе передовых технологических решений по получению целевых продуктов и наращивании объемов их производства. В данной статье рассмотрены основные проекты перспективного развития, реализация которых запланирована на территории комплекса.

Ключевые слова: переработка углеводородного газа, смесь природных меркаптанов, одорант, диметилдисульфид, этановая фракция, сжиженные углеводородные газы, декарбонизация

Для цитирования: Морозов М. М., Галиев Р. Ф., Кочетов С. В., Виноградов С. В., Панферов П. С. Основные направления развития Оренбургского перерабатывающего комплекса // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 80–91. EDN SOUAAU.

© Морозов М. М., Галиев Р. Ф., Кочетов С. В., Виноградов С. В., Панферов П. С., 2023

© Morozov M. M., Galiev R. F., Kochetov S. V., Vinogradov S. V., Panferov P. S., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):80-91

Review article
UDC 66.071.6
EDN SOUAAU

MAIN DIRECTIONS OF THE DEVELOPMENT OF THE ORENBURG GAS PROCESSING COMPLEX

M. M. Morozov[1], R. F. Galiev[2], S. V. Kochetov[3], S. V. Vinogradov[4], P. S. Panferov[5]
[1, 2, 3, 4, 5]Gazprom Pererabotka, Saint Petersburg, Russia
[1]MM.Morozov@gpp.gazprom.ru
[2]GalievRF@gpp.gazprom.ru
[3]KochetovSV@gpp.gazprom.ru
[4]VinogradovSV@gpp.gazprom.ru
[5]PanferovPS@gpp.gazprom.ru

Abstract. The Orenburg gas processing complex, which includes gas processing and helium plants, is the largest production asset of PJSC "Gazprom". Raw materials and commodity flows connect hydrocarbon processing facilities with key enterprises of the Volga Federal District and the Republic of Kazakhstan. The key trend in the development of the Orenburg gas processing complex is the comprehensive reconstruction of technological facilities and the introduction of advanced technological solutions based on them to obtain target products and increase their production volumes. This article covers the main initiatives of long-term development to be realized on the premises.

Keywords: hydrocarbon gas processing, mixture of natural mercaptans, odorant, dimethyl disulfide, ethane fraction, liquefied hydrocarbon gases, decarbonization

For citation: Morozov M. M., Galiev R. F., Kochetov S. V., Vinogradov S. V., Panferov P. S. Main directions of the development of the Orenburg gas processing complex. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):80-91. (In Russ.). EDN SOUAAU.

Введение

ООО «Газпром переработка» – производственная компания, консолидирующая крупнейшие газоперерабатывающие активы ПАО «Газпром», основными видами деятельности которой являются подготовка и переработка газа, газового конденсата, а также магистральный транспорт углеводородов. В структуру организации входят шесть перерабатывающих заводов и управление по транспортировке жидких углеводородов. Филиалы компании расположены в пяти субъектах Российской Федерации: Республике Коми, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, Астраханской и Оренбургской областях. Также ООО «Газпром переработка» является участником ООО «Газпром нефтехим Салават» и ООО «Газпром переработка Благовещенск», осуществляющих самостоятельную производственно-финансовую деятельность. В состав первого входят нефтеперерабатывающий, газохимический заводы и завод «Мономер». Второе общество выполняет функции инвестора и заказчика проекта строительства Амурского газоперерабатывающего завода [1].

Самым значительным по мощности газопереработки производственным активом ООО «Газпром переработка» является Оренбургский газоперерабатывающий комплекс (ГПК), включающий в себя Оренбургский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) и Оренбургский гелиевый завод. Оренбургский ГПК – системообразующее промышленное предприятие Оренбургской области, на производственных мощностях которого в результате переработки газа и нестабильного конденсата происходит извлечение ценных компонентов и получение товарной продукции. Сырьевые и товарные потоки связывают Оренбургский ГПК с ключевыми предприятиями Приволжского федерального округа и Республикой Казахстан и превращают его в стратегический объект ПАО «Газпром».

Оренбургский газоперерабатывающий завод

Оренбургский ГПЗ – крупнейший в России комплекс по переработке природного газа с высоким содержанием сернистых соединений (**рисунок 1**).

Завод состоит из трех очередей технологических объектов проектной мощностью 15 млрд м^3 сырого газа каждая. Объекты первой очереди были построены и выведены на проектную мощность в период с 1971 по 1978 год. Вторая очередь выведена на технологический режим в 1975 году, а в 1979 году пущена в эксплуатацию третья очередь завода с более совершенной технологической схемой [2].

Оренбургский ГПЗ является единственным в России производителем природного одоранта – смеси природных меркаптанов, используемых для одоризации углеводородных газов. Завод технологически связан с Оренбургским гелиевым заводом, единственным производителем гелия в России в настоящее время. Этот уникальный газ – невозобновляемый ресурс, встречающийся в основном только в газоносных пластах.

Сырьем Оренбургского ГПЗ являются природный газ, добываемый на Оренбургском и Карачаганакском нефтегазоконденсатных месторождениях, нестабильный газовый конденсат и нефть. Поточная схема Оренбургского ГПЗ (**рисунок 2**, см. с. 83) предполагает раздельную переработку газового и жидкого углеводородного сырья.

Газовые потоки последовательно проходят следующие технологические процессы:

- механическая сепарация сырьевого газа с целью удаления пластовой воды;
- абсорбционная очистка растворами этаноламинов для извлечения нежелательных кислых примесей (сероводорода и углекислого газа);
- низкотемпературная осушка с использованием пропанового холодильного цикла;
- адсорбционная очистка на цеолитах для сокращения концентрации меркаптанов.

После прохождения всех этапов переработки поток товарного газа направляется в систему магистральных трубопроводов, далее в пункты потребления. Часть товарного газа направляется в качестве сырья на Оренбургский гелиевый завод, объединяя эти промышленные предприятия в крупный газоперерабатывающий комплекс.

Переработка кислого газа – побочного продукта сероочистки – осуществляется на установках про-

Рисунок 1 – Оренбургский ГПЗ

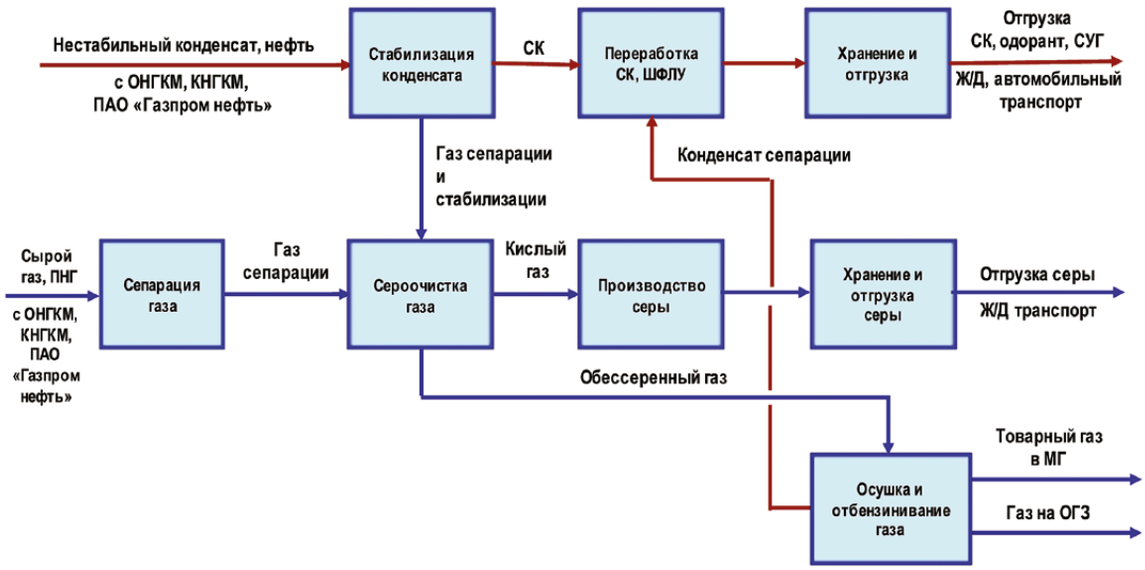


Рисунок 2 – Поточная блок-схема Оренбургского ГПЗ

изводства серы по методу Клауса, где сероводород конвертируется в элементарную серу, которая после охлаждения отделяется от газового потока. Отходящие газы направляются на технологические установки доочистки, где в результате процесса, основанного на продолжении метода Клауса (Sulfreen), происходит дополнительное извлечение сернистых соединений.

Нестабильный газовый конденсат в смеси с нефтью проходит процесс стабилизации и далее направляется в резервуарный парк для его отгрузки потребителям железнодорожным и автомобильным транспортом. Газы стабилизации, очищенные от кислых компонентов, являются сырьем для производства широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Полученный продукт после отстаивания от избыточной влаги в резервуарном парке хранения откачивается потребителю.

Оренбургский гелиевый завод

Оренбургский гелиевый завод является ключевым технологическим предприятием по производству гелия (**рисунок 3**).

Рисунок 3 – Оренбургский гелиевый завод

Решение о строительстве объекта было принято в начале 70-х годов прошлого века, так как газ Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения обладает потенциалом для его извлечения (содержание гелия – 0,055 %). Природный газ на первую очередь Оренбургского гелиевого завода был принят в декабре 1977 года, а первые кубометры товарного гелия были получены уже в марте 1978 года. Позднее построены вторая и третья очереди Оренбургского гелиевого завода [2]. Сегодня в промышленной эксплуатации находятся пять гелиевых блоков.

Суммарная мощность завода по переработке природного газа составляет 15 млрд м^3 в год. Стоит отметить тот факт, что в мировой практике нет других примеров промышленного производства гелия со столь малым его содержанием. Однако Оренбургский гелиевый завод за годы своей эксплуатации подтвердил и доказал целесообразность данного строительства. Промышленное предприятие до сих позволяет гарантированно получать товарный гелий требуемого качества.

Поточная схема Оренбургского гелиевого завода (**рисунок 4**) направлена на извлечение ценных компонентов из потока товарного газа Оренбургского ГПЗ.

Газ Оренбургского ГПЗ после дополнительной очистки от серосодержащих соединений и удаления избыточной влаги поступает на гелиевые блоки, где в результате глубокого извлечения из него выделяются потоки гелия, метановой и этановой фракций, ШФЛУ. Полученный товарный гелий направляется на отгрузку потребителям в жидком или газообразном виде. Метановая фракция, представляющая собой поток товарного газа с извлеченными из него ценными компонентами, поступает в магистральный газопровод. Этановая фракция по системе этанопроводов Оренбург – Казань направляется в качестве сырья в ПАО «Казаньоргсинтез». Поток ШФЛУ подается на установку фракционирования, где разделяется на пропановую и бутановую фракции, которые далее направляются на участок отгрузки железнодорожным транспортом.

Основные проекты модернизации и реконструкции объектов Оренбургского ГПК

Оренбургский ГПК – динамично развивающийся технологический комплекс. Целью перспективного развития производственных мощностей оренбургских филиалов ООО «Газпром переработка» является расширение ассортимента, а также наращивание объемов выпуска товарной высокомаржинальной продукции, увеличение числа заинтересованных бизнес-партнеров и укрепление деловых взаимоотношений с крупнейшими химическими компаниями России. Ключевая тенденция развития Оренбургского ГПК заключается в комплексной реконструкции технологических объектов, большинство из которых введено в эксплуатацию в советское время, и внедрении на их основе передовых технологических решений по получению целевых продуктов и наращиванию объемов их производства. Для того чтобы показать эту концепцию, в данной статье рассмотрены наиболее значимые проекты перспективного развития, реализация которых на технологических объектах комплекса запланирована в течение ближайших десяти лет:

1. Реконструкция объектов I очереди Оренбургского ГПЗ.

2. Раздельная переработка газов Оренбургского и Карачаганакского месторождений на Оренбургском ГПЗ.

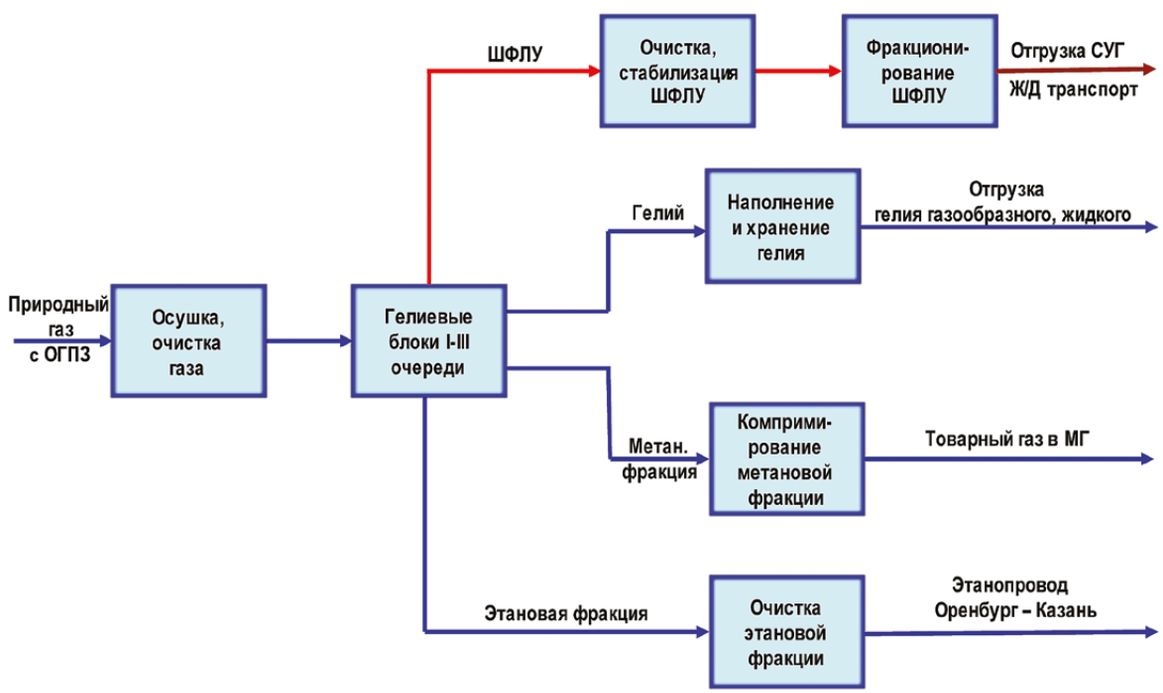


Рисунок 4 – Поточная блок-схема Оренбургского гелиевого завода

Рисунок 5 – Принципиальная блок-схема установок получения одоранта на Оренбургском ГПЗ

3. Строительство этанового блока на Оренбургском гелиевом заводе.

4. Реконструкция установки фракционирования ШФЛУ Оренбургского гелиевого завода с целью доведения качества продукции до требований перспективных стандартов.

Реконструкция объектов I очереди Оренбургского ГПЗ

Добываемые на Оренбургском месторождении природный газ и нестабильный газовый конденсат, переработка которых происходит преимущественно на технологических объектах I очереди Оренбургского ГПЗ, характеризуются высоким содержанием сераорганических соединений. Эта отличительная особенность сырья определяет цель реализации проекта «Реконструкция объектов I очереди Оренбургского ГПЗ», направленного на расширение технологических мощностей по получению одоранта.

Как отмечено выше, Оренбургский ГПЗ является единственным в России промышленным предприятием, выпускающим природный одорант. На **рисунке 5** представлена принципиальная блок-схема комплекса технологических объектов по его производству.

Сырьем для получения продукта является стабильный конденсат. В результате щелочной экстракции из этого потока извлекается смесь природных меркаптанов, которая затем направляется на установку осушки для получения одоранта марки СПМ-1 требуемого товарного качества. Для отгрузки потребителю в составе завода имеются отделение хранения, налива и отгрузки.

Дополнительно в рамках реконструкции предполагается проработка технологического решения по фракционированию смеси природных меркаптанов с целью получения индивидуальных компонентов – одорантов улучшенного качества. Эти продукты представляют собой товарные марки этил- и пропилмеркаптана. Решение о внедрении данного предложения будет принято после анализа потенциальных потребителей данной продукции и проведения технико-экономической оценки целесообразности производства.

Также в рамках реализации проекта запланировано строительство нового объекта – установки по производству диметилдисульфида, важного реагента, используемого в качестве осерняющего агента для активации катализаторов каталитических процессов. Установка по получению диметилдисульфида станет единственной в России по производству данного уникального продукта. На **рисунке 6** на с. 86 представлена принципиальная блок-схема новой технологической установки производства диметилдисульфида (ДМДС) и диалкилдисульфида (ДАДС).

Сырьем вновь проектируемой установки станет смесь дисульфидов, образующаяся в качестве побочного продукта очистки пропан-бутановой фракции. После отстаивания в емкостях-сепараторах, в которых происходит отделение следов раствора щелочи, дисульфидная смесь направляется в адсорберы, где на цеолитах происходит ее осушка от избыточной влаги. Осушенный поток направляется в блок фракционирования, состоящий из двух ректификационных колонн. В результате последовательного разделения из исходной смеси образуются потоки ДМДС и ДАДС требуемого качества, которые направляются на блок хранения и отгрузки.

В рамках проекта «Реконструкция I очереди Оренбургского ГПЗ» запланирована комплексная реконструкция технологических установок, целью которой является приведение действующих объ-

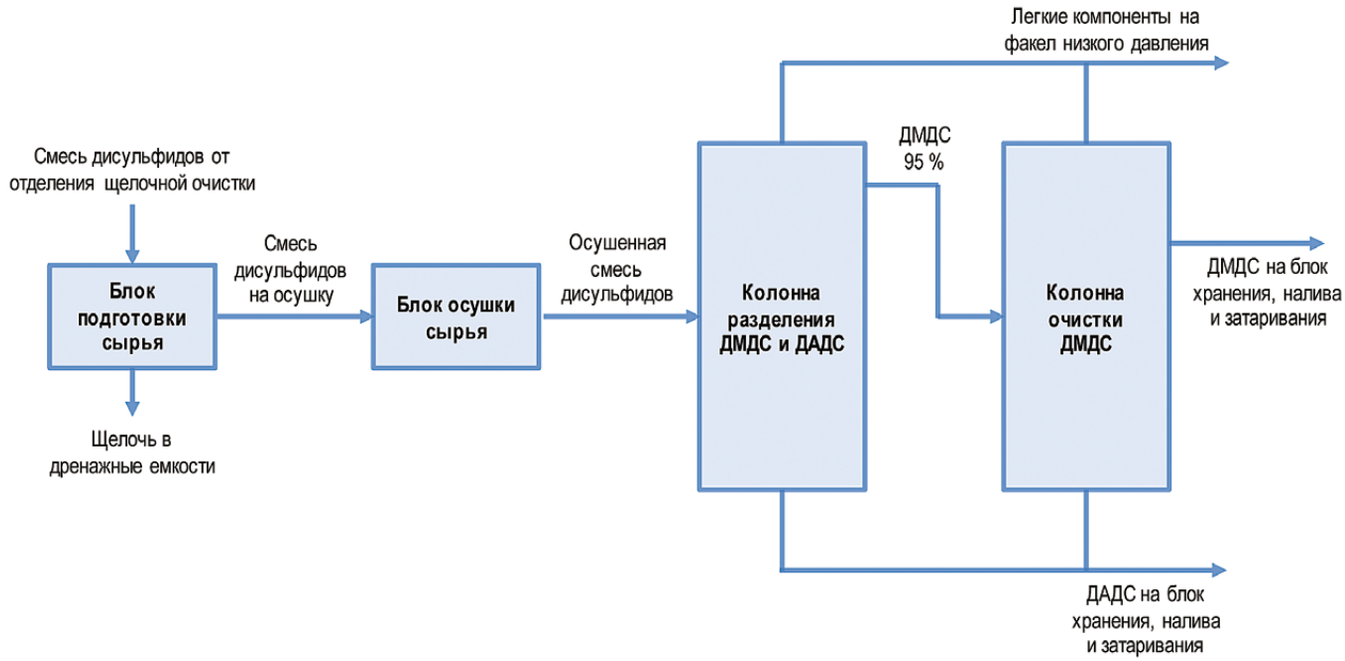


Рисунок 6 – Принципиальная блок-схема установки получения ДМДС и ДАДС

ектов в соответствие с требованиями актуальных норм и правил в области промышленной и пожарной безопасности.

В рамках реконструкции планируется модернизация установок очистки и осушки сырьевого газа, которая предполагает внедрение технологических решений, направленных на увеличение степени извлечения кислых компонентов из потока углеводородного газа. В условиях тенденции к ужесточению требований экологических стандартов данная реконструкция позволит осуществлять производство товарного газа согласно требованиям перспективных стандартов качества.

Дополнительно запланировано внедрение новой системы механической сепарации сырьевого газа, регенерации и фильтрации аминов. Решения, позволяющие исключить влияние высокого содержания жидких углеводородов в сырьевом газе, также позволят обеспечить стабильное ведение технологического режима на установках.

На установке стабилизации нестабильного газового конденсата и нефти предполагается модернизация узла приема и подготовки сырья, а также блока ЭЛОУ. Для достижения требований, предъявляемых к качеству продукта, сырьевые сепараторы будут дооснащены коалесцерами. При получении подтверждающих расчетов также запланирована замена электродегидраторов и внедрение автоматических узлов введения деэмульгаторов с коррекцией работы в зависимости от состава сырья. Эти решения позволят вести стабильный технологический режим в условиях изменяющегося состава сырья и залповых поступлений некондиционных потоков. Дополнительно будет обеспечена работа установки на сырье утяжеленного состава, в отличие от проектных значений.

Раздельная переработка газов Оренбургского и Карачаганакского месторождений на Оренбургском ГПЗ

На объектах II и III очередей Оренбургского ГПЗ осуществляется переработка смеси газов Оренбургского и Карачаганакского нефтегазоконденсатных месторождений. Данные аналитического контроля показывают, что газ Карачаганакского месторождения характеризуется повышенным содержанием кислых компонентов, поэтому наиболее целесообразно перерабатывать этот поток отдельно от газа Оренбургского месторождения [3]. С одной стороны, это позволит вовлечь в переработку больший объем газового сырья, характеристики которого отличаются от заложенных в первоначальном проекте завода. С другой – обеспечит гарантированное выполнение договорных обязательств перед казахстанской стороной.

В результате реализации проекта «Раздельная переработка газов Оренбургского и Карачаганакского нефтегазоконденсатных месторождений на ГПЗ» будет обеспечена комплексная реконструкция объектов II и III очередей Оренбургского ГПЗ, а также гарантированная переработка увеличенного объема газа Карачаганакского месторождения.

Новая схема переработки сырья предполагает, что газ Карачаганакского месторождения в полном объеме направляется на технологические объекты III очереди и установку очистки и осушки газа II очереди Оренбургского ГПЗ, после которых поступает в систему магистральных трубопроводов. Газ Оренбургского месторождения, переработка которого проводится

на объектах I и II очередей, направляется в качестве сырья на Оренбургский гелиевый завод (**рисунок 7**).

Реализация проекта «Раздельная переработка газов Оренбургского и Карачаганакского НГКМ на ГПЗ» предполагает масштабную реконструкцию технологических объектов II и III очередей Оренбургского ГПЗ, среди которых установки сероочистки, получения серы, доочистки хвостовых газов.

Модернизация установок сероочистки позволит увеличить степень очистки сырья, обладающего высоким содержанием сернистых соединений, и гарантированно получить товарный газ с более низким содержанием кислых компонентов. Данное решение позволит обеспечить получение товарного продукта соответствующего качества в условиях ужесточения требований экологических стандартов и регламентирующих норм.

На установках получения серы будет реализовано решение, позволяющее перерабатывать кислый газ в широком диапазоне концентраций сероводорода и исключить влияние этого фактора на ведение технологического процесса. Компрессорная газов регенерации цеолитов – новое строительство, запланированное в рамках данного проекта. Его реализация позволит обеспечить компримирование газов регенерации, насыщенных сернистыми соединениями, и их направление в поток сырьевого газа Оренбургского ГПЗ.

Возможность гарантированного производства товарной продукции согласно перспективным стандартам качества, приведение технологических объектов в соответствие с требованиями норм и правил в области промышленной и пожарной безопасности, эффективное распределение газовых потоков будут достигнуты в результате реализации всех запланированных мероприятий.

Строительство этанового блока на Оренбургском гелиевом заводе

Для компании «Газпром переработка» одним из важных направлений перспективного развития является расширение технологических мощностей по получению этановой фракции – продукта, который пользуется повышенным спросом у отечественных производителей полимерной продукции. В процессе пиролиза этана протекает преимущественно реакция дегидрирования, приводящая к образованию этилена – олефинового углеводорода, химические свойства которого позволяют получить в промышленных масштабах широкий ассортимент продуктов химического синтеза (полиэтилен различных марок, поливинилхлорид, этиленгликоль, этанол, уксусная кислота) [4]. Сырьевой газ Оренбургского гелиевого завода обладает потенциалом для дополнительного производства этановой фракции. В первоначальном проекте строительства

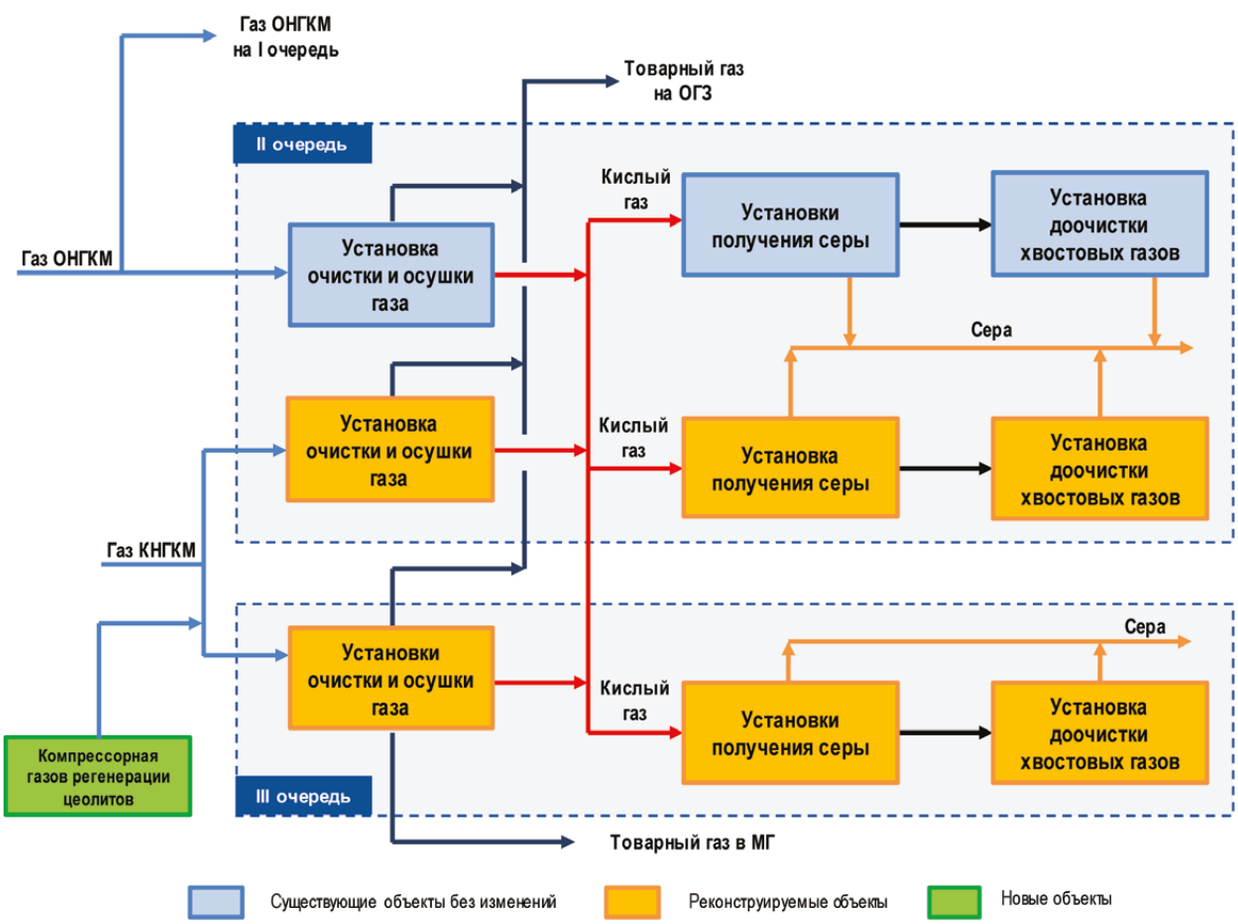


Рисунок 7 – Принципиальная блок-схема проекта «Раздельная переработка газа Оренбургского и Карачаганакского месторождений на ГПЗ»

Оренбургского гелиевого завода акцент ставился на максимальном извлечении гелия только из газа Оренбургского месторождения. Впоследствии проектный состав поступающего газа изменился с увеличением доли газа Карачаганакского месторождения, в котором наблюдается повышенное содержание этана. С целью дополнительного извлечения этановой фракции из потока смесевого сырья специалистами завода были внедрены многочисленные технические решения [5, 6] без проведения масштабной реконструкции действующих производственных объектов. В настоящее время степень извлечения этана составляет в среднем 50 %. Совокупность отмеченных факторов послужила предпосылкой для строительства этанового блока на базе Оренбургского гелиевого завода. Реализация проекта, по предварительным оценкам, позволит увеличить текущую степень извлечения этана до значений выше 90 %.

Строительство нового технологического объекта по дополнительному извлечению этана из потока товарного газа Оренбургского гелиевого завода способствует увеличению поставки сырья для крупнейшего производителя полиэтилена Республики Татарстан – ПАО «Казаньоргсинтез». В настоящее время на данном предприятии наблюдается профицит технологических мощностей, что и является предпосылкой для реализации проекта. Увеличение объемов товарной продукции и укрепление деловых отношений с ведущими химическими компаниями Российской Федерации – важные цели, которые будут достигнуты после ввода данной промышленной установки в эксплуатацию.

По результатам проведенного предынвестиционного исследования доказана целесообразность строительства одного этанового блока, сырьем которого станет газ Карачаганакского месторождения, прошедший предварительную очистку на установках Оренбургского ГПЗ (**рисунок 8**).

На новом технологическом объекте из газового потока происходит извлечение этановой фракции и дополнительного количества ШФЛУ, которые после очистки от нежелательных примесей и осушки направляются в товарный парк Оренбургского гелиевого завода. Согласно расчетам, реализация данных мероприятий позволит увеличить производство этановой фракции на 300–330 тыс. тонн в год, а также обеспечит прирост производства сжиженных углеводородных газов.

Получение дополнительных объемов этановой фракции также потребует модернизации газотранспортной системы. В проведенном предынвестиционном исследовании для транспортировки газового товарного потока рассмотрены варианты увеличения диаметра проходного сечения на некоторых участках этанопровода Оренбург – Казань, а также расширения мощностей по поставке сырьевого газа.

Реконструкция установки фракционирования ШФЛУ Оренбургского гелиевого завода

Сжиженные углеводородные газы (пропан, бутан) благодаря своим экологическим и теплотехническим свойствам, а также относительно низким затратам на производство получили широкое применение для производственных, коммунально-бытовых нужд и газомоторного топлива. В промышленности эти газы используются в качестве сырья химических процессов и топлива для энергогенерирующих установок. Поэтому поиск новых технологий производства сжиженных углеводородных газов улучшенного качества является одним из направлений перспективного развития для компании «Газпром переработка».

Реализация проекта «Реконструкция установки фракционирования ШФЛУ Оренбургского гелиевого завода» направлена на производство сжиженных

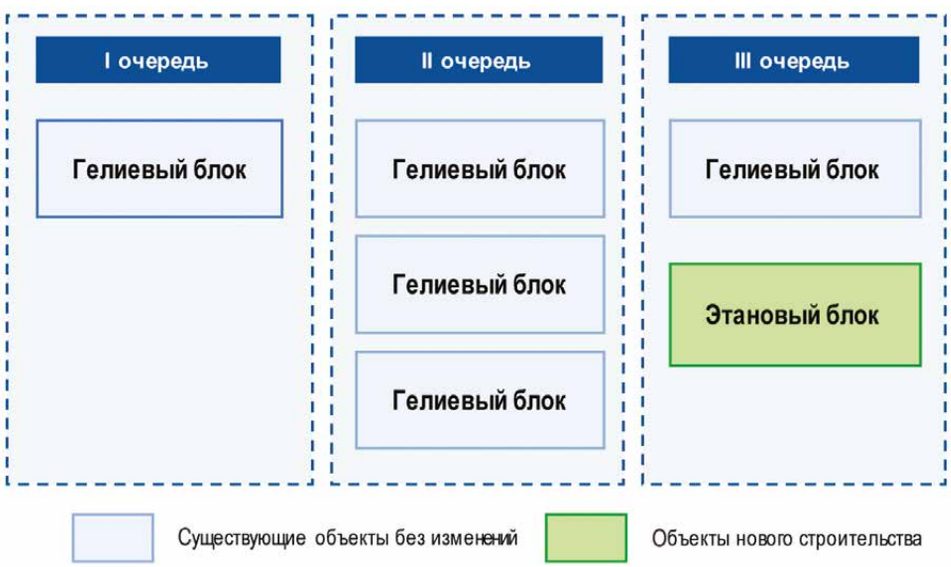


Рисунок 8 – Принципиальная блок-схема проекта «Строительство этанового блока Оренбургского гелиевого завода»

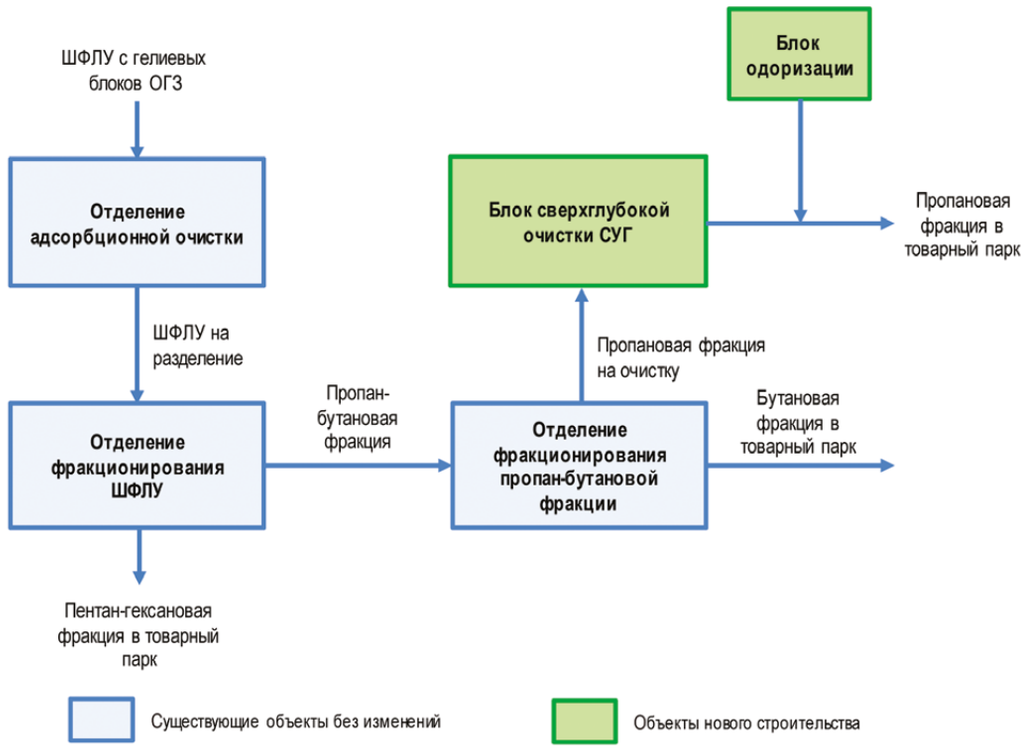


Рисунок 9 – Принципиальная блок-схема проекта «Реконструкция установки фракционирования ШФЛУ Оренбургского гелиевого завода»

углеводородных газов по перспективным отечественным стандартам. Как было указано выше, ШФЛУ образуется на заводе в результате глубокого извлечения целевых компонентов на гелиевых блоках, после которых направляется на установку фракционирования [7]. Принципиальная блок-схема проекта представлена на **рисунке 9**.

Установка фракционирования состоит из трех последовательных отделений, пройдя через которые поток ШФЛУ очищается от различных сераорганических соединений и разделяется на пропановую и бутановую фракции. Однако обозначенные тенденции в газопереработке показывают, что со временем требования к содержанию общей серы ужесточаются, поэтому необходимо внедрить дополнительное отделение адсорбционной очистки.

После комплексной реконструкции объекта будет увеличена глубина очистки газовых потоков от сернистых соединений в результате монтажа блока сверхглубокой очистки СУГ. Согласно разработанным техническим решениям, в состав данного блока будет входить четыре адсорбера для очистки пропановой фракции. Новая схема позволит увеличить степень извлечения сернистых соединений, в частности карбонилсульфида. Дополнительно проект предполагает внедрение технологического решения по модернизации процесса одоризации. Строительство нового блока, оснащенного усовершенствованной системой автоматизации, позволит точнее регулировать процесс одоризации в режиме непрерывного производства товарной продукции.

Таким образом, данный проект преследует долгосрочные стратегические цели.

Декарбонизация – ключевой тренд мировой энергетики

Ключевым трендом современной энергетики является экологическая повестка. Сокращение эмиссии парниковых газов, снижение углеродного следа и антропогенной нагрузки на окружающую среду являются наиболее обсуждаемыми темами в современном мире [8]. Компания «Газпром переработка» следует новым тенденциям и готова принять участие в проектах, направленных на сокращение выбросов углекислого газа. Оренбургский ГПЗ обладает высоким потенциалом для извлечения углекислого газа. Объем валовых выбросов обоих заводов Оренбургского ГПК в среднем составляет порядка 2 млн тонн в год. Сокращение этого количества углекислого газа позволит снизить темпы роста среднегодовой температуры атмосферного воздуха и окажет существенное влияние на климатическую ситуацию.

В рамках проектов декарбонизации ООО «Газпром переработка» проводит активное взаимодействие с ПАО «Газпром нефть». На базе Оренбургского ГПЗ планируется реализация пилотного проекта по извлечению углекислого газа (**рисунок 10**, см. с. 90).

В качестве варианта реализации может быть использована схема аминовой очистки дымовых или продуктовых газов растворами этаноламинов, активно реагирующими с диоксидом углерода. Хвостовые газы процесса Клауса направляются в дополнительные абсорберы, где контактируют с растворами неселек-

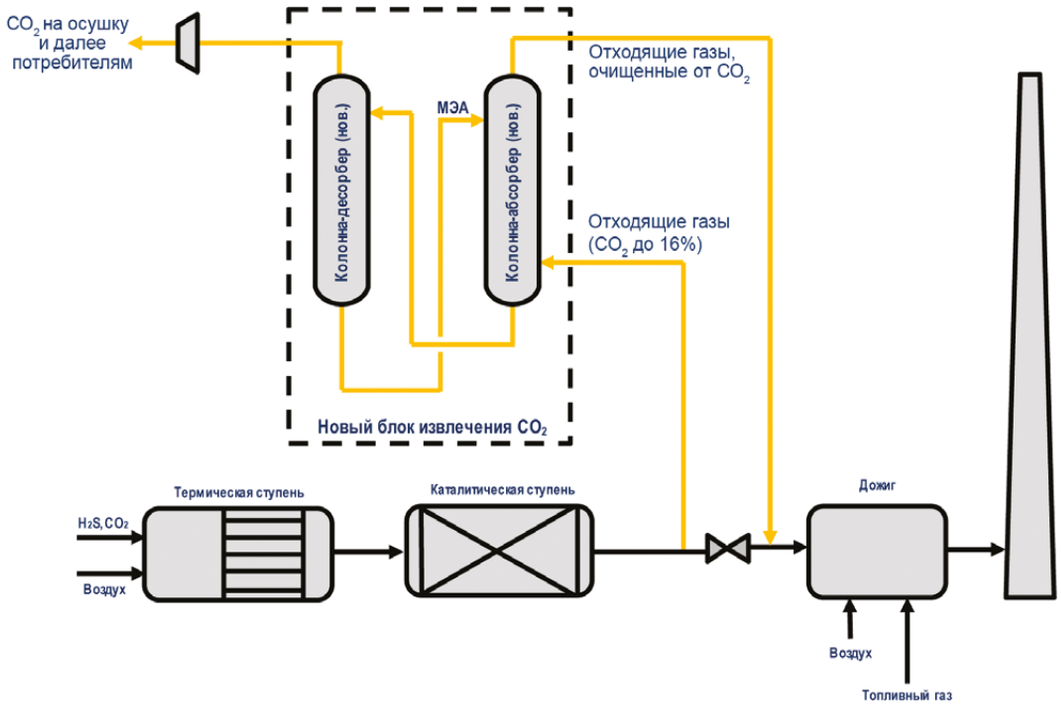


Рисунок 10 – Принципиальная блок-схема проекта по декарбонизации

тивных аминов (МЭА, ДЭА) и очищаются от примесей кислого газа. Полученный поток с высокой концентрацией диоксида углерода направляется для захоронения в подземные пласты и способствует повышению нефтеотдачи [9, 10]. По замыслу ПАО «Газпром нефть», Оренбургский ГПЗ станет частью крупного хаба по захоронению углекислого газа на территории Оренбургского месторождения, в состав которого также будут вовлечены промышленные объекты Уральского федерального округа.

Заключение

Представленные проекты перспективного развития позволят компании «Газпром переработка», в частности оренбургским филиалам, выйти на новый уровень экономического развития, укрепить лидирующие позиции в российской газовой отрасли, упрочить построенные отношения с ведущими химическими компаниями России и ближнего зарубежья и усилить интеграцию в экологические инициативы.

Список источников

1. Ишмурзин А. В. Газ, конденсат, нефть и водород // Корпоративный журнал «Газпром». 2022. № 5. С. 16–22.
2. Голубева И. А., Родина Е. В., Можейкина В. В. Оренбургский ГПК – газоперерабатывающий и гелиевый заводы (ООО «Газпром добыча Оренбург») // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 2. С. 32–34, 37–38.
3. Морозов М. М., Молчанов С. А., Чехонин М. Ф. Опыт переработки сырья, по составу отличного от проектного, Оренбургского и Карачаганакского (Казахстан) месторождений. Модернизация производства // Газовая промышленность. 2018. № 3. С. 42–45.
4. Салимгареев Р. Р., Рачковский С. В. Моделирование процесса пиролиза в CHEMCAD // Вестник технологического университета. 2016. Т. 19, № 12. С. 132–134.
5. Столыпин В. И. Увеличение отбора целевых компонентов из природного газа на Оренбургском гелиевом заводе // Башкирский химический журнал. 2006. Т. 13, № 4. С. 85–86.

6. Хабибуллин Р. Р., Пантелеев Д. В., Сыркин А. М. Повышение хладопроизводительности гелиевого блока III очереди гелиевого завода с целью увеличения выработки этановой фракции и широкой фракции легких углеводородов // Башкирский химический журнал. 2012. Т. 19, № 1. С. 118–119.

7. Вильданов А. Ф., Бажирова Н. Г., Коробков Ф. А., Мазгаров А. М., Пантелеев Д. В., Молчанов С. А., Зубанова Е. А. Очистка сжиженных углеводородных газов от сернистых соединений // Технология нефти и газа. 2011. № 2. С. 15–20.

8. Лукин В. А. Декарбонизация: отраслевые риски и возможности // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 7 (115). С. 54–60.

9. Афанасьев С. В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 9 (93). С. 94–106.

10. Афанасьев С. В., Волков В. А. Переработка дымовых газов как способ выполнения Парижского соглашения и увеличения нефтеотдачи // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 1 (109). С. 52–56.

References

1. Ishmurzin A. V. Gas, condensate, oil and hydrogen // Gazprom Magazine. 2022. No. 5. P. 16–22. (In Russ.).

2. Golubyeva I. A., Rodina E. V., Mozheykina V. V. Orenburgsky GPK – Gas-reprocessing and helium plants (OOO “Gazprom Dobycha Orenburg”) // Oil Processing and Petrochemistry. 2015. No. 2. P. 32–34, 37–38. (In Russ.).

3. Morozov M. M., Molchanov S. A., Chekhonin M. F. Experience of processing the raw materials with chemical composition different from design one at the Karachaganakskoe field (Republic of Kazakhstan) and the fields of the Orenburg region. Modernization of production // Gas Industry Journal. 2018. No. 3. P. 42–45. (In Russ.).

4. Salimgareev R. R., Raczkowski S. V. Simulation of the pyrolysis process in CHEMCAD // Herald of Technological University. 2016. Vol. 19, no. 12. P. 132–134. (In Russ.).

5. Stolypin V. I. Increasing the selection of target components from natural gas at the Orenburg helium plant // Bashkir Chemical Journal. 2006. Vol. 13, no. 4. P. 85–86. (In Russ.).

6. Khabibullin R. R., Panteleev D. V., Syrkin A. M. Increase of cold productivity the helium block of III turn in helium plant for the purpose the increase in output of ethane fraction and wide fraction of light hydrocarbons // Bashkir Chemical Journal. 2012. Vol. 19, no. 1. P. 118–119. (In Russ.).

7. Vildanov A. F., Bazhirova N. G., Korobkov F. A., Mazgarov A. M., Panteleev D. V., Molchanov S. A. and Zubanova E. A. Treating of Liquefied Petroleum Gas from Sulfur Compounds // Oil and Gas Technologies. 2011. No. 2. P. 15–20. (In Russ.).

8. Lukin V. A. Decarbonization: Industry Risks and Opportunities // Business magazine Neftegaz.RU. 2021. No. 7 (115). P. 54–60. (In Russ.).

9. Afanasiev S. V. Carbon dioxide as a raw material for large-tonnage chemistry // Business magazine Neftegaz.RU. 2019. No. 9 (93). P. 94–106. (In Russ.).

10. Afanasiev S. V., Volkov V. A. Flue gas processing as a way to fulfill the Paris Agreement and increase oil recovery // Business magazine Neftegaz.RU. 2021. No. 1 (109). P. 52–56. (In Russ.).

Информация об авторах:

Михаил Михайлович Морозов, главный инженер – первый заместитель генерального директора
Рустем Фаузарович Галиев, заместитель генерального директора по перспективному развитию
Сергей Владимирович Кочетов, заместитель начальника инженерно-технического центра
Сергей Владимирович Виноградов, начальник отдела инжинирингового обеспечения переработки углеводородного сырья
Павел Сергеевич Панферов, инженер I категории отдела инжинирингового обеспечения переработки углеводородного сырья

Information about the authors:

Mikhail M. Morozov, chief engineer – first deputy general director
Rustem F. Galiev, deputy general director for prospective development
Sergey V. Kochetov, deputy head of the engineering and technical center
Sergey V. Vinogradov, head of department
Pavel S. Panferov, first category engineer

Статья поступила в редакцию 25.11.2022; одобрена после рецензирования 18.04.2023; принята к публикации 19.04.2023.
The article was submitted 25.11.2022; approved after reviewing 18.04.2023; accepted for publication 19.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 92–103

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 66.045.1:621.59
EDN LPMUXV

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СПИРАЛЬНОВИТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ЖИДКИМ АЗОТОМ

Сергей Сергеевич Круглов[1], Елена Борисовна Федорова[2], Глеб Сергеевич Плотников[3], Леонид Борисович Волокитин[4]
[1, 2, 3, 4]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
[1]s.kruglov@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0002-1139-7360
[2]elena.b.fedorova@gmail.com, https://orcid.org/0000-0002-8663-2302
[3]plotnikov_gleb@inbox.ru
[4]leovol@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности методики теплогидравлического расчета криогенных спиральновитых теплообменных аппаратов на примере двухпоточного теплообменника для охлаждения природного газа жидким азотом. Проведено расчетное исследование сложного теплообмена в каналах криогенного спиральновитого теплообменного аппарата и процесса теплоотдачи в области криогенных температур при кипении хладагента в межтрубном пространстве аппарата. Получены численные и графические зависимости основных параметров теплопередачи.

Ключевые слова: спиральновитой теплообменник, криогенный теплообменник, теплообменный аппарат, теплообмен, теплопередача, кипение хладагента, криогенный хладагент, криогенные температуры, производство СПГ, сжиженный природный газ

Для цитирования: Круглов С. С., Федорова Е. Б., Плотников Г. С., Волокитин Л. Б. Расчет параметров спиральновитого теплообменного аппарата для охлаждения природного газа жидким азотом // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 92–103. EDN LPMUXV.

© Круглов С. С., Федорова Е. Б., Плотников Г. С., Волокитин Л. Б., 2023

© Kruglov S. S., Fedorova E. B., Plotnikov G. S., Volokitin L. B., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):92-103

Original article
UDC 66.045.1:621.59
EDN LPMUXV

CALCULATION OF THE SPIRAL-WOUND HEAT EXCHANGER PARAMETERS FOR COOLING NATURAL GAS WITH LIQUID NITROGEN

Sergey S. Kruglov[1], Elena B. Fedorova[2], Gleb S. Plotnikov[3], Leonid B. Volokitin[4]
[1, 2, 3, 4]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
[1]s.kruglov@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0002-1139-7360
[2]elena.b.fedorova@gmail.com, https://orcid.org/0000-0002-8663-2302
[3]plotnikov_gleb@inbox.ru
[4]leovol@mail.ru

Abstract. In this article the features of the thermal-hydraulic calculation method of the cryogenic spiral-wound heat exchangers have been discussed. As an object of study a double-flow heat exchanger for cooling natural gas with liquid nitrogen has been chosen. Computational study of the complex heat transfer in the channels of cryogenic spiral-wound heat exchanger and the heat transfer process during the boiling of the refrigerant at the cryogenic temperatures in the shell side space of the apparatus has been carried out. Numerical and graphical dependences of the heat transfer key parameters have been obtained.

Keywords: spiral-wound heat exchanger, cryogenic heat exchanger, heat exchanger, heat exchange, heat transfer, refrigerant boiling, cryogenic refrigerant, cryogenic temperatures, LNG production, liquefied natural gas

For citation: Kruglov S. S., Fedorova E. B., Plotnikov G. S., Volokitin L. B. Calculation of the spiral-wound heat exchanger parameters for cooling natural gas with liquid nitrogen. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):92-103. (In Russ.). EDN LPMUXV.

Введение

В промышленных условиях наиболее распространенным техническим устройством, в котором осуществляется передача тепловой энергии между теплоносителями, является кожухотрубчатый теплообменный аппарат (ТА). Теплопередача между потоками в таких аппаратах происходит без их прямого физического контакта – через теплопроводящую стенку и чаще всего при непрерывно изменяющихся во времени температурах теплообменивающихся сред, то есть без изменения их фазового состояния в рабочей зоне аппарата.

Кожухотрубчатые теплообменники со спиральновитыми трубками получили распространение в различных отраслях промышленности после того, как в 1895 году немецкий инженер Карл фон Линде (основатель компании Linde) впервые сконструировал и построил промышленную установку для сжижения воздуха. На сегодняшний день практически ни одно производство, имеющее в своем составе низкотемпературные и криогенные процессы, не обходится без применения спиральновитых теплообменных аппаратов (СВТА).

Эти аппараты способны осуществлять теплопередачу между технологическими средами при минимальных температурных напорах (от десятых долей до нескольких градусов), а тепловая эффективность – коэффициент полезного действия (КПД) некоторых конструкций СВТА – достигает 98 %. Ввиду своих преимуществ перед теплообменниками традиционных конструкций СВТА нашли широкое применение в индустрии, связанной со сжиженным природным газом (СПГ), где вопрос энергетической эффективности имеет особое значение. На крупно- и среднетоннаж-

ных заводах, производящих СПГ, СВТА используются в качестве главных криогенных теплообменников – ожижителей природного газа. Известно, что криогенные теплообменники без преувеличения являются «сердцем» завода, от эффективности их работы во многом зависят технико-экономические показатели всего СПГ-производства [1].

В отечественном химическом и нефтегазовом машиностроении отсутствует достаточный опыт проектирования криогенных спиральновитых многопоточных теплообменных аппаратов для крупнотоннажных процессов производства СПГ. По данной причине все аппараты подобного типа, эксплуатирующиеся на территории РФ, сконструированы и изготовлены за рубежом. Поэтому исследование процессов тепло- и гидродинамики в криогенных СВТА является важной задачей с точки зрения политики импортозамещения в СПГ-индустрии, а также представляет большой научно-исследовательский интерес.

Особенности теплогидравлического расчета СВТА

Ниже перечислены факторы, учет которых вызывает трудности при выполнении теплогидравлического расчета криогенных СВТА, в особенности аппаратов большой производительности [2, 3]:

- формирование и движение мультифазных сред со сложным характером течения, приводящее к неравномерному распределению фаз в каналах аппарата;
- охлаждение прямого потока в трубном пространстве в закритической области состояния и сильно переменные теплофизические свойства теплоносителей при криогенных температурах;
- значительное температурное расслоение в сечениях межтрубного пространства аппарата, вызывающее поперечную циркуляцию обратного потока;
- температурные и весовые деформации, а также вибрация трубного пучка при эксплуатации аппарата.

Конвенциональные методики [4] теплогидравлического расчета кожухотрубчатых теплообменных аппаратов нефтегазоперерабатывающих производств не позволяют осуществить адекватный учет указанных факторов, оказывающих значительное влияние на результаты расчета СВТА.

Таким образом, цель настоящей работы заключалась в исследовании некоторых особенностей методики теплогидравлического расчета криогенных спиральновитых ТА для производства СПГ.

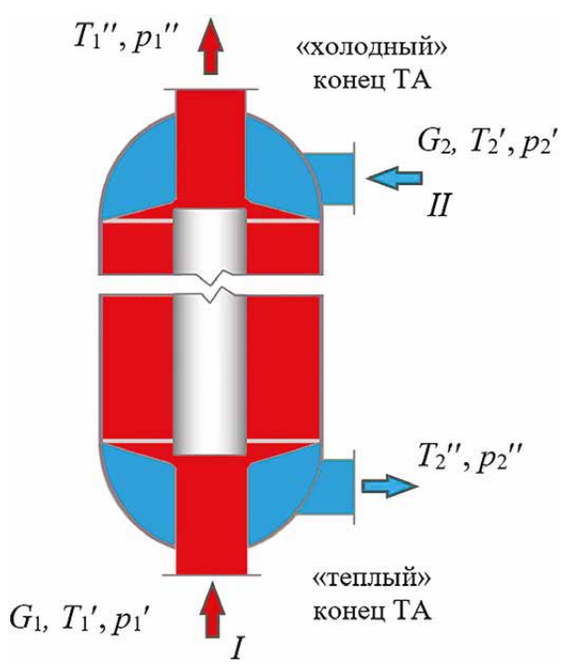


Рисунок 1 – Схема движения потоков в спиральновитом теплообменном аппарате

Потоки: *I* – прямой поток в трубном пространстве; *II* – обратный поток в межтрубном пространстве.

Обозначения: нижний индекс «*1*» – прямой поток (метан); нижний индекс «*2*» – обратный поток (азот); верхний индекс «′» – любая переменная, относящаяся к точке входа в аппарат; верхний индекс «″» – любая переменная, относящаяся к точке выхода из аппарата

Исходные данные для теплогидравлического расчета СВТА

В качестве методического примера рассматривался расчет двухпоточного теплообменника, предназначенного для охлаждения потока метана (CH_4) в интервале температур от $T_1' = -80$ °C до $T_1'' = -110$ °C. В качестве хладагента применялся азот (N_2). Массовый расход прямого потока через аппарат равен $G_1 = 50$ т/ч, обратного – $G_2 = 40$ т/ч. Абсолютное статическое давление метана на входе $p_1' = 5{,}0$ МПа, азота – $p_2' = 0{,}4$ МПа.

Поток метана высокого давления движется по трубному пространству аппарата снизу вверх, обратный поток азота низкого давления проходит в противоточном направлении в межтрубном пространстве (**рисунок 1**).

Технико-экономические показатели процесса сжижения природного газа в значительной степени определяются КПД главного криогенного теплообменного аппарата, который в свою очередь существенно зависит от недорекуперации (недоиспользования) холода хладагента на «теплом» конце аппарата, то есть от величины соответствующего температурного напора между потоками – $\Delta T_т = |T_2'' - T_1'|$. Для повышения тепловой эффективности ТА необходимо добиваться уменьшения значения $\Delta T_т$, что затруднительно, поскольку со снижением $\Delta T_т$ при одной и той же тепловой мощности аппарата необходимо увеличивать площадь поверхности теплообмена, что приводит к росту металлоемкости теплообменника и увеличению гидравлического сопротивления его проточных трактов.

Исходя из назначения рассматриваемого СВТА, зададимся рекомендуемым [2] значением температурного напора на его «теплом» конце, равным $\Delta T_т = 5{,}0$ °C. В результате температура азота на выходе из ТА будет равна $T_2'' = -85$ °C.

Изначально гидравлические сопротивления теплообменного аппарата по обоим пространствам ($\Delta p_1 = p_1' - p_1''$ *и* $\Delta p_2 = p_2' - p_2''$) являются неизвестными величинами, поэтому на первой итерации расчета принимается условие, что их значения равны нулю. Таким образом, статические давления потоков в про-

Таблица 1 – Исходные параметры потоков для теплогидравлического расчета СВТА

Наименование потока	Массовый расход, т/ч (кг/с)	Давление на входе p', МПа абс.	Температура на входе T', °С (К)	Температура на выходе T'', °С (К)
Прямой (CH_4)	50 (13,89)	5,0	-80,00 (193,15)	-110,00 (163,15)
Обратный (N_2)	40 (11,11)	0,4	-189,50 (83,65)	-85,00 (188,15)

цессе теплообмена являются постоянными (изобарный процесс $p = \text{const}$). На последующих итерациях расчета значения величин Δp_1 и Δp_2 будут несколько раз уточняться до достижения ими приемлемой точности.

Также необходимо задаться средними скоростями рабочих сред в трубном $w_{1.cp}$ и межтрубном $w_{2.cp}$ пространствах. В криогенных ТА коэффициент теплоотдачи в трубах может на порядок превышать коэффициент теплоотдачи в межтрубном пространстве. Как известно, интенсивность теплоотдачи напрямую зависит от скорости потока. Поэтому для обеспечения более эффективной теплоотдачи в межтрубном пространстве примем скорость обратного потока в несколько раз больше скорости прямого потока. С этой целью воспользуемся соответствующими рекомендациями [2], тогда $w_{1.cp} = 1{,}0$ м/с, $w_{2.cp} = 5{,}0$ м/с.

Теплопритоки из окружающей среды Q_{oc} воспринимаются обратным потоком и зависят от размера ТА, типа изоляции и температурного уровня получения холода. В первом приближении суммарные теплопритоки считаются равномерно распределенными по всей внешней поверхности аппарата и принимаются исходя из опыта эксплуатации подобных ТА [5] равными 5 % тепла, которое отдает прямой поток, то есть $Q_{oc} = 0{,}05Q_1$.

Мощность проектируемого СВТА равна количеству тепла, отбираемого у метана, $Q_{TA} = Q_1$. Количество тепла, воспринимаемого обратным потоком, находится из уравнения теплового баланса для всего аппарата $Q_2 = Q_1 + Q_{oc}$.

Ввиду отсутствия справочных данных [6] по теплофизическим и термодинамическим свойствам метана в закритической области в рассматриваемом диапазоне рабочих температур, свойства обоих теплоносителей определялись с помощью компьютерной программы «Расчет свойств криогенных веществ», разработанной Тараном В. Н., доцентом кафедры криогенной техники Одесской государственной академии холода. Проведя сопоставление данных программы с различными источниками, установили, что она дает вполне достоверные значения свойств для обоих потоков при заданных давлениях и температурах.

Выразив тепловые потоки Q_1 и Q_2 через массовые расходы и разность энтальпий теплоносителей на входе и выходе из аппарата и подставив их в уравнение теплового баланса ТА, можно по полученному значению энтальпии обратного потока на входе в СВТА определить соответствующую температуру азота T_2'.

Исходные технологические данные для расчета аппарата представлены в **таблице 1**.

Поток метана охлаждается по закритической изобаре ($p_1 = 5{,}0$ МПа = const). T-S-диаграмма состояния метана в данном процессе представлена на **рисунке 2**.

Азот с давлением $p_2 = 0{,}4$ МПа = const, находящийся на входе в аппарат в жидком агрегатном состоянии, в процессе теплообмена с метаном закипает и полностью испаряется (**рисунок 3** на с. 96).

Перед выполнением технологического расчета на основе рекомендаций по проектированию крио-

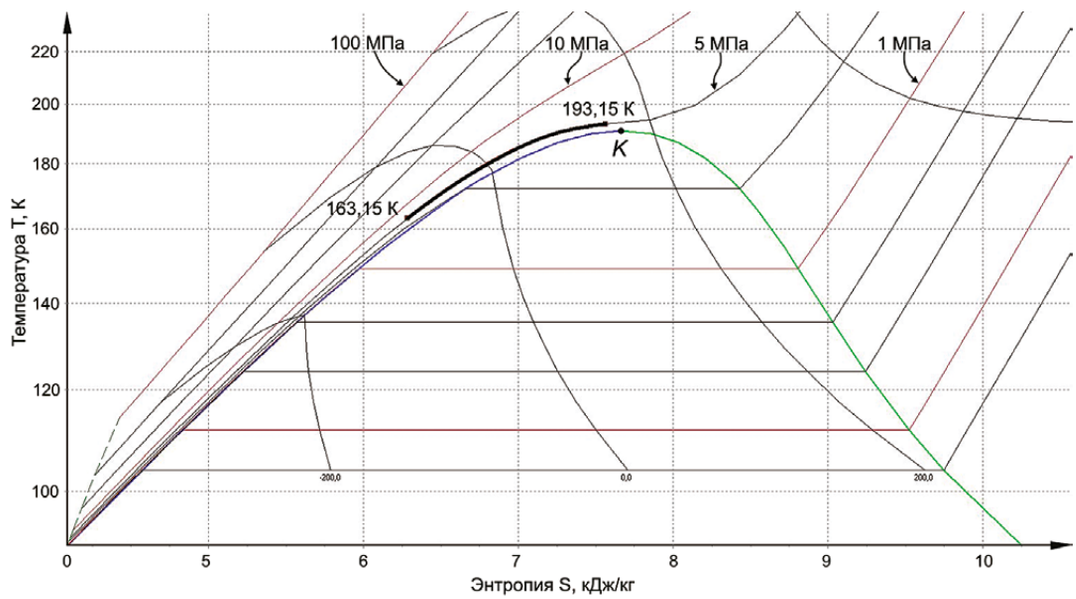


Рисунок 2 – T-S-диаграмма состояния метана. Черная линия – изобара (5 МПа абс.) охлаждения метана от 193,15 до 163,15 К. K – критическая точка

генных СВТА [2, 3, 7] также необходимо задаться некоторыми основными конструктивными характеристиками и техническими параметрами трубного пучка, представленными в **таблице 2**.

Выбранный способ навивки теплообменных труб позволяет обеспечить более высокую теплоотдачу на стороне обратного потока, но при этом повышает гидравлическое сопротивление межтрубного пространства аппарата. Число заходов навивки трубного пучка увеличивается от слоя к слою с ростом диаметра, что обеспечивает примерно одинаковую длину всех трубок в пучке, а следовательно, их равные гидравлические сопротивления и расходы в каждом из каналов.

Зазор между соседними слоями навивки обеспечивается продольно установленными дистанцирующими элементами толщиной δ_1, выполненными в виде полос из алюминия (по аналогии с материалом трубок). Зазор между внешним слоем навивки и кожухом аппарата уплотнен с помощью тонкой экранирующей обечайки толщиной δ_3.

Принятые конструкция СВТА и конфигурация поверхности теплообмена представлены на **рисунках 4 а, б** на с. 97.

Методика теплогидравлического расчета СВТА

Поскольку прямой поток метана на протяжении всего времени пребывания в аппарате находится в состоянии сверхкритической жидкости (**рисунок 2**), а обратный поток азота претерпевает фазовый переход жидкость – газ (**рисунок 3**), их теплофизические свойства значительно изменяются от точки входа до точки выхода (**таблица 3** на с. 97). В связи

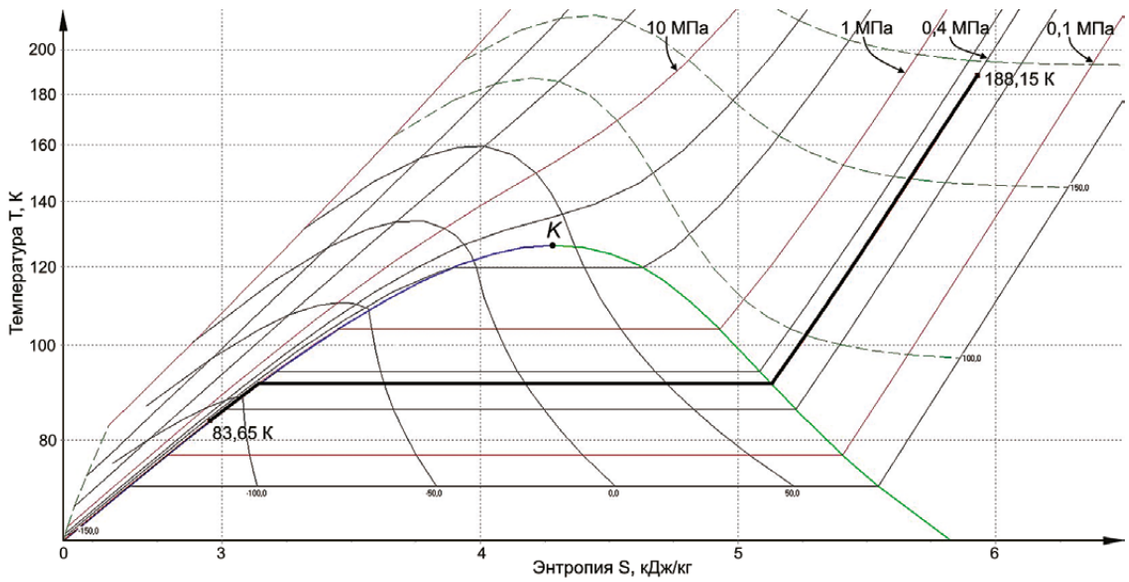
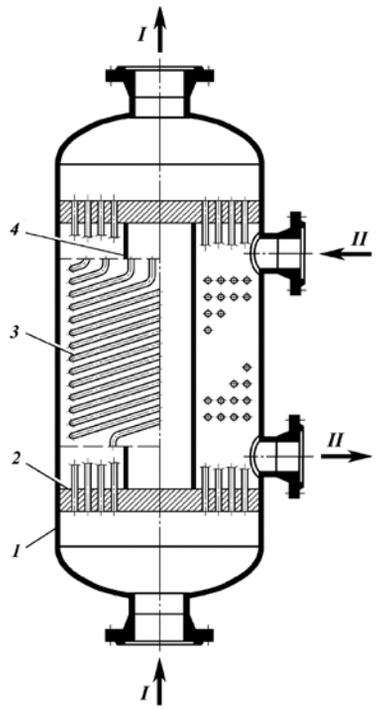


Рисунок 3 – T-S-диаграмма состояния состояния азота.
Черная линия – изобара (0,4 МПа абс.) нагрева азота от 83,65 до 188,15 К.
K – критическая точка

Таблица 2 – Исходные характеристики и параметры трубного пучка СВТА

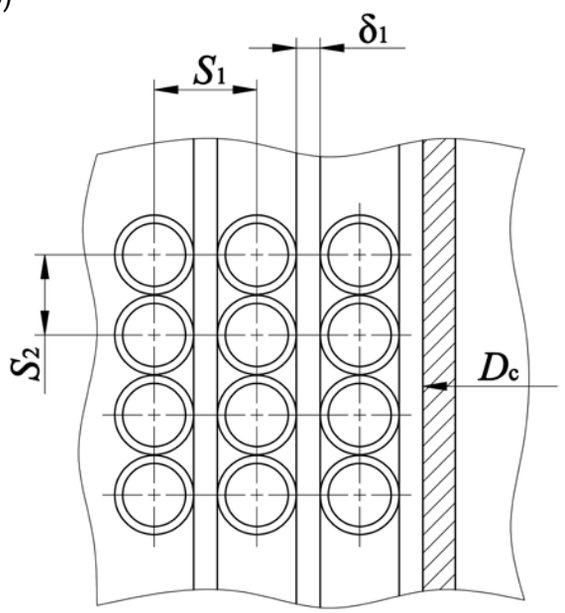
Наименование параметра, обозначение, ед. изм.	Значение
Элемент поверхности теплообмена	Гладкая труба
Наружный диаметр × толщина стенки трубки $d_н \times \delta$, мм	10 × 1,0
Способ навивки труб на сердечник	Плотная многозаходная
Материальное исполнение навиваемых трубок	Алюминиевый сплав АМг6 по ГОСТ 4784-2019
Толщина дистанцирующей полосы между слоями труб δ_1, мм	1,5
Зазор между витками труб в слое δ_2, мм	0,0
Толщина внешней экранирующей обечайки пучка δ_3, мм	0,5
Поперечный шаг навивки (между слоями труб) $s_1 = d_н + \delta_1$, мм	11,5
Продольный шаг навивки (между трубами в слое) $s_2 = d_н + \delta_2$, мм	10,0
Диаметр сердечника D_c, мм	200

а)



1 – кожух; *2* – трубная решетка;
3 – теплообменная труба; *4* – полый сердечник.
Потоки: *I* – метан; *II* – азот

б)



s_1 – поперечный шаг навивки;
s_2 – продольный шаг навивки; δ_1 – толщина дистанцирующей полосы; D_c – диаметр сердечника

Рисунок 4 – Эскизы конструкции СВТА и конфигурации трубного пучка:
а – конструкция СВТА [8]; б – конфигурация плотной навивки труб

с этим значения коэффициента теплопередачи также будут существенно отличаться в разных сечениях теплообменника.

При расчете подобных ТА определение величины среднего температурного напора $\Delta t_{ср}$ по концевым значениям температур теплоносителей как среднеарифметической $\Delta t_{ср.а}$ или среднелогарифмической $\Delta t_{ср.л}$ величины приводит к некорректным результатам. В практике расчетов криогенных теплообменников [2, 3, 7], работающих при высоких давлениях, как правило, оперируют среднеинтегральным температурным напором $\Delta t_{ср.и}$.

В этом случае теплообменная поверхность условно разбивается на n небольших участков так, чтобы через поверхность каждого i-го участка ($i = 1…n$) передавался одинаковый тепловой поток $\Delta Q_i = Q_{ТА} / n$, то есть аппарат с поверхностью теплообмена F заменяется на ряд последовательно соединенных ТА с равной тепловой нагрузкой $\Delta Q_i = \Delta Q_1 = \Delta Q_2 = … = \Delta Q_n$ и соответствующими площадями поверхностей F_i.

Каждому участку соответствуют два сечения – начальное и конечное, таким образом, расчетная схема теплообменного аппарата, состоящая из n участков, имеет $m = n + 1$ сечений (**рисунок 5а** на с. 98). Параметры потоков на противоположных концах ТА в сечениях $j = 1$ и $j = m$ известны (таблица 1) и являются граничными условиями расчета.

Необходимое количество участков n определяется методом подбора исходя из условия, что на каждом из них профили изменения температур теплоносителей от сечения j до $j + 1$ таковы, что средний температурный напор на любом i-м участке может быть вычислен по формулам для $\Delta t_{ср.а}$ или $\Delta t_{ср.л}$ с достаточной степенью точности.

Таблица 3 – Теплофизические свойства потоков на входе (′) и выходе (″) СВТА

Наименование потока		Плотность ρ, кг/м³	Коэффициент динамической вязкости μ, мкПа•с	Удельная изобарная теплоемкость c_p, кДж/(кг•К)	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м•К)	Агрегатное состояние потока
Прямой (CH_4) $p_1 = 5{,}0$ МПа абс.	′	158,53	17,40	37,22	0,051	Закритич. жидкость
	″	323,81	46,10	4,62	0,111	Закритич. жидкость
Обратный (N_2) $p_2 = 0{,}4$ МПа абс.	′	775,50	93,80	2,13	0,110	Жидкость
	″	7,24	12,30	1,06	0,018	Газ

Для ТА, в которых происходит изменение агрегатного состояния одного из потоков, основную трудность при расчете представляет корректный учет влияния фазового перехода на процесс теплообмена. С этой целью в СВТА выделяются три зоны, соответствующие процессам, происходящим с обратным потоком хладагента (**рисунок 5б**), который изменяет свое агрегатное состояние: зона нагрева жидкости, зона кипения и зона перегрева газа. Данные зоны характеризуются различными механизмами отвода тепла, следовательно, требуют применения соответствующих математических моделей. Границы каждой зоны определяются по характеру изменения температуры азота (рисунок 3) в расчетных сечениях ТА.

Результаты серии вычислений показали, что оптимальное число участков для рассматриваемого теплообменника равняется $n = 40$.

После определения необходимых теплофизических свойств обоих потоков при средних температурах $t_{1\text{ср},i}$ и $t_{2\text{ср},i}$ на n участках реализуется следующий алгоритм расчета каждого i-го участка СВТА:

1. Вычисление площадей проходных сечений каналов при заданных средних скоростях потоков.

2. Определение и уточнение целого числа труб $n_{\text{тр},i}$ исходя из принятого варианта их размещения в трубных решетках.

3. Определение площади поперечного сечения и оценка величины внутреннего диаметра СВТА при известном диаметре сердечника $D_{\text{с}}$ и способе навивки труб.

4. Расчет целого числа слоев труб навивки $n_{\text{сл},i}$, действительного наружного диаметра навивки $D_{\text{н.д},i}$ и определение площади фронтального сечения пучка (площади намотки в поперечном сечении за вычетом площади сердечника).

5. Уточнение действительных площадей проходных сечений каналов и соответствующих им скоростей.

6. Расчет средних коэффициентов теплоотдачи для трубного $\alpha_{1.\text{ср},i}$ и межтрубного пространств $\alpha_{2.\text{ср},i}$.

7. Определение среднего коэффициента теплопередачи $k_{\text{ср},i}$, площади поверхности теплообмена F_i и плотности теплового потока q_i.

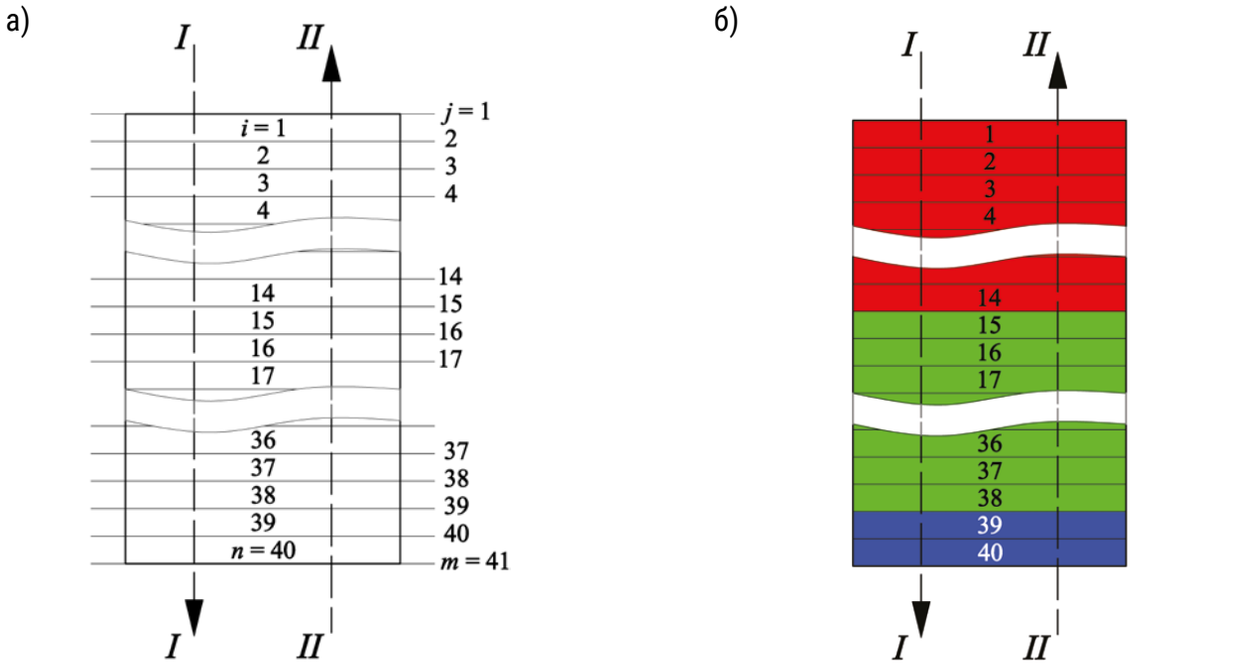
В результате анализа данных по расчетам участков СВТА определяются единые оптимальные для всего аппарата число труб $n_{\text{тр}}$ и количество их слоев в трубном пучке $n_{\text{сл}}$. Далее проводится повторный расчет участков ТА (пп. 1–7) при фиксированных параметрах конфигурации теплообменной поверхности.

После этого определяется требуемая площадь теплообменной поверхности аппарата $F_{\text{ТА}}$ как сумма площадей F_i по всем n расчетным участкам и действительная площадь теплообмена $F_{\text{ТА.д}}$ с учетом 20-процентного запаса поверхности [7].

Затем рассчитываются конструктивные характеристики СВТА в следующей последовательности:

1. Определение средней длины трубок в навивке $l_{\text{ср}}$, угла наклона труб к диаметральной плоскости аппарата β и расчетной высоты навивки $H_{\text{р}}$.

2. Вычисление целого числа рядов труб в одном слое $m_{\text{тр.сл}}$ и уточнение действительной высоты навивки $H_{\text{д}}$.



$i = 1 \ldots n$ – порядковый номер участка;
$j = 1 \ldots m$ – порядковый номер сечения

40–39 – зона нагрева жидкости;
38–15 – зона кипения; 14–1 – зона перегрева газа

Рисунок 5 – Расчетная схема СВТА. Потоки: I – метан, II – азот;
а – разбивка ТА на участки; б – деление ТА на зоны по состоянию обратного потока

3. Распределение числа заходов труб $n_{з.z}$ по $z = 1 \ldots n_{сл}$ слоям навивки из условия равенства действительных длин труб в каждом z-м слое ($l_{д.z} \approx l_{д.1} \approx l_{д.2} \approx \ldots \approx l_{ср}$) и условия, что сумма заходов $n_{з.z}$ по всем слоям равна общему числу труб $n_{тр}$.

После того как геометрия СВТА полностью определена, проводится гидравлический расчет трубного и межтрубного пространств аппарата в соответствии с методикой [2, 3, 7] для определения величин гидравлических потерь потоков Δp_1 и Δp_2. Полученные значения сопоставляются с давлениями теплоносителей на входе p_1' и p_2', оценивается справедливость принятого допущения о том, что теплообмен в аппарате осуществляется в изобарных условиях.

В рассматриваемом аппарате гидравлические потери потока метана составили несколько сотых процента от величины давления на входе, в то время как для потока хладагента эта величина оказалась равна порядка 20 %. В этом случае требуется провести повторный расчет теплообменного аппарата с уточненными исходными данными по давлению обратного потока на выходе $p_2'' = p_2' - \Delta p_2$. Для прямого потока начальное предположение, что $p_1' = p_1''$, было сохранено в силу относительной малости Δp_1.

После нескольких последовательных перерасчетов аппарата величина Δp_2 достигает устойчивого значения (разница с предыдущей итерацией составляет около 1,5 %) и дальнейшая корректировка p_2'' не требуется.

Следует отметить, что на каждой итерации расчета уточнению также подлежат температуры внутренней $t_{1.ст,i}$ и наружной $t_{2.ст,i}$ стенок теплообменных труб, при которых определяются теплофизические свойства потоков в пристеночных областях, используемые при тепловом и гидравлическом расчетах, и средняя температура стенки, при которой вычисляется значение коэффициента теплопроводности материала труб на каждом участке расчетной схемы ТА. Значения $t_{1.ст,i}$ и $t_{2.ст,i}$ рассчитываются методом подбора исходя из условия равенства плотностей тепловых потоков на внутренней и внешней поверхностях труб на каждом i-м участке.

В **таблице 4** представлены основные характеристики и параметры СВТА, полученные в результате теплогидравлического расчета.

На **рисунках 6 а, б** на с. 100 показаны трехмерные модели спиральновитого двухпоточного теплообменного аппарата и трубного пучка, построенные по результатам проведенного расчета.

Далее приведены графики, иллюстрирующие зависимости, полученные в ходе теплогидравлического расчета.

На **рисунке 7** на с. 100 представлены профили изменения температур теплоносителей между точками входа и выхода из СВТА, а также гистограмма распределения требуемой площади поверхности теплообмена по расчетным участкам аппарата.

Обратный поток изменяет свое агрегатное состояние в процессе теплообмена, что хорошо видно по характеру поведения его температурного профиля (кривая 2, рисунок 7). При фазовом переходе (участки 38–15) температура кипения азота незначительно снижается в направлении выхода из аппарата, что связано с падением статического давления потока из-за гидравлических потерь в межтрубном пространстве. На участках 14–1 в связи со значительной разницей удельных изобарных теплоемкостей потоков (таблица 3) температуры сред стреми-

Таблица 4 – Характеристики и параметры СВТА

Наименование параметра, обозначение, ед. изм.	Значение
Площадь поверхности теплообмена $F_{ТА.д}$, м^2	208,28
Средний коэффициент теплопередачи $k_{ср}$, Вт/(м^2·К)	339,25
Среднеинтегральный температурный напор $t_{ср.и}$, ° С	54,20
Гидравлическое сопротивление трубного пространства Δp_1, кПа	1,59
Гидравлическое сопротивление межтрубного пространства Δp_2, кПа	72,96
Число спиральновитых труб в пучке $n_{тр}$, шт.	1185
Число слоев навивки $n_{сл}$, шт.	22
Число рядов труб в одном слое $m_{тр.сл}$, шт.	212
Число заходов труб в первом слое $n_{з.1}$, шт.	25
Число заходов труб в последнем слое $n_{з.22}$, шт.	82
Средняя длина труб в навивке $l_{ср.д}$, м	5,62
Угол наклона труб к диаметральной плоскости β, град. (°) / мин. (')	20/44
Высота навивки $H_д$, м	2,27
Наружный диаметр навивки $D_{н.д}$, мм	706
Мин. внутренний диаметр кожуха $D_{вн.мин} = D_{н.д} + 2\delta_3$, мм	707

тельно сближаются (кривые 1 и 2, рисунок 7). Согласно основному уравнению теплопередачи, участки ТА с меньшими температурными напорами между теплоносителями (при прочих равных условиях) должны иметь бóльшие площади, что демонстрируется тенденцией роста необходимой площади поверхности теплообмена на участках 14–1 расчетной схемы (гистограмма 3, рисунок 7).

На зону кипения азота (участки 38–15) приходится 78,4 % всей требуемой площади теплообмена СВТА (рисунок 7), что при относительно большом температурном напоре в пределах этой зоны и одинаковой тепловой нагрузке на всех участках $\Delta Q_i = \text{const}$ может быть связано только с низкими значениями коэффициентов теплопередачи.

Графические зависимости значений коэффициентов теплоотдачи потоков и коэффициента теплопередачи на расчетных участках СВТА приведены на **рисунке 8** на с. 101.

Снижение коэффициента теплоотдачи прямого потока $\alpha_{1.\text{ср},i}$ (кривая 1, рисунок 8) объясняется изменением теплофизических свойств метана, находящегося в закритическом состоянии, и в наибольшей степени обусловлено падением его удельной изобарной теплоемкости более чем в восемь раз между входом и выходом из аппарата (таблица 3). Согласно теории теплообмена, коэффициент теплопередачи в ТА численно всегда меньше наименьшего из двух значений коэффициентов теплоотдачи теплоносителей. По имеющимся результатам можно сделать вывод, что величина коэффициента $k_{\text{ср},i}$ на участках 38–15 (кривая 3, рисунок 8) лимитируется коэффициентом теплоотдачи со стороны обратного потока $\alpha_{2.\text{ср},i}$, находящегося в процессе фазового перехода. Значения $\alpha_{2.\text{ср},i}$ в свою очередь зависят от механизма теплоотвода в системе «поверхность – поток», который определяется режимом кипения хладагента [2, 3, 9].

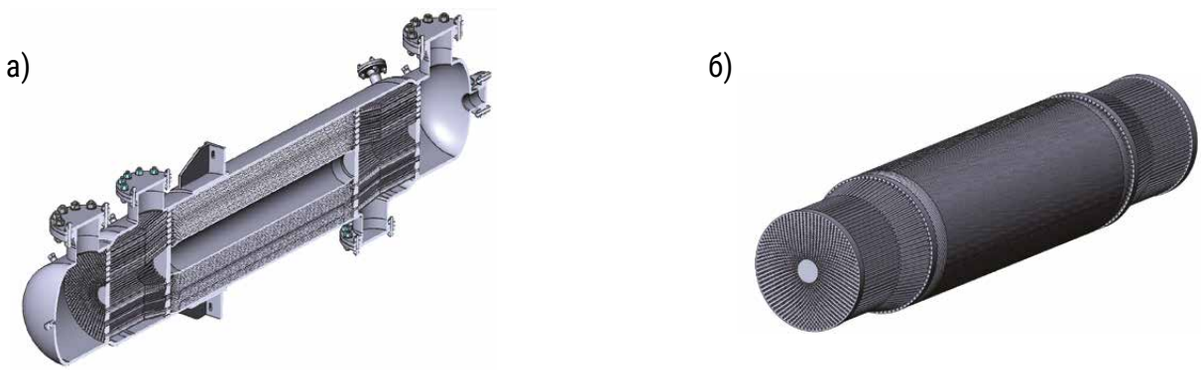


Рисунок 6 – 3D-модель СВТА (повернута на 90 ° против часовой стрелки):
а – общий вид аппарата (продольный разрез); б – трубный пучок

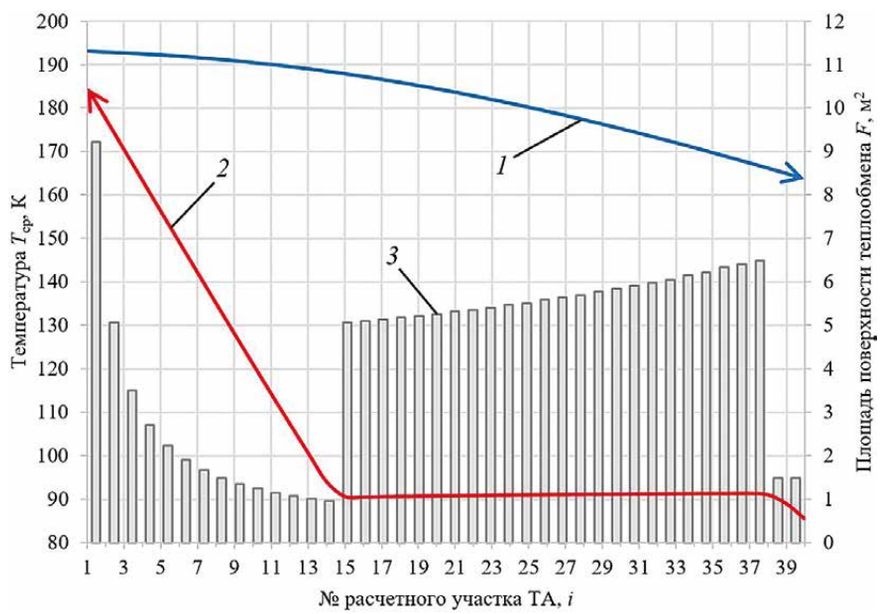


Рисунок 7 – Температурная диаграмма теплоносителей и распределение площади теплообменной поверхности по участкам СВТА:
1 – температурный профиль прямого потока (метана); 2 – температурный профиль обратного потока (азота); 3 – требуемая площадь поверхности теплообмена на i-м участке

Теплоотдача при кипении хладагента в СВТА

Далее рассматриваются особенности процесса теплоотдачи в межтрубном пространстве СВТА на тех участках, где происходит фазовый переход хладагента.

При кипении веществ, в том числе криогенных, выделяют несколько режимов и соответствующих им механизмов переноса теплоты. Режимы кипения характеризуются зависимостью плотности теплового потока q, снимаемого теплоносителем с поверхности нагрева, от температурного напора $\Delta T_к$, представляющего разность температур поверхности нагрева $T_{ст}$ и насыщения жидкого вещества $T_н$ при соответствующем давлении. Зависимость вида $q = f(\Delta T_к)$ носит название кривой кипения [9].

Для однокомпонентной жидкости на данной кривой можно выделить три режима кипения, последовательно сменяющих друг друга с увеличением значения $\Delta T_к$: пузырьковый, переходный и пленочный.

Режим пузырькового кипения существует в достаточно узкой области температурных напоров и позволяет снимать большие тепловые потоки при относительно небольших значениях $\Delta T_к$. Коэффициент теплоотдачи и плотность теплового потока при данном режиме кипения достигают своих максимальных значений (первый кризис кипения) [9, 10]. При пузырьковом кипении хладагента в межтрубном пространстве аппарата коэффициент теплоотдачи определяется соотношением между интенсивностью переноса тепла паровыми пузырьками (скоростью парообразования) и интенсивностью конвективного теплообмена (скоростью движения хладагента). Соотношение между влияниями этих механизмов зависит от режимных параметров и форм течения парожидкостной смеси [2, 3].

Режим пленочного кипения характеризуется образованием сплошной паровой пленки, полностью изолирующей жидкую фазу от поверхности нагрева, в результате чего теплоотдача, а следовательно, и плотность теплового потока резко падают до минимума (второй кризис кипения). С дальнейшим увеличением $\Delta T_к$ формируется устойчивый режим пленочного кипения, коэффициент теплоотдачи незначительно увеличивается до некоторого постоянного значения, которое уже не зависит от температурного перепада [9, 10]. Перенос теплоты в этом режиме осуществляется в основном за счет теплопроводности через пленку пара, которая препятствует току тепла из-за высокого термического сопротивления. Существенное влияние на механизм теплоотдачи при пленочном кипении оказывают конфигурация и ориентация поверхности теплообмена [9].

Из экспериментальных кривых кипения известно [2, 3], что при пузырьковом режиме кипения азота верхняя критическая плотность теплового потока $q_{кр.в}$ достигает 150 кВт/м² при температурном напоре $\Delta T_{к.кр.в}$ около 15–20 К. При смене режима кипения на пленочный нижняя критическая плотность теплового потока $q_{кр.н}$ для азота составляет порядка 5 кВт/м² при $\Delta T_{к.кр.н}$ в диапазоне 30–35 К. При этом коэффициент теплоотдачи в зависимости от температурного напора $\Delta T_к$ принимает следующие значения: при пузырьковом кипении – 5–15 кВт/(м²•К); при пленочном – 100–250 Вт/(м²•К) [3].

На **рисунке 9** на с. 102 представлены расчетные зависимости для температурного напора $\Delta T_к$, коэффициента теплоотдачи в межтрубном пространстве СВТА $\alpha_{2.ср}$ и плотности теплового потока q, снимаемого кипящим хладагентом с поверхности трубного пучка, на участках 38–15 (рисунок 5б).

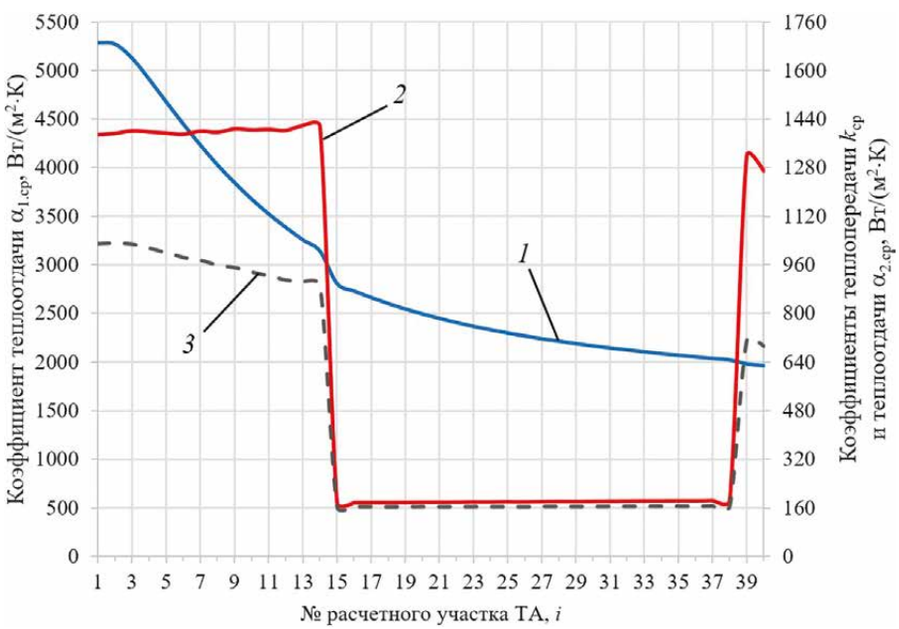


Рисунок 8 – Зависимости параметров теплопередачи по участкам СВТА:
1 – коэффициент теплоотдачи прямого потока (метана); 2 – коэффициент теплоотдачи обратного потока (азота); 3 – коэффициент теплопередачи между потоками

По мере испарения жидкости на участках в интервале от 38 до 15 (рисунок 9) температурный напор $\Delta T_к$ (кривая 1) увеличивается с 68,5 до 91,6 К, при этом плотность теплового потока q (кривая 2) возрастает с 12,4 до 15,9 кВт/м², а коэффициент теплоотдачи $\alpha_{2.ср}$ (кривая 3) незначительно снижается с 184,1 до 176,5 Вт/(м²·К). При сопоставлении полученных данных с результатами экспериментов видно, что расчетные значения $\Delta T_к$ и q превышают аналогичные параметры, соответствующие второму кризису кипения азота – $\Delta T_{к.кр.н}$ и $q_{кр.н}$, на основе чего можно сделать вывод, что в зоне фазового перехода обратного потока реализуется пленочный режим кипения. При этом расчетные значения $\alpha_{2.ср}$ хорошо коррелируют с опытными величинами для данного режима кипения.

В теплогидравлическом расчете СВТА средний коэффициент теплоотдачи $\alpha_{2.ср}$ при кипении хладагента определялся по эмпирическому уравнению Брина – Вествотера, основанному на теории Бромли. Данное соотношение было получено авторами в результате обобщения данных по пленочному кипению десяти различных криогенных жидкостей, в том числе азота, на горизонтальных трубах диаметром от 4,7 до 48 мм и в дальнейшем проведено рядом других исследователей [9].

Из вышеизложенного следует, что для достижения более эффективной работы практически 80 % площади теплообменной поверхности аппарата необходимо либо обеспечить смену режима кипения хладагента на пузырьковый, либо предпринять меры по интенсификации теплообмена в области пленочного кипения.

Режим пузырькового кипения встречается в промышленном криогенном оборудовании наиболее часто [9]. В случае с СВТА для перевода режима кипения на пузырьковый необходимо уменьшить значение $\Delta T_к$. Достичь этого можно, например, за счет замены азота на более высококипящий хладагент.

Вопросам интенсификации теплообмена при пленочном кипении к настоящему времени уделено немало внимания. Так, для ряда криогенных аппаратов, таких как регазификаторы, этот режим кипения является основным технологическим процессом. При захолаживании криогенного оборудования жидкими криогентами режим пленочного кипения существует до 90 % всего времени охлаждения [9].

При расчете теплоотдачи в межтрубном пространстве СВТА применялись зависимости, полученные при исследованиях режима кипения на достаточно гладких трубах, изготовленных из материалов с высокими значениями комплекса $\sqrt{\lambda c \rho}$. Экспериментальные данные показывают, что при пленочном кипении криогенных жидкостей на пористых или шероховатых поверхностях фиксируется значительное повышение коэффициента теплоотдачи относительно случаев кипения на гладких стенках, что связано с разрушением ламинарного подслоя паровой пленки. При этом теплоотдача не зависела от состояния теплообменной поверхности, если толщина ламинарной паровой пленки превышала размеры поверхностных микронеровностей. К существенному увеличению коэффициента теплоотдачи в пленочной области кипения приводит уменьшение толщины паровой пленки, что установлено опытным путем на трубах, покрытых низкотеплопроводными материалами или изготовленных из них [9].

Заключение

Конструктивные особенности и специфические условия работы криогенных спиральновитых теплообменных аппаратов, формирование и движение многофазных сред со сложным характером течения, а также значительное изменение теплофизических свойств теплоносителей в закритическом состоянии при криогенных

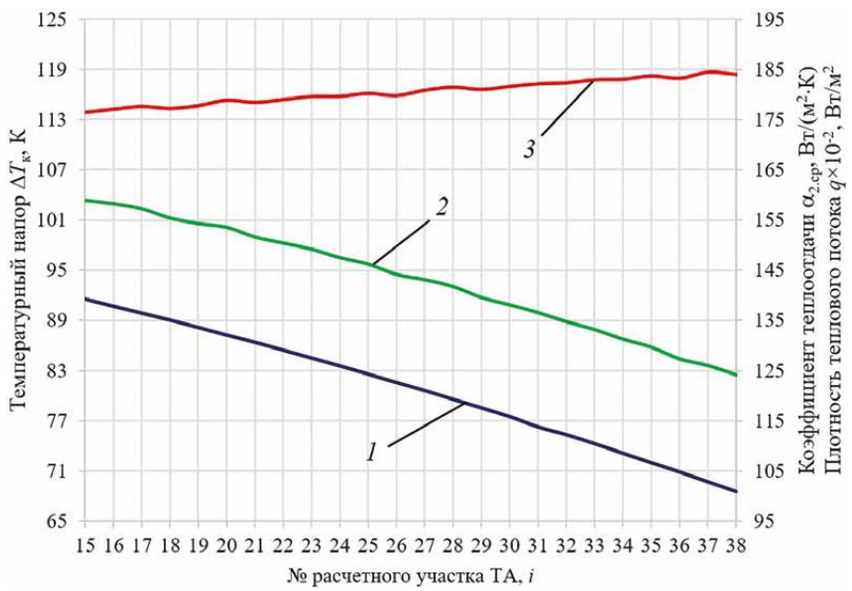


Рисунок 9 – Зависимости параметров теплоотдачи на участках кипения хладагента в межтрубном пространстве СВТА:
1 – температурный напор «стенка трубы – азот»; 2 – плотность теплового потока;
3 – коэффициент теплоотдачи на стороне обратного потока

температурах говорят о сложности выполнения теплогидравлических расчетов такого вида оборудования.

Расчет теплопередачи при кипении в межтрубном пространстве криогенного теплообменника требует проведения экспериментальных исследований, поскольку при определении коэффициентов теплоотдачи необходимо учитывать геометрию поверхности пучка, влияние вынужденного движения кипящей жидкости, а также различные механизмы переноса теплоты, сопровождающие фазовый переход.

Проведенный анализ теплоотдачи показал, что при кипении хладагента в аппарате реализуется пленочное кипение. Проблема интенсификации теплообмена в спиральновитых аппаратах при данном режиме кипения и вопросы о влиянии состояния поверхности и теплофизических свойств материала труб на интенсивность процесса теплоотдачи являются чрезвычайно актуальными и требуют проведения дополнительных исследований.

Список источников

1. Федорова Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного при-родного газа: технологии и оборудование. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. 159 с.
2. Григорьев В. А., Крохин Ю. И. Тепло- и массообменные аппараты криогенной техники: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
3. Алексеев В. П., Вайнштейн Г. Е., Герасимов П. В. и др. Расчет и моделирование аппаратов криогенных установок. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1987. 280 с.
4. Калинин А. Ф. Расчет и выбор конструкции кожухотрубного теплообменного аппарата: методические указания по курсовому проектированию. 2-е изд., перераб. и доп. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2002. 82 с.
5. Техника низких температур / под ред. Микулина Е. И., Марфениной И. В., Архарова А. М. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1975. 512 с.
6. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Наука, 1972. 721 с.
7. Архаров А. М., Архаров И. А., Беляков В. П. и др. Криогенные системы: учеб. для вузов: в 2 т. Т. 2. Основы проектирования аппаратов, установок и систем / под общ. ред. Архарова А. М. и Смородина А. И. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Машиностроение, 1999. 720 с.
8. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учеб. для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. 731 с.
9. Григорьев В. А., Павлов Ю. М., Аметистов Е. В. Кипение криогенных жидкостей. М.: Энергия, 1977. 288 с.
10. Калинин А. Ф., Купцов С. М., Лопатин А. С., Шотиди К. Х. Термодинамика и теплопе-редача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности: учеб. для вузов. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. 264 с.

References

1. Fedorova E. B. Current state and development of the global liquefied natural gas industry: technologies and equipment. M.: National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 2011. 159 p. (In Russ.).
2. Grigoriev V. A., Krokhin Yu. I. Heat and mass transfer apparatus of cryogenic technology: textbook for universities. M.: Energoizdat, 1982. 312 p. (In Russ.).
3. Alekseev V. P., Vainshtein G. E., Gerasimov P. V. Calculation and modeling of apparatuses for cryogenic installations. L.: Energoatomizdat. Leningrad dept., 1987. 280 p. (In Russ.).
4. Kalinin A. F. Calculation and selection of the design of a shell-and-tube heat exchanger: guidelines for course design. 2-nd ed., rev. and add. M.: National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 2002. 82 p. (In Russ.).
5. Technology of low temperatures / ed. by Mikulin E. I., Marfenin I. V., Arkharov A. M. 2-nd ed., rev. and add. M.: Energy, 1975. 512 p. (In Russ.).
6. Vargaftik N. B. Handbook on thermophysical properties of gases and liquids. 2-nd ed., rev. and add. M.: Nauka, 1972. 721 p. (In Russ.).
7. Arkharov A. M., Arkharov I. A., Belyakov V. P., etc. Cryogenic systems: textbook for universities: in 2 vol. Vol. 2. Fundamentals of designing devices, installations and systems / ed. by Arkharov A. M. and Smorodin A. I. 2-nd ed., rev. and add. M.: Mashinostroenie, 1999. 720 p. (In Russ.).
8. Skoblo A. I., Molokanov Yu. K., Vladimirov A. I., Shchelkunov V. A. Processes and apparatuses of oil and gas processing and petrochemistry: textbook for universities. 4-th ed., rev. and add. M.: National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 2012. 731 p. (In Russ.).
9. Grigoriev V. A., Pavlov Yu. M., Ametistov E. V. Boiling of cryogenic liquids. M.: Energy, 1977. 288 p. (In Russ.).
10. Kalinin A. F., Kuptsov S. M., Lopatin A. S., Shotidi K. Kh. Thermodynamics and heat transfer in technological processes of the oil and gas industry: textbook for universities. M.: National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 2016. 264 p. (In Russ.).

Информация об авторах:

Сергей Сергеевич Круглов, кандидат технических наук, доцент кафедры оборудования нефтегазопереработки
Елена Борисовна Федорова, доктор технических наук, заведующий кафедрой оборудования нефтегазопереработки
Глеб Сергеевич Плотников, магистрант кафедры оборудования нефтегазопереработки
Леонид Борисович Волокитин, кандидат технических наук, доцент кафедры оборудования нефтегазопереработки

Information about the authors:

Sergey S. Kruglov, candidate of technical sciences, associate professor of the oil refining and gas processing equipment department
Elena B. Fedorova, doctor of technical sciences, head of the oil refining and gas processing equipment department
Gleb S. Plotnikov, undergraduate of the oil refining and gas processing equipment department
Leonid B. Volokitin, candidate of technical sciences, associate professor of the oil refining and gas processing equipment department

Статья поступила в редакцию 17.11.2022; одобрена после рецензирования 18.04.2023; принята к публикации 20.04.2023.
The article was submitted 17.11.2022; approved after reviewing 18.04.2023; accepted for publication 20.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 104–117

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 662.767.1:66.02
EDN FMDIZY

ОБОСНОВАНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОГЕНЕРАТОРА СИНТЕЗ-ГАЗА

Алексей Михайлович Кузьмин[1], Егор Михайлович Гашевский[2], Юлия Валерьевна Кузьмина[3]
[1]Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия
[1]ООО «ВТР», Санкт-Петербург, Россия
[2, 3]Балтийский государственный технический университет «ВОЕНМЕХ» им. Д. Ф. Устинова, Санкт-Петербург, Россия
[1]kuzmin.lex@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-0153-5683
[2]em@gashevskiy.ru, https://orcid.org/0000-0003-3919-954X
[3]julia-kuz@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0001-6163-9340

Аннотация. Обсуждаемый в работе газогенератор – центральный узел комплекса производства синтез-газа – обладает малыми массогабаритными характеристиками, что позволяет создавать транспортабельные, мобильные блочно-модульные комплексы.

Рассматриваемый в работе газогенератор синтез-газа является разборной конструкцией, в которой реализуется процесс некаталитического парциального окисления. В статье описывается обоснование облика и геометрических характеристик смесительной головки, камеры сгорания, узла впрыска и испарительной камеры.

Ключевые слова: газогенератор синтез-газа, некаталитическое парциальное окисление метана, численные исследования, внутрикамерные процессы, синтез-газ, производство метанола

Для цитирования: Кузьмин А. М., Гашевский Е. М., Кузьмина Ю. В. Обоснование геометрических характеристик газогенератора синтез-газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 104–117. EDN FMDIZY.

© Кузьмин А. М., Гашевский Е. М., Кузьмина Ю. В., 2023

© Kuzmin A. M., Gashevskiy E. M., Kuzmina Y. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):104-117

Original article
UDC 662.767.1:66.02
EDN FMDIZY

SUBSTANTIATION OF THE GEOMETRIC CHARACTERISTICS OF THE SYNTHESIS GAS GENERATOR

Aleksey M. Kuzmin[1], Egor M. Gashevskiy[2], Yulia V. Kuzmina[3]
[1]Almetyevsk state oil institute, Almetyevsk, Russia
[1]LLC HTR, Saint Petersburg, Russia
[2, 3]Baltic state technical university "VOENMEH" named after D. F. Ustinov, Saint Petersburg, Russia
[1]kuzmin.lex@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-0153-5683
[2]em@gashevskiy.ru, https://orcid.org/0000-0003-3919-954X
[3]julia-kuz@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0001-6163-9340

Abstract. The gas generator, which is discussed in this article is the central unit of the synthesis gas production complex, it has small weight and size characteristics, what makes it possible to create transportable, mobile block-modular plants.

The synthesis gas generator considered in the work is a collapsible structure, where the process of non-catalytic partial oxidation is implemented. The substantiation of the shape and geometric characteristics of the mixing head, combustion chamber, injection unit and evaporation chamber is described.

Keywords: synthesis gas generator, non-catalytic partial oxidation of methane, numerical research, intra chamber processes, synthesis gas, methanol production

For citation: Kuzmin A. M., Gashevskiy E. M., Kuzmina Y. V. Substantiation of the geometric characteristics of the synthesis gas generator. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):104-117. (In Russ.). EDN FMDIZY.

Введение

При проектировании малотоннажного комплекса производства синтез-газа как продукта дальнейшего синтеза метанола особое внимание необходимо уделить исследованию газогенератора синтез-газа (ГСГ) [1], являющегося центральным узлом комплекса, вокруг которого выстраивается технологический процесс.

В статье ограничимся рассмотрением газогенераторов синтез-газа, в которых реализуется процесс некаталитического парциального окисления.

В отличие от паровой каталитической конверсии, применение процессов некаталитического парциального окисления увеличивает время эксплуатации, не требует использования дорогостоящих катализаторов и дополнительного расхода сырья на обогрев реактора, что значительно снижает энергетические затраты.

ГСГ должен обладать малыми массогабаритными характеристиками, высокой надежностью, ремонтопригодностью, удобством в эксплуатации.

Цель данной статьи – обоснование геометрических характеристик смесительной головки (СГ), камеры сгорания (КС), узла впрыска (УВ), испарительной камеры (ИК) газогенератора синтез-газа. Для этого необходимо решить следующие задачи:

- рассчитать условную формулу компонентов;
- провести термодинамические расчеты;
- рассчитать геометрические характеристики ГСГ;
- провести численные эксперименты;
- обосновать облик КС ГСГ;
- обосновать облик УВ и ИК.

В данной работе делается упор на анализ результатов численного эксперимента, позволяющий определить геометрические характеристики смесительной головки и камеры сгорания газогенератора синтез-газа, являющегося одним из узлов блока подготовки синтез-газа в комплексе получения метанола.

Типы газогенераторов

Известны технические решения, в которых синтез-газ получают в газогенераторах различных конструкций:

- высокопроизводительный генератор синтез-газа [2] – устройство по получению синтез-газа из газового углеводородного сырья. Включает в себя электроплазменное зажигательное устройство, модуль камеры сгорания, представляющий собой герметично скрепленные друг с другом горелки типа «газ – газ», и охлаждаемый рабочий канал;
- способ получения синтез-газа в проточном реакторе [3] при горении смеси углеводородного сырья, окислителя, а также 5–20 % водяного пара (по отношению к горючему). В первой камере происходит воспламенение смеси из стороннего источника струей горячего газа. Продукты сгорания через сопло попадают во вторую камеру реактора, где продолжается горение до тех пор, пока содержание кислорода в продуктах сгорания не уменьшится до 0,3 % объема;
- способ получения синтез-газа и устройство для его осуществления [4], принцип действия которого основан на переработке углеводородного сырья (метана или природного газа), смешанного с воздухом, в камере сгорания. После полного окисления от продуктов сгорания отделяют диоксид углерода (CO_2), смешивают его с метаном и в реакционной камере получают синтез-газ путем углекислотной конверсии;
- реактор для получения синтез-газа [5], состоящий из корпуса с двухслойными охлаждаемыми стенками и внутренней полостью, горелки, в которую вводится углеводородная топливная смесь, воздух и парокислородная смесь. Предназначен для получения синтез-газа из углеводородного топлива.

К существенным недостаткам перечисленных газогенераторов можно отнести низкую надежность реакционной камеры сгорания, высокую тепло- и энергонапряженность процессов, отсутствие управляемости технологического процесса парциального окисления, сажеобразование.

Несмотря на наличие различных газогенераторов синтез-газа, на сегодняшний день отсутствуют инженерные методы расчета и проектирования газогенераторов синтез-газа.

Информации об исследованиях внутрикамерных процессов, а также обоснования геометрических характеристик в литературных источниках не обнаружено. Актуальность исследования связана с необходимостью всеобъемлющего рассмотрения внутрикамерных процессов, установления закономерностей изменения геометрических характеристик ГСГ в зависимости от производительности. Совершенствование конструкции смесительной головки, камеры сгорания, узла впрыска, испарительной камеры позволит увеличить надежность и эксплуатационные характеристики.

На **рисунке 1** представлена схема газогенератора синтез-газа, который выбран в качестве прототипа [6].

Газогенератор синтез-газа представляет собой установку, в основе которой реализуется процесс некаталитического парциального окисления метана.

В работе [7] приведена методика расчета трехкомпонентного газогенератора синтез-газа, основными элементами которой являются расчет требуемой производительности газогенератора и балансовых соот-

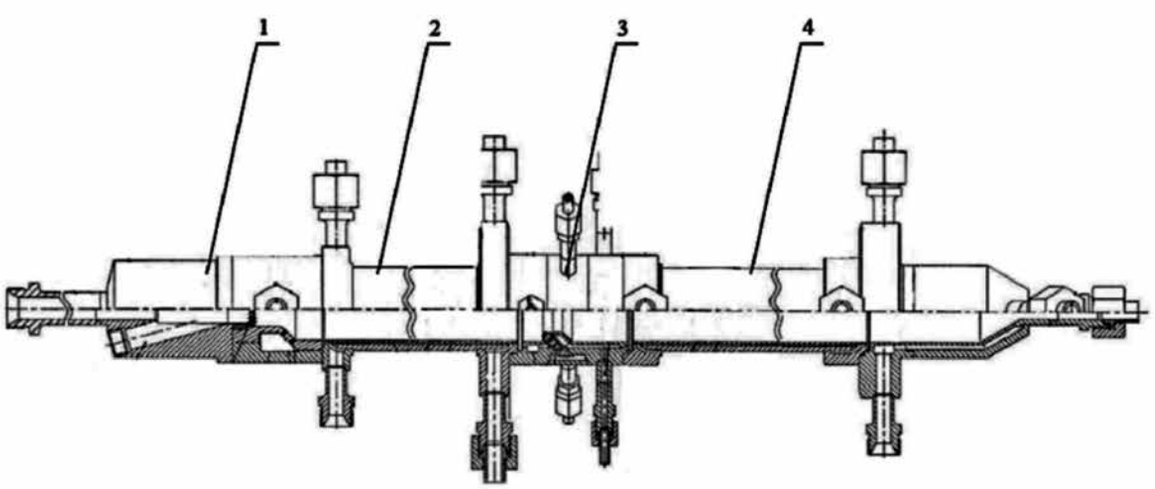


Рисунок 1 – Газогенератор синтез-газа: 1 – СГ; 2 – КС; 3 – УВ; 4 – ИК

ношений, расчет коэффициента избытка окислителя, массовые расходы. В части расчета геометрических размеров ГСГ приводится расчет диаметра и длины камеры сгорания, диаметра узла впрыска и длины испарительной камеры. Представленная методика позволяет получить первичные данные для определения геометрических размеров элементов конструкции газогенератора. На следующем этапе требуется проведение численного исследования внутрикамерных процессов полученной конструкции.

Гипотеза: проведение численных исследований позволит получить безразмерный коэффициент пропорциональности $\sigma_{кс}$ и $\sigma_{ик}$, позволяющий рассчитывать $\frac{L_{кс}}{D_{кс}}$ и $\frac{L_{ик}}{D_{ик}}$ в диапазоне производительности по синтез-газу от 0,5 кг/с до 3 кг/с, что соответствует производительности комплекса метанола от 2000 до 10 000 тонн в год на компонентах: кислород воздуха, попутный нефтяной газ (ПНГ), хладагент – вода, где $L_{кс}$, $L_{ик}$ – длина КС и ИК, $D_{кс}$, $D_{ик}$ – диаметр КС и ИК. Найденное соотношение может быть применено к ГСГ, предназначенному для производства синтез-газа для дальнейшего синтеза метанола в диапазоне от 2000 до 10 000 тонн в год.

Методы исследования

Были проведены термодинамические и численные исследования.

Внутрикамерные процессы КС ГСГ базируются на рабочих процессах в КС жидкостных ракетных двигателей, но имеют ряд отличительных особенностей [7–13]:

- в отличие от КС ЖРД, главная задача которой – преобразование химической энергии топлива в кинетическую энергию выбрасываемых продуктов сгорания, главной задачей КС ГСГ является получение конечного продукта – синтез-газа заданного состава и с заданными термодинамическими параметрами;
- КС ЖРД должна при максимальной энергоэффективности иметь наименьшие возможные массогабаритные характеристики, в КС ГСГ при схожести внутрикамерных процессов в меньшей степени учитываются требования по массогабаритным характеристикам, что позволяет значительно снизить массогабаритные характеристики установки получения метанола по сравнению с традиционными способами получения, однако время работы превосходит время работы ЖРД;
- материалы, используемые в ЖРД, могут быть использованы в ГСГ с учетом большего времени работы и длительной энергонапряженности;
- в отличие от жидких компонентов топлива, используемых в ЖРД, в ГСГ используются газообразные компоненты с подачей воды в КС в виде пара и в ИК в качестве хладагента, в результате чего меняются требования к смесительной головке и конструкции ГСГ.

Термодинамические и численные исследования проводились на разных моделях ГСГ (более 30 моделей с различным расположением и компоновкой форсунок, различными геометрическими характеристиками КС, УВ и ИК) в течение двух лет. Был проведен анализ полученных результатов, что послужило основой для написания данной статьи.

Термодинамические исследования и расчет элементов газогенератора синтез-газа

На первом этапе исследования проводится расчет условной формулы горючего и окислителя по заданным массовым или объемным долям каждого элемента, входящего в состав компонента (**таблицы 1, 2**).

Расчет проводится с применением разработанного программного обеспечения [14], интерфейс программы приведен на **рисунках 2** и **3** на с. 108.

Расчетные условные формулы компонентов используются для проведения термодинамического расчета, реализуемого в программном комплексе Termocom [15].

Проводится первичный расчет геометрических характеристик элементов газогенератора на примере установки получения 5000 тонн метанола в год.

Таблица 1 – Состав горючего

Показатели	Показатели					
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	N_2	CO_2
Массовая доля, % масс.	0,95	0,018	0,01	0,005	0,015	0,002
Температура, К	723					
Давление, МПа	6					

Таблица 2 – Состав окислителя

Показатели	Окислитель	
	N_2	O_2
Массовая доля, % масс.	0,77	0,23
Температура, К	523	
Давление, МПа	6	

Программа позволяет рассчитать струйные и центробежные форсунки (ЦБФ) и включает в себя совокупность методик расчета [16–18]. С учетом геометрических характеристик смесительной головки возможно перейти к расчету геометрических характеристик КС ГСГ, а также УВ и ИК (**рисунок 3**).

При расчете следует учитывать, что геометрические характеристики каждого предыдущего узла ГСГ оказывают влияние на геометрические характеристики следующего рассчитываемого узла.

Основными критериями при выборе геометрических характеристик являются качество смешения компонентов и наименьшие массогабаритные характеристики установки.

Из экспериментальных данных [19] известно, что для получения 5000 тонн метанола в год необходимо обеспечить: массовый расход горючего $\dot{m}_{г} = 0{,}2$ кг/с (87 % – метан и 13 % – пар), массовый расход окислителя $\dot{m}_{О} = 1{,}159$ кг/с и массовый расход воды в УВ $\dot{m}_{В} = 0{,}19$ кг/с в узел впрыска. В качестве исходных данных для проведения численных исследований используются данные, указанные в **таблице 3** на с. 109. Давление в КС $P_{кс} = 6$ МПа, температура в КС $T_{кс} = 1555$ К, расходный комплекс $\beta = 1182$, газовая постоянная смеси $R_{см} = 401$ Дж/(кг*К), время пребывания в КС $\tau_{пр} = 0{,}005$ с.

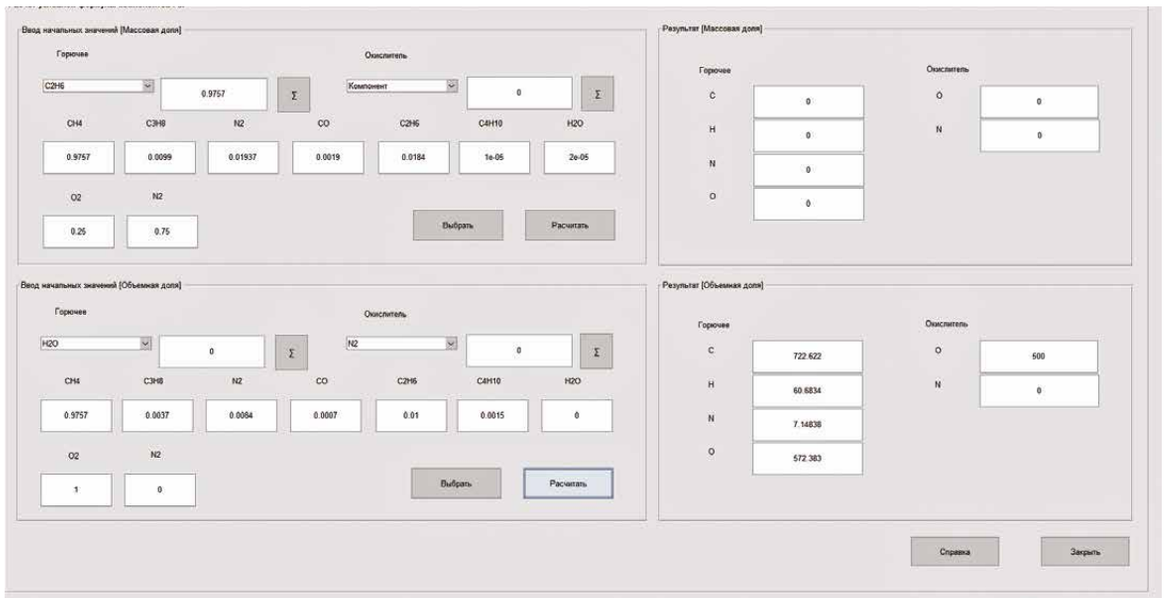


Рисунок 2 – Интерфейс программы для ЭВМ «Газогенератор синтез-газа» (расчет условной формулы горючего и окислителя)

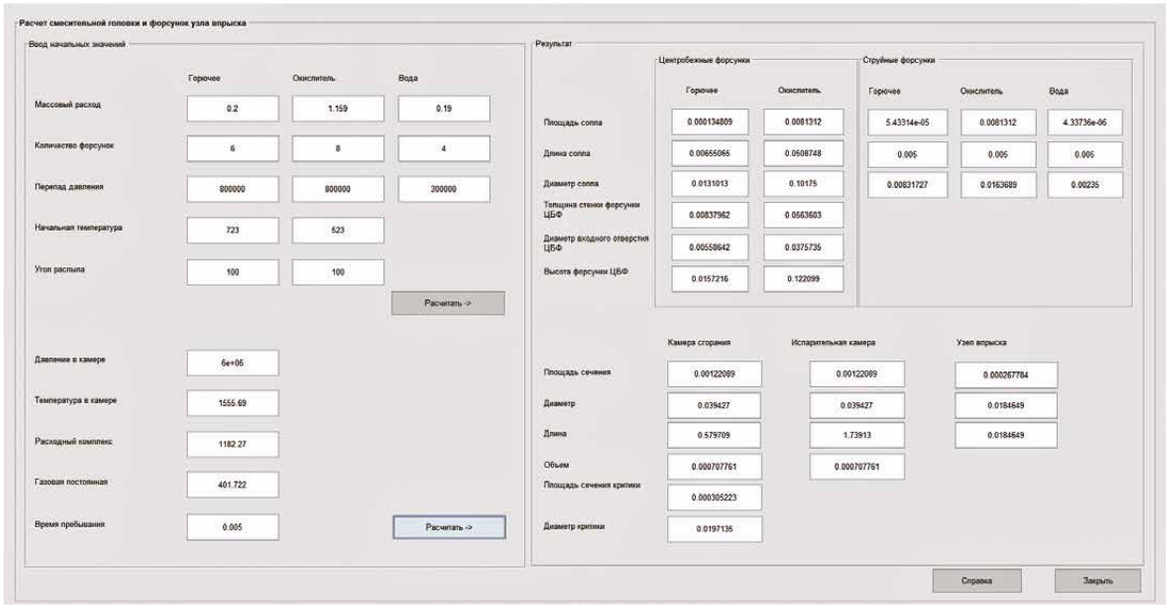


Рисунок 3 – Интерфейс программы для ЭВМ «Газогенератор синтез-газа» (расчет СГ, КС, УВ, ИК)

Таблица 3 – Исходные данные для расчета геометрических характеристик

Показатели	Горючее	Окислитель	Вода в УВ
Массовый расход, кг/с	0,2	1,159	0,19
Кол-во форсунок (для ЦБФ – кол-во входов)	4	6	4
Перепад давления, МПа	0,8	0,8	0,8
Начальная температура, К	723	523	293
Угол распыла форсунки, град.	100	100	100

В данном случае компоненты, подаваемые в камеру, пребывают в газообразном состоянии. Имеются значительные отличия от ЖРД: например, время пребывания в камере ГСГ значительно выше, чем в ЖРД, также процессам внутри газогенератора присуща химическая неравновесность, вследствие чего может возникнуть сажеобразование.

При выборе смесительной головки одними из определяющих факторов являются качество смесеобразования компонентов в камере и скорость истечения компонентов. Решение задачи качественного смесеобразования позволяет предотвратить проскок непрореагировавшего компонента, обеспечить качественное смесеобразование, избежать наличия застойных зон. Из-за некачественного смесеобразования время пребывания в камере увеличивается и появляются холодные зоны на поверхности элементов конструкции – смесительной головки, стенки камеры сгорания, в результате чего может образоваться сажа.

Для формирования облика КС ГСГ были проведены многофакторные численные исследования на созданных моделях газогенераторов синтез-газа. Всего было создано более 30 различных моделей, отличительными особенностями которых являются: компоновка смесительной головки, количество форсунок (использование различных видов форсунок и их сочетаний). Изменялись угол раскрытия, диаметр и длина камеры сгорания.

В работе представлены результаты численных исследований, которые проводились в программе Ansys Fluent 2020 R2 по трем вариантам смесительной головки и камеры сгорания.

В **таблице 4** приведены геометрические характеристики форсунок окислителя и горючего и КС.

Основными геометрическими характеристиками, необходимыми для проектирования облика ГСГ, являются: n – количество входов в форсунку; $d_{вх}$ – диаметр входа в ЦБФ; $D_{вх}$ – диаметр форсунки, в которую попадает весь расход компонента через нее; $L_с$ – длина сопла форсунки; $d_с$ – диаметр сопла форсунки; h – высота форсунки, расстояние от оси входного сечения в форсунку до начала сопла; $D_{кс}$ – диаметр камеры сгорания; $L_{кс}$ – длина камеры сгорания.

По известному массовому расходу определяем площадь сопла форсунки [16]:

$$F_с = \frac{\dot{m}_ф}{\mu_ф\sqrt{2\Delta p_ф \rho_ж}}, \quad (1)$$

где $\dot{m}_ф$ – массовый расход компонента через одну форсунку;

$\mu_ф$ – коэффициент расхода;

$p_ф$ – давление на входе в форсунку;

$\rho_ж$ – плотность компонента.

Рассчитываем диаметр форсунки по найденной площади:

$$d_с = \sqrt{\frac{4}{\pi}F_с}. \quad (2)$$

По заданному углу распыления форсунки $2\alpha_ф$ из табличных значений определяем геометрическую характеристику A.

Задаемся количеством форсунок $n_{вх}$ и плечом закрутки $R_{вх}/r_с$:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{R_{вх}r_с}{n_{вх}A}}. \quad (3)$$

Определяем коэффициент трения λ:

$$\log\lambda = \frac{25{,}8}{(\log Re_{вх})^{2{,}58}} - 2. \quad (4)$$

Таблица 4 – Геометрические характеристики СГ и КС ГСГ производительностью 5000 тонн метанола в год

№ варианта	Форсунки окислителя						Форсунки горючего						КС	
	n, шт.	$D_{вх}$, мм	$d_{вх}$, мм	$L_с$, мм	$d_с$, мм	h, мм	n, шт.	$D_{вх}$, мм	$d_{вх}$, мм	$L_с$, мм	$d_с$, мм	h, мм	$L_{кс}$, мм	$D_{кс}$, мм
СГ1	6	78,6	9	8,8	45	52,8	4	45,2	5,8	18	26,2	63	200	70
СГ2	6	37,2	6,6	–	–	48	6	–	2,9	–	–	–	500	150
СГ3	6	55,4	6	–	–	57	6	–	2,9	–	–	–	500	200

Число Рейнольдса на входе в форсунку:

$$Re_{вх} = \frac{4\dot{m}_ф}{\eta\pi d_{вх}\sqrt{n_{вх}}}, \quad (5)$$

где η – динамическая вязкость.

Определяем эквивалентную геометрическую характеристику:

$$A_э = \frac{R_{вх}r_c}{n_{вх}r_{вх}^2 + \frac{\lambda}{2}R_{вх}(R_{вх} - r_c)}, \quad (6)$$

если $1 - \frac{A_э}{A} * 100 \le 5$, то по полученным ранее диаметрам форсунки можно определить длину и высоту форсунки:

$l_{вх} = (1{,}5\ldots3) * d_{вх}$; $l_c = (0{,}25\ldots1) * d_c$; $h \ge R_{вх}$, если $1 - \frac{A_э}{A} * 100 > 5$, то расчет проводится повторно при полученном значении $A_э$.

Расчет струйной форсунки [18].

Задаем первоначальный диаметр сопла форсунки и определяем площадь сопла.

Площадь сопла форсунки:

$$F_ф = \frac{\pi d_c^2}{4}. \quad (7)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4\dot{m}_ф}{\pi\eta d_c}. \quad (8)$$

Давление на входе в форсунку определяется как сумма уже известного давления в камере сгорания $P_{кс}$ и перепада давления на форсунках, выбранного в пределах 0,3…1,5 МПа:

$$p_{вх} = P_{кс} + \Delta p_ф. \quad (9)$$

Плотность компонента:

$$\rho_{вх} = \frac{p_{вх}}{R_{гг}T_{вх}}. \quad (10)$$

Среднее значение скорости компонента на выходе из форсунки:

$$W = \frac{\dot{m}_ф}{\rho_{вх}F_ф}. \quad (11)$$

Коэффициент расхода форсунки:

$$\mu = \frac{\sqrt{1{,}23^2 + 232\frac{l}{Re_{d_c}}} - 1{,}23}{116\frac{l}{Re_{d_c}}}. \quad (12)$$

По полученным данным определяем новую площадь:

$$F_{ф1} = \frac{\dot{m}_{ф.гг}}{\mu\rho_{вх}\left(\frac{p_к}{p_{вх}}\right)^{\frac{1}{\gamma}}\sqrt{2\frac{n}{n-1}R_{гг}T_{вх}\left(1 - \left(\frac{p_к}{p_{вх}}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\right)}}, \quad (13)$$

где γ – показатель процесса.

Рассчитываем диаметр сопла форсунки:

$$d_{c1} = \sqrt{\frac{4}{\pi}F_{ф1}}. \quad (14)$$

Если $1 - \frac{d_{c1}*100}{d_c} \le 5$, то можно завершить расчет. Если $1 - \frac{d_{c1}*100}{d_c} > 5$, то расчет необходимо провести заново, принимая в качестве первоначального диаметра значение d_{c1}.

Вариант смесительной головки и камеры сгорания, скомпонованной по результатам первичного расчета геометрических характеристик СГ1, приведен на **рисунке 4А**. Смесительная головка состоит из центробежной форсунки горючего, расположенной ближе к оси, и центробежной форсунки окислителя, расположенной ближе к стенкам КС. Предполагалось, что использование центробежных форсунок обеспечит наиболее качественное смешение компонентов.

СГ2 состоит из ЦБФ окислителя с подачей горючего через струйные форсунки в полость форсунки окислителя (**рисунок 4Б**).

СГ3 – вариант смесительной головки и КС, при котором смесительная головка аналогична СГ2, но диаметр камеры сгорания $D_{кс}$ увеличен до 200 мм (**рисунок 4В**).

Основываясь на работе [20], в данном расчете авторы использовали простую двухступенчатую реакцию распада вихря [21], которая подразумевает,

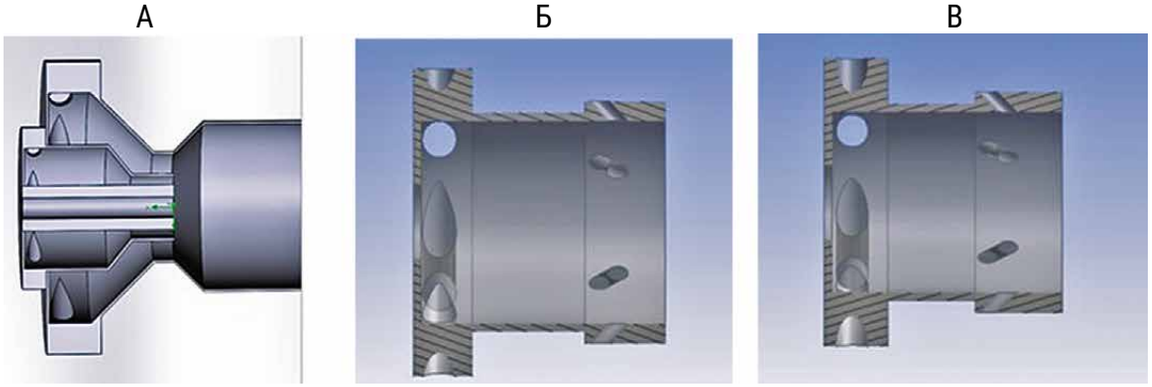


Рисунок 4 – Варианты смесительных головок

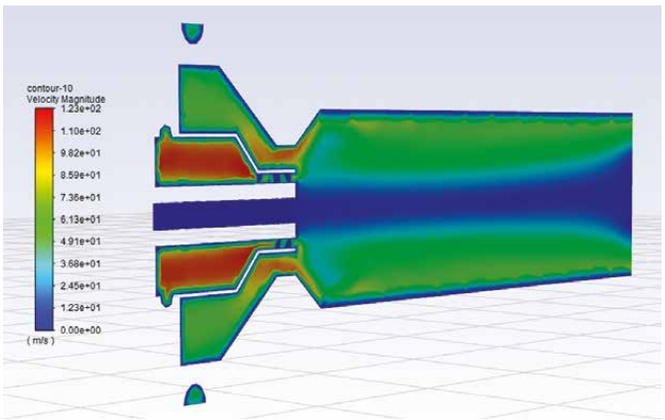


Рисунок 5 – Распределение скоростей в СГ и КС ГСГ по сечению

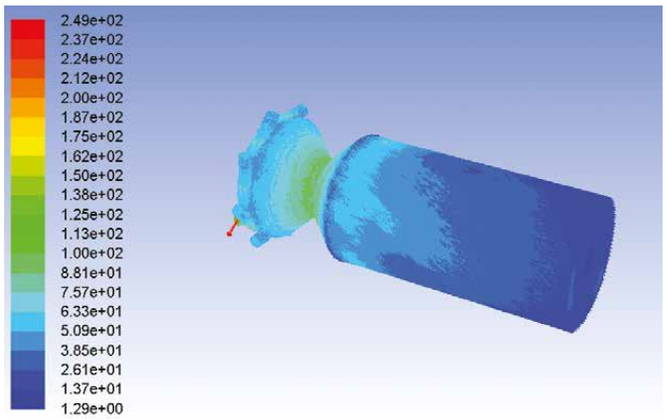


Рисунок 6 – Распределение скоростей в СГ и КС ГСГ

что протекающая реакция происходит очень быстро в небольших вихрях, начальные условия берутся от определенных концентраций веществ и температур в ячейке, а скорость образования продуктов сгорания определяется временем смешения.

Кинетическая реакция при моделировании неката-литического парциального окисления метана (в составе попутного нефтяного газа) протекает по следующим уравнениям химической реакции [22]:

$$CH_4 + 0{,}5O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2 + 35{,}6 \text{ кДж/моль};$$

$$CH_4 + 2O_2 \leftrightarrow CO_2 + 2H_2O + 890 \text{ кДж/моль}.$$

С учетом данных из [23–25] в качестве модели турбулентности при численном моделировании может быть использована стандартная $k - e$ модель [26]. Это модель, состоящая из двух уравнений переноса (PDE), описывающая турбулентность свободных течений с высокой точностью. Уравнения достаточно универсальны и не требуют учета дополнительных параметров. Также следует отметить, что на данный момент не существует «универсальной» модели турбулентности. При конструировании сетки следует уделить особое внимание входным отверстиям форсунок, так как их диаметры малы: 5,8 и 2,9 мм соответственно.

Численные исследования СГ и КС

СГ1 состоит из ЦБФ окислителя и горючего:

$Do_{вх}^{СГ_1} = 78{,}6$ мм, имеет шесть входных отверстий $do_{вх}^{СГ_1} = 9$ мм. $ho^{СГ_1} = 52{,}8$. $ho_c^{СГ_1} = 8{,}8$.

$D_{г_{вх}}^{СГ_1} = 51$ мм, имеет четыре входных отверстия $d_{г_{вх}}^{СГ_1} = 58{,}8$ мм. $h_г^{СГ_1} = 63$ мм. $L_{г_c}^{СГ_1} = 18$ мм. $d_{г_c} = 26{,}2$ мм. $D_{кс} = 70$ мм. $L_{кс} = 200$ мм.

Численный эксперимент первого варианта облика СГ и КС ГСГ показывает, что при данном расположении форсунок горючего и окислителя поток горючего входит в КС со скоростью $w_г = 120$ м/с и прижимает поток окислителя, входящий в камеру сгорания со скоростью $w_о = 90$ м/с, к стенкам КС (ЦБФ горючего расположена ближе к оси, а ЦБФ окислителя – ближе к стенкам КС), из-за чего наблюдается некачественное смесеобразование (**рисунки 5** и **6**). Скорость потока внутри камеры сгорания w не должна превышать 50 м/с, так как при скоростях выше неизбежно будет возникать проскок непрореагировавшего компонента, что увеличивает вероятность сажеобразования.

Как видно из **рисунка 7**, вследствие некачественного смесеобразования максимум температурного поля при горении наблюдается вблизи стенок КС, что может привести к прогару стенки. Можно наблюдать, что расчетная длина камеры недостаточна для полного смешения компонентов.

Разница скоростей потоков горючего и окислителя на выходе из смесительной головки, а также недостаточный для качественного смешения расчетный диаметр камеры сгорания приводят к неравномерному смешению компонентов.

СГ2 представляет собой центробежную форсунку окислителя, имеющую шесть входных отверстий $do_{вх}^{СГ_2} = 6{,}6$ мм, и шесть струйных форсунок, направленных в полость сопла ЦБФ окислителя под углом 45 °. $d_{г_{вх}}^{СГ_2} = 2{,}9$ мм. $Do_{вх}^{СГ_2} = 37{,}2$ мм. $ho^{СГ_2} = 48$ мм.

При численном моделировании второго варианта ГСГ было предложено другое расположение и иной тип форсунок горючего. Центробежные форсунки

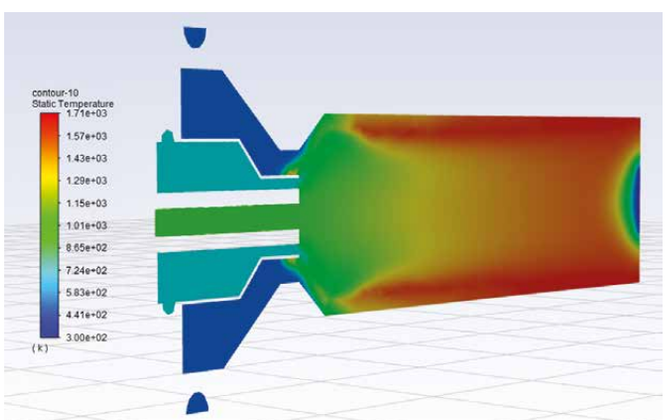


Рисунок 7 – Распределение температур в СГ и КС ГСГ по сечению

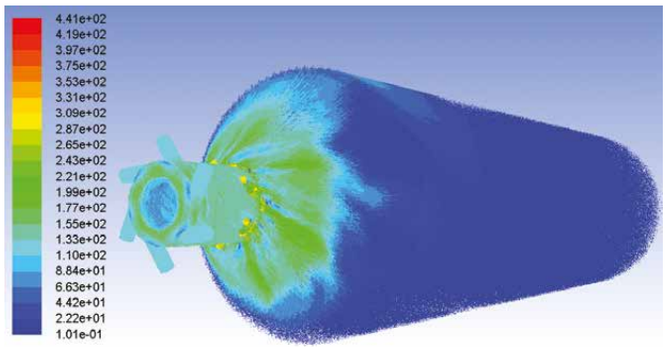


Рисунок 8 – Распределение скоростей в СГ и КС ГСГ

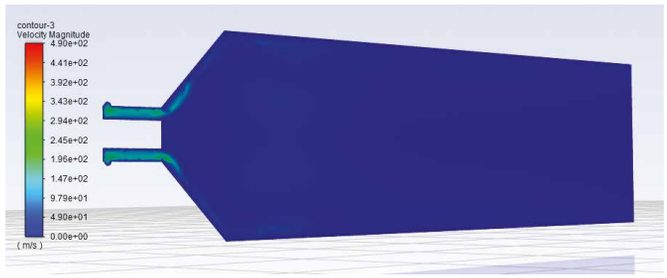


Рисунок 9 – Распределение скоростей в СГ и КС ГСГ по сечению

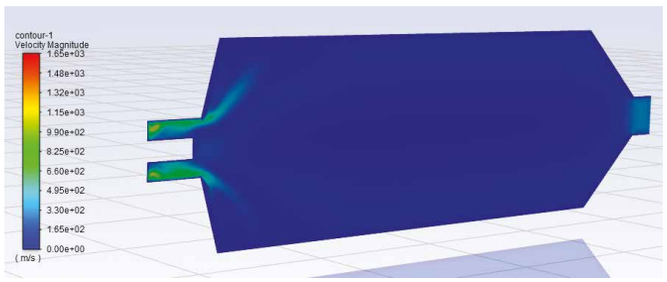


Рисунок 10 – Распределение скоростей в СГ и КС ГСГ по сечению

горючего, расположенные ближе к центру КС, были заменены на струйные форсунки, расположенные под углом 45 ° к оси симметрии смесительной головки и подающие горючее в полость окислителя (ближе к выходу из смесительной головки). Также были увеличены диаметр и длина КС: $D_{кс}^{СГ_2} = 150$ мм, $L_{кс} = 500$ мм. Результаты на **рисунках 8**, **9** демонстрируют, что смешение компонентов стало более качественным, но скорость на входе в камеру увеличилась до $w = 140$ м/с. Однако из-за увеличенного диаметра и длины камеры скорость смешанного потока внутри КС падает до 45 м/с, что соответствует требуемой скорости.

СГ3 представляет собой центробежную форсунку окислителя, имеющую шесть входных отверстий $do_{вх}^{СГ_3} = 6$ мм и шесть струйных форсунок горючего, направленных в полость сопла ЦБФ окислителя под углом 45 ° $d\text{г}_{вх}^{СГ_3} = 2{,}9$ мм. $Do_{вх}^{СГ_3} = 55{,}4$ мм. $h\text{o}^{СГ_3} = 55{,}4$ мм. $D_{кс}^{СГ_3} = 200$ мм, $L_{кс} = 500$ мм, так как из предыдущего варианта можно увидеть, что такой длины КС хватает для обеспечения полного перемешивания и протекания реакции. Форсунки горючего стали располагаться ближе к входу форсунок окислителя, чтобы обеспечить предварительное смешивание компонентов в полости смесительной головки, $do_{вх}^{СГ_3}$ уменьшены до 6 мм.

На **рисунке 10** видно, что увеличение диаметра КС по сравнению с предыдущим вариантом не влияет на смешение компонентов. Уменьшение же входных отверстий в ЦБФ окислителя привело к резкому увеличению скорости потока на входе в КС ($w = 500$ м/с), что может привести к проскоку непрореагировавшего компонента.

Проведенный анализ влияния геометрических характеристик на качество смешения в СГ и КС ГСГ демонстрирует, что в смесительной головке и камере сгорания второго варианта полное смешение компонентов происходит на расстоянии 30 мм от входа в КС.

Ниже на **рисунке 11** представлены диаграммы распределения скоростей по сечению камеры сгорания

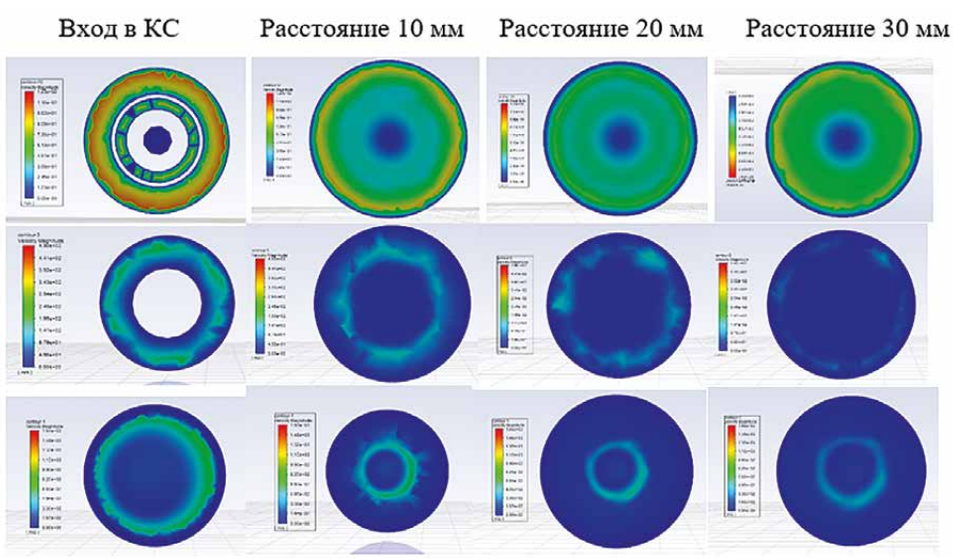


Рисунок 11 – Распределение скоростей по сечению камеры сгорания

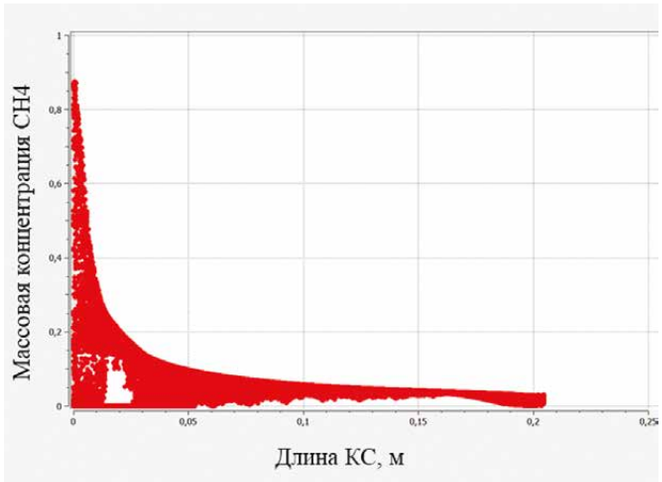


Рисунок 12 – Концентрация метана по длине камеры (СГ1)

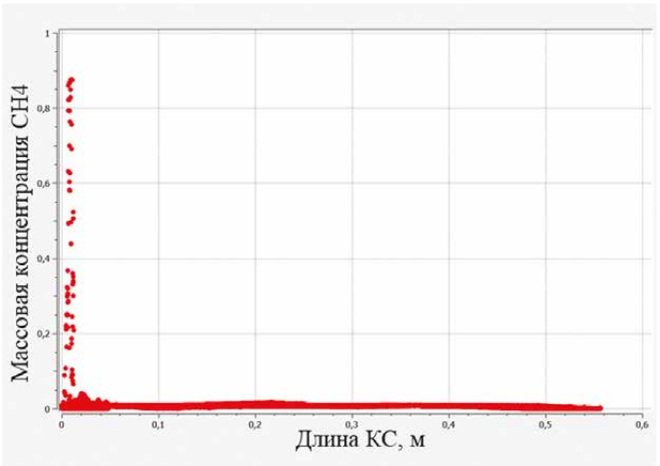


Рисунок 13 – Концентрация метана по длине камеры (СГ2)

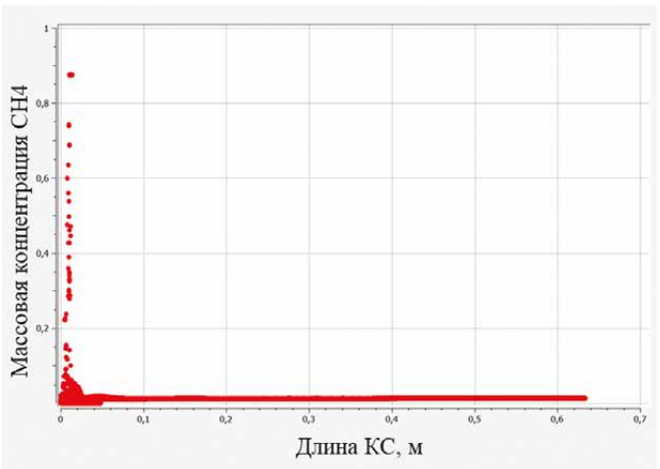


Рисунок 14 – Концентрация метана по длине камеры (СГ3)

на входе в КС, 10 мм от входа в КС, 20 мм от входа в КС и 30 мм от входа в КС соответственно.

Одним из важных критериев оценки качества смешения и горения в камере сгорания является оценка концентрации метана по длине КС. На **рисунках 12–14** демонстрируется, что в варианте СГ1 смешение компонентов происходит медленно и недостаточно для полного завершения реакции некаталитического парциального окисления, в то время как СГ3 практически не отличается от варианта СГ2, но имеет большие геометрические и массогабаритные характеристики $D_{кс}^{СГ_3} = 200$ мм, $D_{кс}^{СГ_2} = 150$ мм при одинаковой длине $L_{кс}$= 500 мм.

Исходя из полученных результатов можно сказать, что вариант СГ2, геометрические характеристики которого представлены в **таблице 5**, наиболее подходящий, так как удовлетворяет критериям качественного смесеобразования и имеет наименьшие массогабаритные характеристики газогенератора.

Учитывая особенности ГСГ, связанные с краевыми эффектами, возникающими при масштабировании газогенератора, для проверки предложенной методики и анализа разработанной конструкции были проведены многофакторные численные исследования процессов в КС. К основным контролируемым параметрам относятся:

- равномерность распределения компонентов по сечению камеры сгорания;
- качество смесеобразования и контроль застойных зон;
- соответствие расчетным и допустимым скоростям потока компонентов;
- температура на стенке камеры сгорания;
- длина камеры сгорания, при которой происходит полная конверсия исходных компонентов согласно результатам термодинамических исследований.

В результате проведения многофакторного численного эксперимента при производительности комплекса от 2000 до 10 000 тонн в год было выявлено оптимальное соотношение длины КС ГСГ (с учетом длины угла раскрытия камеры) к диаметру КС ГСГ:

$$\sigma_{кс} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{Lкс_i}{Dкс_i}}{n} = 3{,}72, \qquad (15)$$

$\sigma_{кс}$ – безразмерный коэффициент.

Таблица 5 – Геометрические характеристики СГ и КС ГСГ для получения 5000 тонн в год

№ варианта	Форсунки окислителя				Форсунки горючего		КС	
	n, шт.	$D_{вх}$, мм	$d_{вх}$, мм	h, мм	n, шт.	$d_{вх}$, мм	$L_{кс}$, мм	$D_{кс}$, мм
СГ2	6	37,2	6,6	48	6	2,9	500	150

Таблица 6 – Геометрические характеристики элементов конструкций газогенератора

Производительность комплекса, тонн/год	Форсунки окислителя				Форсунки горючего		КС		$\sigma_{кс}$
	n, шт.	$D_{вх}$, мм	$d_{вх}$, мм	h, мм	n, шт.	$d_{вх}$, мм	$D_{кс}$, мм	$L_{кс}$, мм	
2500,00	6,00	26,30	4,67	33,94	6,00	2,05	106,00	395	3,73
5000,00	6,00	37,20	6,60	48,00	6,00	2,90	150,00	556	3,71
7500,00	6,00	45,56	8,08	58,79	6,00	3,55	184,00	675	3,67
10 000,00	6,00	52,61	9,33	67,88	6,00	4,10	212,00	800	3,77

Данный вариант является подходящим для обеспечения наиболее качественного смешения компонентов и протекания процессов некаталитического парциального окисления метана для газогенератора синтез-газа, являющегося основным узлом блока подготовки синтез-газа в малотоннажной мобильной установке получения метанола.

В **таблице 6** представлены геометрические характеристики форсунок и камеры сгорания ГСГ в зависимости от производительности комплекса получения метанола.

Численные исследования УВ и ИК

В работе [7] приведена методика расчета УВ и ИК, для отработки предложенной методики была проведена серия численных исследований для установления зависимости градиента температур от длины испарительной камеры в диапазоне от 2000 до 10 000 тонн метанола в год.

На примере ГСГ установки получения 5000 тонн в год были проведены численные исследования, в результате которых были получены следующие распределения полей температур (**рисунок 15**) и полей скоростей (**рисунок 16**).

Руководствуясь технологическими требованиями к параметрам синтез-газа на выходе из ГСГ [19], при определении длины испарительной камеры необходимо обеспечить температуру на выходе из ИК $T_{ик} = 900$ °C, требования к $w_{ик}$ идентичны требованиям к $w_{кс}$. Из **рисунков 15** и **16** видно, что равномерность полей температуры и скорости достигается при одинаковой длине испарительной камеры. Поэтому определим эту длину из графика зависимости $T_{ик}$ от $L_{ик}$, представленного на **рисунке 17**.

Для установки производительностью 5000 тонн в год $L_{УВ} = 0{,}37$ м, следовательно, длина ИК начинается на графике от 0,825 м. В свою очередь расчеты по методике [7] демонстрируют, что для любой производительности $L_{ик}$ неизменна, что не может соответствовать действительности. Полученные результаты, приведенные ниже, показывают изменение $L_{ик}$ от производительности комплекса.

Наибольшая расходимость температурного поля приходится на УВ, где впрыскивается вода с массовым расходом $\dot{m}_в = 0{,}19$ кг/с и $T_в = 293$ К, $P_в = 6$ МПа. Впрыск воды соответствует значению 0,64 м на графике.

$T_{ик}$ соответствует требуемому значению начиная с 1,3 м. Таким образом, $L_{ик} = 0{,}47$ м.

$$\sigma_{ик} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{Lик_i}{Dик_i}}{n} = 3{,}12, \qquad (16)$$

$\sigma_{ик}$ – безразмерный коэффициент.

В **таблице 7** на с. 115 представлены результаты численных исследований с указанием геометрических

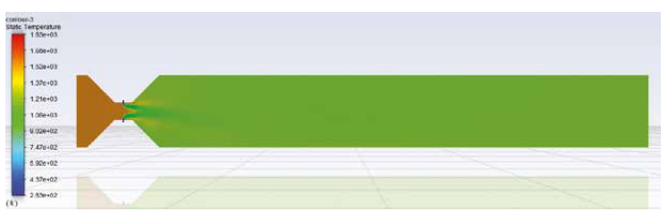


Рисунок 15 – Распределение температур по сечению УВ и ИК

Рисунок 16 – Распределение скоростей по сечению УВ и ИК

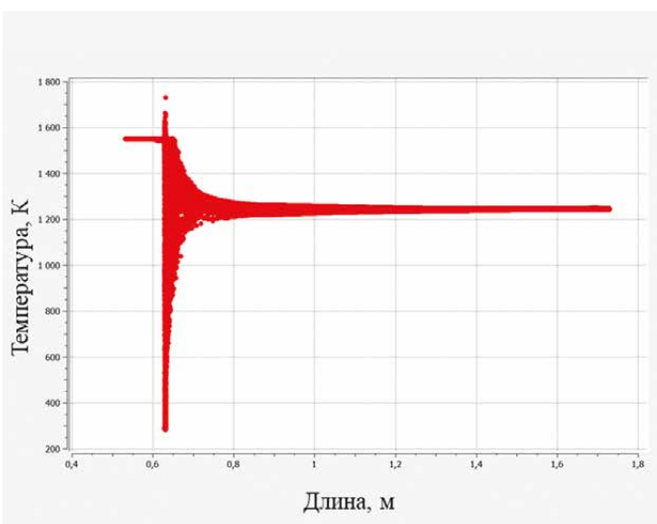


Рисунок 17 – График зависимости температуры $T_{ик}$ от $L_{ик}$

Таблица 7 – Геометрические характеристики УВ и ИК

Производительность комплекса, тонн/год	УВ		ИК		$\sigma_{кс}$
	$L_{УВ}$, шт.	$D_{УВ}$, мм	$D_{ИК}$, мм	$L_{ИК}$, шт.	
2500,00	261	26	106	340	3,21
5000,00	369	37	150	469	3,13
7500,00	452	45	184	542	2,95
10 000,00	522	52	212	677	3,19

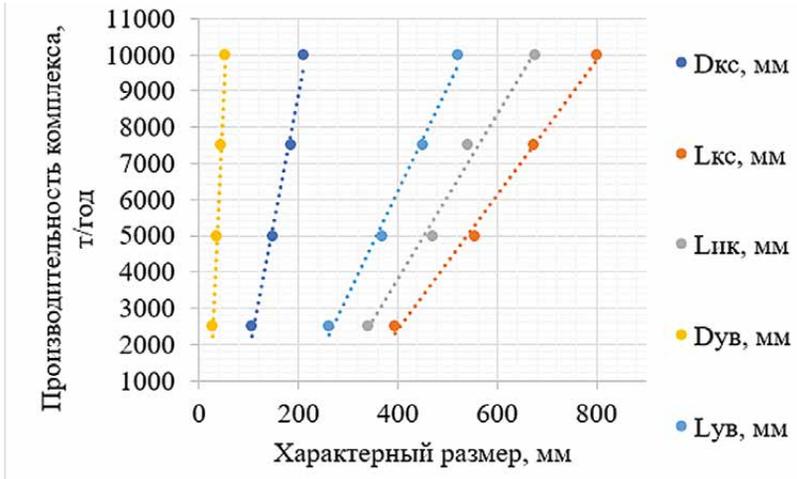


Рисунок 18 – Зависимость размеров основных узлов ГСГ от производительности комплекса

характеристик УВ и ИК ГСГ в зависимости от производительности комплекса получения метанола.

На **рисунке 18** представлены обобщенные результаты геометрических характеристик узлов ГСГ, полученных в результате многофакторных численных исследований. Полученные результаты позволяют перейти к проектированию и конструированию ГСГ и его узлов под заданную производительность в диапазоне от 2000 до 10 000 тонн в год.

На **рисунке 19** представлен один из разработанных газогенераторов в составе экспериментальной установки производства водородсодержащего газа.

Рисунок 19 – Газогенератор синтез-газа

Разработанный газогенератор синтез-газа для установки производительностью 5000 тонн метанола в год представляет собой разборную модульную конструкцию, состоящую из запального устройства, обеспечивающего плавный выход на режимные параметры, смесительной головки, камеры сгорания, узла впрыска и испарительной камеры. Охлаждение ГСГ обеспечивается за счет подачи хладагента в межрубашечное пространство. Возникающие термические расширения нивелируются компенсационными кольцами.

Заключение

Проведенные термодинамические расчеты позволили перейти к первоначальному расчету геометрических характеристик узлов газогенератора синтез-газа.

В результате проведенных многопараметрических многофакторных исследований были обоснованы геометрические характеристики смесительной головки, камеры сгорания, узла впрыска, испарительной камеры газогенератора синтез-газа.

Установлен безразмерный коэффициент пропорциональности $\sigma_{кс}$ и $\sigma_{ик}$, позволяющий рассчитывать $\frac{L_{кс}}{D_{кс}}$ и $\frac{L_{ик}}{D_{ик}}$ в диапазоне производительности ГСГ от 0,5 кг/с до 3 кг/с, что соответствует производительности комплекса от 2000 до 10 000 тонн метанола в год.

Представлена зависимость размеров основных узлов ГСГ от производительности малотоннажного комплекса производства метанола.

В результате проведенных исследований и расчетов спроектирован и изготовлен газогенератор синтез-газа.

Список источников

1. Пат. 196884 РФ, МПК B 01 J 7/00. Газогенератор синтез-газа / А. М. Кузьмин. 2019127455; заявл. 31.08.2019; опубл. 18.03.2020. Бюл. 8.

2. Пат. 2310600 РФ, МПК C 01 B 3/34. Высокопроизводительный генератор синтез-газа / В. Б. Кубиков, А. В. Егоров, О. А. Грабин, Ю. С. Ершов. 2005128337/15; заявл. 13.09.2005; опубл. 20.11.2007. Бюл. 32.

3. Пат. 2320531 РФ, МПК C 01 B 3/36, B 01 J 7/00. Способ получения синтез-газа при горении и устройство для его осуществления / И. В. Билера, Ю. А. Колбановский, С. К. Петров, Н. А. Платэ, И. В Россихин. 2006115006/15; заявл. 04.05.2006; опубл. 27.03.2008. Бюл. 9.

4. Пат. 2361809 РФ, МПК C 01 B 3/36. Способ получения синтез-газа и устройство для его осуществления / Б. Т. Плаченов, Ю. Н. Филимонов, А. А. Барунин, А. А. Винокурова, А. П. Киселев. 2007136157/15; заявл. 25.09.2007; опубл. 20.07.2009. Бюл. 20.

5. Пат. 2392297 РФ, МПК C 10 J 3/34. Реактор для получения синтез-газа / Ю. Н. Филимонов, Н. С. Прохоров, М. С. Ченцов, Г. Б. Савченко, В. С. Соколов. 2008151301/15; заявл. 23.12.2008; опубл. 20.06.2010. Бюл. 17.

6. Пат. 2408417 РФ, МПК B 01 J 7/00. Генератор синтез-газа / А. А. Коротеев, Г. К. Коровин, И. Г. Лозино-Лозинская, Б. А. Воробьев, Н. В. Осколков, Р. Л. Шигин. 2009121294/05; заявл. 04.06.2009; опубл. 10.01.2011. Бюл. 1.

7. Загашвили Ю. В., Левихин А. А., Кузьмин А. М. Основы проектирования трехкомпонентных газогенераторов синтез-газа // Нефтегазохимия. 2017. № 4. С. 9–16.

8. Вяткин Ю. Л., Лищинер И. И., Синицын С. А., Кузьмин А. М. Перспективные направления химической переработки углеводородного сырья // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4 (100). С. 114–118.

9. Загашвили Ю. В., Кузьмин А. М., Имшенецкий В. В., Лищинер И. И., Малова О. В. Экспериментальные исследования синтеза метанола из забалластированного азотом синтез-газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 7. С. 140–147. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3272.

10. Кузьмин А. М. Диверсификация технологий двигателестроения на примере комплексов синтез-газа для малотоннажного производства метанола // Библиотека журнала «ВОЕНМЕХ. Вестник БГТУ». 2020. С. 48–53.

11. Кузьмин А. М., Кулаков К. В., Кулаков С. В., Ценева С. Н. Особенности конструирования газогенераторов синтез-газа для малотоннажного производства метанола // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2021. № 3.

12. Zagashvili Y., Kuzmin A., Buslaev G., Morenov V. Small-scaled production of blue hydrogen with reduced carbon footprint // Energies. 2021. Vol. 14, no. 1.

13. Кузьмин А. М., Левихин А. А., Кузьмина Ю. В., Ценева С. Н. Инновационные технологии в нефтегазохимии, энергетике и экологии на основе газогенераторов и высокотемпературных реакторов // Вестник образования и развития науки Российской академии естественных наук. 2020. № 4.

14. Программа для ЭВМ 2021616736 РФ. Газогенератор синтез-газа / А. М. Кузьмин, Е. М. Гашевский, О. В. Арипова, С. Н. Ценева. 2021614369; заявл. 26.03.2021; опубл. 26.04.2021.

15. Программа для ЭВМ 2022617278 РФ / А. М. Кузьмин, А. А. Баранкевич, А. А. Левихин. TermoCom. 2022615418; заявл. 25.03.2022; опубл. 19.04.2022.

16. Добровольский М. В. Жидкостные ракетные двигатели. Основы проектирования: учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. / под ред. Д. А. Ягодникова. М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. 488 с.

17. ГОСТ 21980-76 Форсунки центробежные газовые с тангенциальным входом. Номенклатура основных параметров и методы расчета. Введ. 1977-07-01 постановлением Государственного комитета стандартов Совета министров СССР от 29 июня 1976 г. N 1617.

18. Егорычев В. С. Расчет и проектирование смесеобразования в жидкостном ракетном двигателе: учеб. пособие. Самара: СГАУ, 2011. 100 с.

19. Загашвили Ю. В., Кузьмин А. М. Влияние состава водородсодержащего газа на выход метанола // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 10. С. 187–195.

20. Hadi Amirshaghaghi, Akbar Zamaniyan, Hadi Ebrahimi, Mahshid Zarkesh. Numerical simulation of methane partial oxidation in the burner and combustion chamber of autothermal reformer // Applied Mathematical Modelling. 34(9):2312-2322, 2010.

21. The Eddy Dissipation Model, Magnussen and Hjertager, 1977.

22. Кульчаковский П. И., Митберг Э. Б., Ермолаев И. С. и др. Исследование процесса некаталитического высокотемпературного парциального окисления метана при получении синтез-газа. Тепловые процессы в технике. 2016. Т. 8, № 3. С. 117–125.

23. Yueting Xu, Zhenghua Dai, Chao Li, Xinyu Li, Zhijie Zhou, Guangsuo Yu, Fuchen Wang. Numerical simulation of natural gas non-catalytic partial oxidation reformer // International Journal of Hydrogen Energy. 39(17), 2014.

24. Hadi Amirshaghaghi, Akbar Zamaniyan, Hadi Ebrahimi, Mahshid Zarkesh. Numerical simulation of methane partial oxidation in the burner and combustion chamber of autothermal reformer // Applied Mathematical Modelling. 34, 2010.

25. Wenyuan Guo, Yanzeng Wu, Liang Dong, Caixia Chen, Fuchen Wang. Simulation of non-catalytic partial oxidation and scale-up of natural gas reformer // Fuel Processing Technology. 98, 2012.

26. Launder and Spalding, 1974.

References

1. Kuzmin A. M. Syngas Gas Generator. Patent RF. No. 196884, 2020. (In Russ.).
2. Kubikov V. B., Egorov A. V., Grabin O. A., Ershov Yu. S. High Performance Synthesis Gas Generator. Patent RF. No. 2310600, 2007. (In Russ.).
3. Bilera I. V., Kolbanovskii Yu. A., Petrov S. K., Plate N. A., Rossikhin I. V. Method for Producing Synthesis Gas During Combustion and Device for its Implementation. Patent RF. No. 2320531, 2008. (In Russ.).
4. Plachenov B. T., Filimonov Yu. N., Barunin A. A., Vinokurova A. A., Kiselev A. P. Synthesis gas production method and device for its implementation. Patent RF. No. 2361809, 2009. (In Russ.).
5. Filimonov Yu. N., Prokhorov N. S., Chentsov M. S., Savchenko G. B., Sokolov V. S. Synthesis Gas Reactor. Patent RF. No. 2392297, 2010. (In Russ.).
6. Koroteev A. A., Korovin G. K., Lozino-Lozinskaya I. G., Vorobev B. A., Oskolkov N. V., Shigin R. L. Syngas Generator. Patent RF. No. 2408417, 2011. (In Russ.).
7. Zagashvili Yu. V., Levikhin A. A., Kuzmin A. M. Foundations of Design of Three-Component Gas Generator of Synthesis Gas // Oil and Gas Chemistry. 2017. No. 4. P. 9–16. (In Russ.).
8. Vyatkin Yu. L., Lischiner I. I., Sinitsyn S. A., Kuzmin A. M. Promising directions of chemical processing of hydrocarbon raw materials // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 4 (100). P. 114–118. (In Russ.).
9. Zagashvili Yu. V., Kuzmin A. M., Imshenetskii V. V., Lishchiner I. I., Malova O. V. Experimental Studies of Methanol Synthesis from Nitrogen-Ballasted Synthesis Gas // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2021. Vol. 332, no. 7. P. 140–147. (In Russ.). https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3272.
10. Kuzmin A. M. Diversification of engine-building technologies on the example of synthesis gas complexes for low-tonnage methanol production // Library of the journal "VOENMEH. Bulletin of BSTU". 2020. P. 48–53. (In Russ.).
11. Kuzmin A. M., Kulakov K. V., Kulakov S. V., Tseneva S. N. Design features of synt-gas gas generators for low-tonnage methanol production // Electronic scientific journal "Oil and Gas business". 2021. No. 3. (In Russ.).
12. Zagashvili Y., Kuzmin A., Buslaev G., Morenov V. Small-scaled production of blue hydrogen with reduced carbon footprint // Energies. 2021. Vol. 14, no. 1.
13. Kuzmin A. M., Levikhin A. A., Kuzmina Yu. V., Tseneva S. N. Innovative technologies in oil and gas chemistry, energy and ecology based on gas generators and high-temperature reactors // Bulletin of Education and development of Science of the Russian Academy of Natural Sciences. 2020. No. 4. (In Russ.).
14. Kuzmin A. M., Gashevsky E. M., Aripova O. V., Tseneva S. N. Syngas gas generator. Computer Program RF. No. 2021616736, 2021. (In Russ.).
15. Kuzmin A. M., Barankevich A. A., Levikhin A. A. TermoCom Computer Program RF. No. 2022617278, 2022. (In Russ.).
16. Dobrovolsky M. V. Liquid rocket engines. Fundamentals of design: textbook for universities. 2nd ed., reprint. and additional / edited by D. A. Yagodnikov. M.: Publishing House of the Bauman Moscow State Technical University, 2005. 488 p. (In Russ.).
17. GOST 21980-76 Centrifugal gas injectors with tangential inlet. The nomenclature of the main parameters and calculation methods. Introduction 1977-07-01 by the resolution of the State Committee of Standards of the Council of Ministers of the USSR of June 29, 1976 N 1617. (In Russ.).
18. Egorychev V. S. Calculation and design of mixing in a liquid rocket engine: textbook. Samara: SSAU, 2011. 100 p. (In Russ.).
19. Zagashvili Yu. V., Kuzmin A. M. Influence of Hydrogen Containing Gas Composition on Methanol Yield // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2020. Vol. 331, no. 10. P. 187–195. (In Russ.).
20. Hadi Amirshaghaghi, Akbar Zamaniyan, Hadi Ebrahimi, Mahshid Zarkesh. Numerical simulation of methane partial oxidation in the burner and combustion chamber of autothermal reformer // Applied Mathematical Modelling. 34(9):2312-2322, 2010.
21. The Eddy Dissipation Model, Magnussen and Hjertager, 1977.
22. Kulchakovsky P. I., Mitberg E. B., Ermolaev I. S., et al. Investigation of the process of non-catalytic high-temperature partial oxidation of methane during synthesis gas production // Thermal processes in engineering. 2016. Vol. 8, no. 3. P. 117–125. (In Russ.).
23. Yueting Xu, Zhenghua Dai, Chao Li, Xinyu Li, Zhijie Zhou, Guangsuo Yu, Fuchen Wang. Numerical simulation of natural gas non-catalytic partial oxidation reformer // International Journal of Hydrogen Energy. 39(17), 2014.
24. Hadi Amirshaghaghi, Akbar Zamaniyan, Hadi Ebrahimi, Mahshid Zarkesh. Numerical simulation of methane partial oxidation in the burner and combustion chamber of autothermal reformer // Applied Mathematical Modelling. 34, 2010.
25. Wenyuan Guo, Yanzeng Wu, Liang Dong, Caixia Chen, Fuchen Wang. Simulation of non-catalytic partial oxidation and scale-up of natural gas reformer // Fuel Processing Technology. 98, 2012.
26. Launder and Spalding, 1974.

Информация об авторах:
Алексей Михайлович Кузьмин,
кандидат технических наук, генеральный директор,
руководитель офиса управления проектами
Егор Михайлович Гашевский,
старший преподаватель кафедры
Юлия Валерьевна Кузьмина, ассистент, аспирант кафедры

Information about the authors:
Aleksey M. Kuzmin, candidate of technical sciences,
general director, project management office manager
Egor M. Gashevskiy, senior lecturer at the department
Yulia V. Kuzmina, assistant, postgraduate at the
department

Статья поступила в редакцию 24.11.2022; одобрена после рецензирования 24.04.2023; принята к публикации 25.04.2023.
The article was submitted 24.11.2022; approved after reviewing 24.04.2023; accepted for publication 25.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 118–123

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 542.78
EDN SJNNOO

ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХФАЗНЫХ ДЕТАНДЕРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Александр Георгиевич Гречко[1], **Иван Сергеевич Лысенко**[2]
[1, 2]РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва, Россия
[1]aleksandr.gretch@yandex.ru
[2]Lysenko.is97@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день в химической и нефтяной промышленности жидкостные детандеры обладают существенным потенциалом для повышения эффективности процесса охлаждения за счет рекуперации неиспользуемой энергии. В индустрии сжиженного природного газа лишь на немногих новейших установках используются жидкостные детандеры и, как правило, только там, где входящий и выходящий потоки полностью в однофазном состоянии. Использование двухфазных детандеров сжиженного природного газа способно повысить производительность установок по сжижению природного газа при малых экономических затратах. В работе рассмотрена возможность применения двухфазных детандеров в процессе сжижения природного газа и приведена конструкция детандера, способная обеспечить устойчивую работу в области двухфазного потока.

Ключевые слова: турбина, сжиженный природный газ, жидкостной детандер, детандер, двухфазный поток

Для цитирования: Гречко А. Г., Лысенко И. С. Применение двухфазных детандеров для повышения эффективности процессов сжижения природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 118–123. EDN SJNNOO.

© Гречко А. Г., Лысенко И. С., 2023

© Grechko A. G., Lysenko I. S., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):118-123

Original article
UDC 542.78
EDN SJNNOO

THE USE OF TWO-PHASE EXPANDERS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF NATURAL GAS LIQUEFACTION PROCESSES

Alexander G. Grechko[1], Ivan S. Lysenko[2]
[1, 2] National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
[1]aleksandr.gretch@yandex.ru
[2]Lysenko.is97@gmail.com

Abstract. To date, in the chemical and petroleum industries, liquid expanders have a certain potential to increase the efficiency of the process due to the recovery of unused energy. In the liquefied natural gas industry, only a few new installations use liquid expanders and, as a rule, only where the incoming and outgoing flows are completely in a single-phase state. The use of two-phase liquefied natural gas expanders can increase the productivity of natural gas liquefaction plants at low economic costs. The article considers the possibility of using two-phase expanders in the process of liquefying natural gas and provides an expander design that can ensure stable operation in the two-phase flow area.

Keywords: turbine, liquefied natural gas, liquid expander, expander, two-phase flow

For citation: Grechko A. G., Lysenko I. S. The use of two-phase expanders to increase the efficiency of natural gas liquefaction processes. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):118-123. (In Russ.). EDN SJNNOO.

Введение

Современная тенденция, направленная на повышение эффективности процессов и снижение затрат, продиктована растущей конкуренцией на мировом рынке. Наиболее привлекательными обычно оказываются концепции, приводящие к максимальному повышению эффективности при незначительных экономических затратах. Расширение применения детандеров является следствием развития технологии использования потенциальной энергии потока в различных процессах нефтегазовой промышленности. Но из-за существенных технических проблем и консервативного подхода в СПГ-промышленности включение в технологические схемы детандеров новых типов затруднительно. Лишь на немногих новейших установках используются жидкостные детандеры и, как правило, только там, где входящий и выходящий поток полностью в однофазном состоянии. Но с другой стороны, повышение конкуренции на мировых рынках и растущий спрос подталкивают к исследованиям и внедрению новых решений. Анализ существующих решений применения детандеров в различных циклах может дать почву для дальнейшего развития технологии внедрения детандеров. В данной статье пойдет речь о жидкостных и двухфазных детандерах (мгновенного испарения).

Возможности применения детандеров

Стандартной практикой на современных заводах является замена клапана Джоуля – Томсона в различных процессах сжижения природного газа на жидкостной детандер. Использование потенциальной энергии потока в конце цикла сжижения за счет внедрения жидкостных детандеров перед отправкой продукта в хранилища сжиженного природного газа (СПГ) повышает на 2–10 % [1, 4] производительность процесса сжижения. Они представляют собой гидравлические турбины радиального типа, которые вырабатывают электроэнергию и снижают энтальпию в процессе расширения газа. Но стандартной практикой применения детандеров в конце циклов сжижения можно не ограничиваться. Существует возможность для более широкого использования потенциальной энергии потока при замене клапана Джоуля – Томсона в циклах сжижения, даже там, где потоки находятся в двухфазном состоянии. Но расширения с получением двухфазного потока всегда избегали в зарекомендовавших себя схемах применения жидкостных детанде-

ров. Так как существующие типы детандеров неспособны работать в двухфазной области по причине эрозии рабочих поверхностей и резкой потери эффективности при возникновении в потоке паровой составляющей. Известно, что при достижении массовой доли пара 0,002 (объемная доля пара около 30 %) КПД радиальной жидкостной турбины падает более чем на 20 пунктов [2] из-за возникающих центробежных сил, которые выступают в роли сепаратора потока. Использование же двухфазной турбины помогает избежать данной проблемы. Ее применение не ограничивается только потоком газ – жидкость, такая турбина способна эффективно преобразовывать энергию потоков, таких как вскипающие жидкости, сверхкритичные или насыщенные жидкости. Такого типа турбины имеют множество промышленных применений, в том числе в холодильных установках для производства сжиженного природного газа, этилена и аммиака [5, 6]. При замене функции двухфазных клапанов Джоуля – Томсона на двухфазную турбину энергия, ранее потерянная при снижении давления, может быть преобразована в электричество или механическую энергию. Их внедрение приводит не только к большему охлаждению, но и к более высокому выходу продукта. Известно об улучшении производительности на 5–15 % [7]. Например, модернизация завода по производству СПГ с помощью двухфазной турбины привела к увеличению общего производства на 6,5 %, а также к дополнительной выработке электроэнергии на 4,7 МВт. Их также можно использовать для производства этилена, где они могут увеличить производство на 4,6 % (101000 тонн в год) и 2 МВт соответственно [6, 7]. Но основная трудность повсеместного внедрения таких машин заключается в отсутствии на практике эффективных и надежных двухфазных детандеров, которые способны воспринимать одним рабочим телом и жидкость, и парожидкостной поток. Используемые в исследованиях двухфазные детандеры являются лишь продолжением развития известных типов турбин. Данный факт дает почву для новых исследований в области конструкции и применения двухфазных расширительных машин.

Термодинамическая основа применения детандеров

Следует рассмотреть термодинамические принципы на базе простого парокомпрессионного холодильного цикла.

На представленном **рисунке 1 (б)** можно проследить термодинамические переходы.

В парокомпрессионном холодильном цикле жидкий хладагент в испарителе И кипит при $T_к = const$, вследствие чего отбирается тепло у охлаждаемого тела. Образовавшийся пар далее сжимается в компрессоре $К_м$ (процесс 1–2), затем направляется в конденсатор $К_н$. При постоянной температуре происходит конденсация с выделением тепла в окружающую среду (процесс 2–3). Далее жидкий хладагент направляется в дроссель $ДВ$, где происходит необратимый процесс дросселирования без произведения работы.

Замена дросселя на детандер дает возможность адиабатического расширения до давления P_0 (процесс 3–4) с совершением полезной работы. Исключение дросселя повысит эффективность холодильного цикла, так как при адиабатическом дросселировании работа расширения трансформируется в теплоту трения и часть жидкого хладагента превращается в пар. Повышение эффективности холодильного цикла соответствует площади $a–c–4–4'$:

$$\Delta q_0 = i_{4'} - i_4 . \qquad (1)$$

Энергия, отобранная у потока с помощью детандера, может использоваться в другом месте (выработка электроэнергии, привод динамического оборудования и т. д.). Также можно сказать, что поток, вышедший из детандера, намного ближе к состоянию насыщенной жидкости на фазовой диаграмме, чем соответствующий поток при выходе из регулирующего клапана ДВ. Таким образом, поток, выходящий из детандера, имеет более низкий процент пара и более высокое содержание жидкости. Данный анализ важен при рассмотрении двухфазных детандеров.

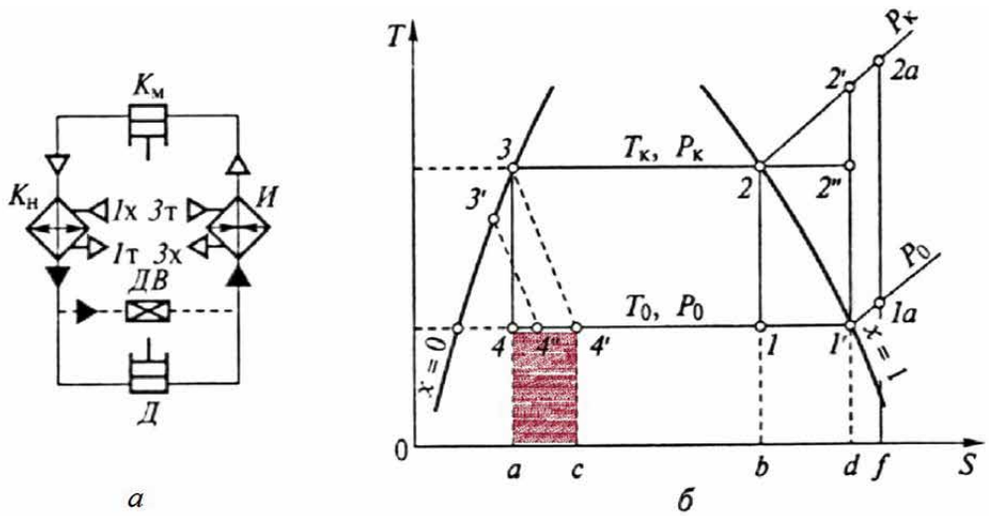


Рисунок 1 – Простая парокомпрессионная холодильная машина с дросселем и детандером: а – схема холодильной машины; б – диаграмма работы [3]

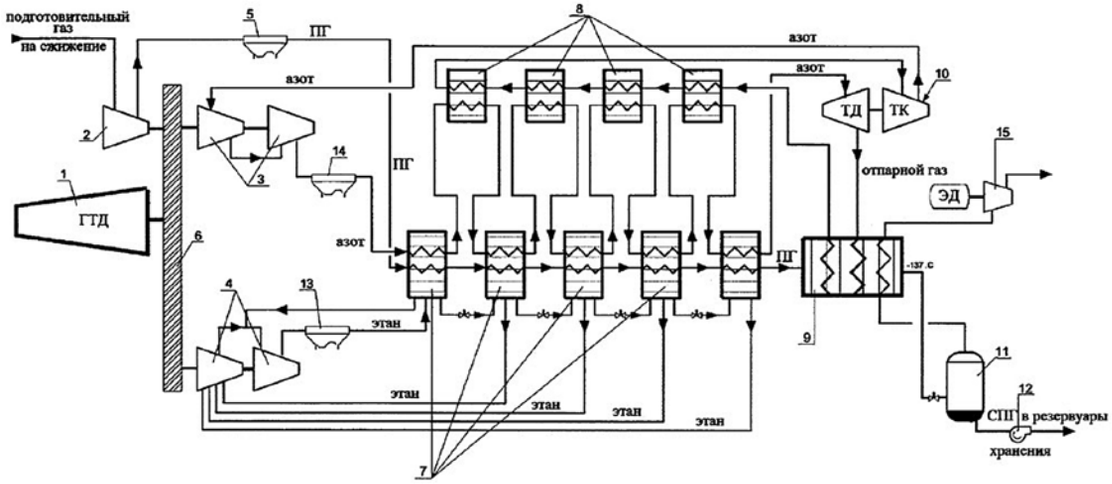


Рисунок 2 – Схема сжижения природного газа по технологии «Арктический каскад» [4]

Схема применения двухфазных детандеров

Несмотря на приведенный на рисунке 1 простой холодильный цикл, можно сказать, что принципы остаются аналогичными и для включения детандера в технологические схемы по сжижению природного газа. В технологической схеме «Арктический каскад» (см. **рисунок 2**), запатентованной и реализованной на заводе «Ямал СПГ» ПАО «НОВАТЭК», природный газ после предварительного охлаждения этаном в испарителях 7 до температуры минус 84 °С поступает в многопоточный теплообменник 9, где охлаждается до минус 137 °С азотом в качестве хладагента. Далее давление переохлажденного природного газа сбрасывается до 150 кПа на дросселе перед сепаратором 11, в котором происходит отделение жидкости от газа. Отсепарированный газ поступает вновь в многопоточный теплообменник 9, где отдает часть холода охлаждаемому природному газу. Затем сжимается компрессором 15 до давления 300 кПа и поступает на рецикл процесса сжижения.

Применение детандера для данной схемы сжижения возможно следующим образом (**рисунок 3** на с. 122): дроссель перед сепаратором 11 заменяется на двухфазный детандер 16 (параллельно дроссельный вентиль используется для контроля работы детандера и как элемент безопасности) и исключается из схемы электродвигатель в качестве привода компрессора 15, который устанавливается на одном валу с детандером. Таким образом, используя схему применения детандер/компрессор, можно добиться:

- рекуперации энергии, потерянной безвозвратно при использовании дросселя (полезный момент на валу детандера);
- более высокого процента выхода сжиженного газа вследствие изоэнтропного расширения;
- сниженного процента выхода пара, что снижает требования к повторному сжатию отпарного газа на компрессоре 15.

Связки детандер/компрессор или детандер/электрогенератор могут использоваться в различных конфигурациях схем сжижения природного газа, не ограничиваясь приведенным в данной работе примером. Представляется возможность генерации электрического тока с подключением в общую энергосеть. Использование параллельно детандеру регулировочного дроссельного клапана необходимо для безопасности и сохранения непрерывной работы всей схемы сжижения природного газа. При возможной технической неисправности на детандере процесс сжижения не остановится, но будет проходить со сниженной производительностью.

Рассматривая общий эффект повышения эффективности, можно провести анализ внедрения детандера в технологическую схему «Арктический каскад». Общее энергопотребление, затраченное на сжижение природного газа C_S, выражается в виде удельного энергопотребления как отношение требуемой мощности компрессора охлаждения к произведенному сжиженному газу.

Удельное энергопотребление установки [1]:

$$C_S = \frac{E}{M}. \qquad (2)$$

При включении детандера в технологическую схему образуется полезная энергия ΔE, которая уменьшает общее потребление энергии в системе. Также при включении детандера происходит увеличение сконденсированной жидкости (конечного продукта – СПГ), что является прямым результатом восстановления энтальпии сжиженного газа и, соответственно, уменьшает количество паровой фазы.

Удельное энергопотребление при включении в технологическую схему детандера:

$$C_{SE} = \frac{E - \Delta E}{M + \Delta M}. \qquad (3)$$

Соотношение C_S и C_{SE} указывает на конкретное улучшение энергоэффективности установки сжижения ε [1]:

$$\varepsilon = \frac{C_S}{C_{SE}}. \qquad (4)$$

Тогда

$$\varepsilon = 1 - \frac{\Delta E}{E} - \frac{\Delta M}{M}. \qquad (5)$$

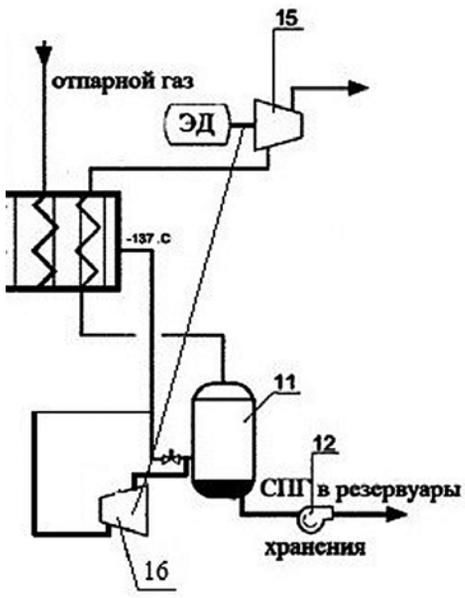


Рисунок 3 – Жидкостной детандер мгновенного испарения перед сепаратором в видоизмененной схеме сжижения по технологии «Арктический каскад» [4]

Поскольку ΔE и ΔM малы по сравнению с E и M, отношение можно записать в биномиальном разложении, пренебрегая всеми членами второго и более высокого порядка:

$$\Delta M = \frac{\Delta E}{r}, \qquad (6)$$

где r – удельная теплота испарения.

Полезная энергия ΔE зависит от изоэнтропической эффективности η детандера и доступной потенциальной энергии как массы продукта M, умноженной на перепад давления ΔP:

$$\Delta E = \eta \cdot M \cdot \Delta P. \qquad (7)$$

Поскольку изоэнтропическая эффективность и эффективность выработки электроэнергии примерно равны, упрощенное соотношение для ε получается путем подстановки приведенных выше выражений в формулу коэффициента эффективности внедрения:

$$\varepsilon = 1 - \eta \cdot M \cdot \Delta P \cdot (C_S \div r) \div (C_S - r). \qquad (8)$$

Коэффициент эффективности внедрения детандера ε пропорционален изоэнтропической эффективности η и перепаду ΔP между входом и выходом турбины. Также можно сделать вывод, что при снижении исходного потребления энергии C_S повышается относительная эффективность сжижения. Учитывая современную тенденцию снижения потребления энергии на вновь проектируемых заводах, внедрение детандеров в оптимизированные схемы по сжижению будет иметь больший экономический эффект.

Конструктив двухфазного детандера

На сегодняшний день используются радиальные турбины для отбора энергии у потока. И применяются они только там, где входящий и выходящий потоки находятся исключительно в однофазном состоянии. Незначительное количество исследований [1, 5] в области применения типа машин, способных работать в двухфазной области, дает почву для новых исследований. Представляется возможным использовать нового типа конструктивы. Применение же детандеров, способных работать в условиях двухфазного потока, может дополнительно повысить производительность цикла сжижения природного газа.

Предлагается эксплуатация осевого импульсного детандера, в котором используются линейные сопла типа Лаваля. Такая конструкция может решить проблему падения эффективности при возникновении пара и эрозии рабочих поверхностей. Поток на **рисунке 4** (см. с. 123) попадает в сопло, через которое вскипающий поток линейно расширяется, избегая искривления и обеспечивая тесную связь между расширяющимся паром и каплями жидкости, не допуская потерь, как в радиальных турбинах [5].

Контролируемое расширение образует мелкодисперсный туман из капель, который имеет низкую скорость скольжения потока и, следовательно, высокую эффективность сопла.

Известно [5], что во вскипающем потоке при повышении значения влажности пара падает эффективность сопла. Отсутствие равновесности происходит из-за разделения потока на пристеночный вскипающий поток и метастабильное ядро жидкости. Диспергирование потока повышает эффективность сопла. Добиться дробления капель в потоке можно за счет диспергирующей решетки, установленной перед соплом, за которой образуются капли одинакового размера и высоковлажный насыщенный пар.

В дальнейшем поток из сопла направляется тангенциально на крыльчатку осевого детандера, где не происходит изменения энтальпии (перепада давления) потока, а только преобразование кинетической энергии в крутящий момент на валу (см. **рисунок 5** на с. 123).

Рассматривая преимущества применения осевой импульсной динамической машины, можно отметить:

- использование такого типа машины позволяет избегать центробежного поля, которое выступает в роли сепаратора потока и разделяет испаряющуюся жидкую и паровую фазы;
- отсутствие реакции, вследствие чего на рабочем колесе нет изменения давления, только превращение кинетической энергии потока в мощность, отбираемую с вала.

Заключение

Использование нетрадиционных для технологических схем по сжижению газа двухфазных турбин дает возможность повысить общую эффективность процесса сжижения. Рассмотренная конструкция детандера и его технологическое применение – один

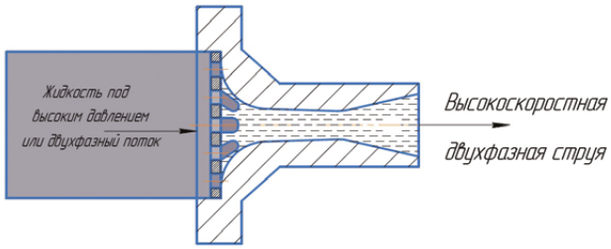


Рисунок 4 – Сопло с двухфазным расширяющимся потоком

из вариантов развития технологии использования двухфазных турбин. Внедрение такого типа агрегата представляется возможным не только на вновь проектируемых заводах по производству сжиженного природного газа, но и на уже существующих, так как традиционно в технологические схемы закладывают обходы основного технологического оборудования, которые могут использоваться для внедрения. Необходимы дальнейшие исследования двухфазных детандеров и способов их применения.

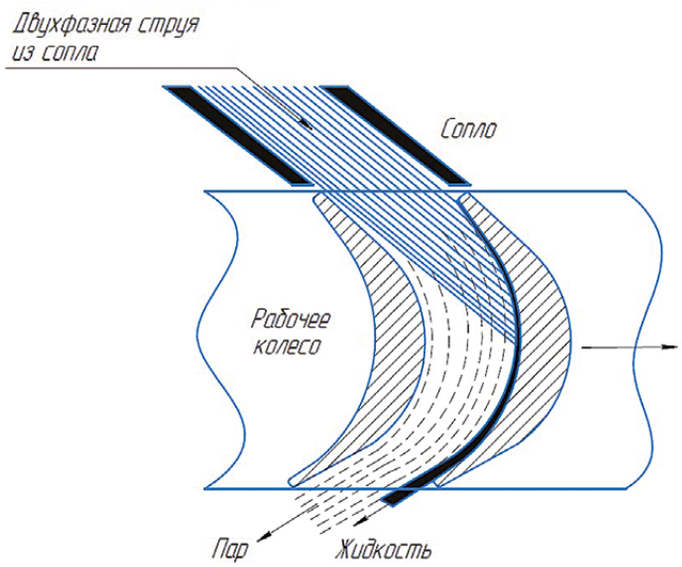


Рисунок 5 – Движение двухфазного потока по поверхности рабочего колеса

Список источников

1. Habets G., Kimmel H. Economics of cryogenic turbine expanders // Gas. 1998. Vol. 1, No. 4. P. 69–72.
2. Гюлих Дж. Ф. Рекуперация энергии с помощью насосов в турбинном режиме при расширении двухфазных смесей // Техн Рундшау Сульцер. 1981. Т. 3. С. 87–91.
3. Barclay M., Shukri T. Enhanced single mixed refrigerant process for stranded gas liquefaction // LNG Consultants, 79th Annual GPA Convention, Atlanta, Georgia, 2000.
4. Патент № 2645185 РФМПК F 25 J 1/00. Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «Арктический каскад» и установка для его осуществления / Минигулов Р. М., Руденко С. В., Васин О. Е., Грицишин Д. Н. 2018.
5. Qualls W. R., et al. Liquid expanders in the phillips optimized cascade LNG process, 2003. URL: http://static.conocophillips.com/files/resources/smid_016_liquidexpanders.pdf.
6. Boyle P., Hays, L., Kaupert K., Welch P. Performance of variable phase cycle in geothermal and waste heat recovery applications // Transactions – Geothermal Resources Council. 2013. No. 37. P. 679–685.
7. Kaupert K. A., Hays L. G., Gandhi S., Kaehler C., & ConocoPhillips (2013). Flashing liquid expanders for LNG liquefaction trains.

References

1. Habets G., Kimmel H. Economics of cryogenic turbine expanders // Gas. 1998. Vol. 1, No. 4. P. 69–72.
2. Gülich J. F. Energierückgewinnung mit Pumpen im Turbinenbetrieb bei Expansion von Zweiphasengemischen // Techn Rundschau Sulzer. 1981. Vol. 3. P. 87–91.
3. Barclay M., Shukri T. Enhanced single mixed refrigerant process for stranded gas liquefaction // LNG Consultants, 79th Annual GPA Convention, Atlanta, Georgia, 2000.
4. Patent No. 2645185 RFMPK F 25 J 1/00. The method of liquefying natural gas in a high-pressure cycle with ethane precooling and nitrogen subcooling “Arctic Cascade” and installation for its implementation / Minigulov R. M., Rudenko S. V., Vasin O. E., Gritsishin D. N. 2018. (In Russ.).
5. Qualls W. R., et al. Liquid expanders in the phillips optimized cascade LNG process, 2003. URL: http://static.conocophillips.com/files/resources/smid_016_liquidexpanders.pdf.
6. Boyle P., Hays, L., Kaupert K., Welch P. Performance of variable phase cycle in geothermal and waste heat recovery applications // Transactions – Geothermal Resources Council. 2013. No. 37. P. 679–685.
7. Kaupert K. A., Hays L. G., Gandhi S., Kaehler C., & ConocoPhillips (2013). Flashing liquid expanders for LNG liquefaction trains.

Информация об авторах:
Александр Георгиевич Гречко, доктор технических наук, профессор кафедры оборудования нефтегазопереработки
Иван Сергеевич Лысенко, аспирант кафедры оборудования нефтегазопереработки

Information about the authors:
Alexander G. Grechko, doctor of technical sciences, professor of the department of oil and gas processing equipment
Ivan S. Lysenko, post-graduate student of the department of oil and gas processing equipment

Статья поступила в редакцию 17.11.2022; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 17.04.2023.
The article was submitted 17.11.2022; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 17.04.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 124–137

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 661.721.4:662.76:665.772
EDN YTTNUU

МОБИЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА МЕТАНОЛА, АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА И СИНТЕТИЧЕСКОЙ НЕФТИ

А. М. Кузьмин[1], И. И. Лищинер[2], О. В. Малова[3], С. Н. Ценева[4], Ю. В. Загашвили[5], В. М. Зайченко[6], Е. М. Гашевский[7]
[1]Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия
[2, 3, 6]Объединенный институт высоких температур Российской академии наук, Москва, Россия
[4, 7]Балтийский государственный технический университет «ВОЕНМЕХ» им. Д. Ф. Устинова Санкт-Петербург, Россия
[5]ООО «ВТР», Санкт-Петербург, Россия
[1]kuzmin.lex@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-0153-5683
[2]Lii48@bk.ru, https://orcid.org/0000-0002-8437-1532
[3]mov58rus@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0001-6081-926X
[4]sn@tseneva.ru, https://orcid.org/0000-0002-5587-5483
[5]y.zagashvili@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-0303-8309
[6]zaitch@oivtran.ru
[7]em@gashevskiy.ru, https://orcid.org/0000-0003-3919-954X

Аннотация. В статье обсуждается разработанная технология, включающая в себя переработку попутного нефтяного газа с получением ароматических углеводородов (бензол-толуол-ксилольной фракции), блок производства синтез-газа, блок синтеза метанола. Процесс конверсии углеводородного газа в синтез-газ осуществляется с помощью газогенератора синтез-газа, обладающего высокой надежностью, ремонтопригодностью, имеющего минимальные массогабаритные характеристики. Комплекс реализуется в блочно-модульном исполнении, что позволяет обеспечить транспортировку на труднодоступные и удаленные нефтегазовые месторождения. Обладает максимальной степенью интеграции с инфраструктурой и высокой степенью автоматизации, автономен. Область применения предлагаемых установок – удаленные нефтяные и газовые месторождения как в полярных широтах, так и на юге, нефтяные морские платформы.

Ключевые слова: малотоннажный комплекс, синтез-газ, метанол, газогенератор синтез-газа, изотермический реактор

Для цитирования: Кузьмин А. М., Лищинер И. И., Малова О. В., Ценева С. Н., Загашвили Ю. В., Зайченко В. М., Гашевский Е. М. Мобильные комплексы малотоннажного производства метанола, автомобильного бензина и синтетической нефти // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 3(39). С. 124–137. EDN YTTNUU.

© Кузьмин А. М., Лищинер И. И., Малова О. В., Ценева С. Н., Загашвили Ю. В., Зайченко В. М., Гашевский Е. М., 2023

© Kuzmin A. M., Leshchiner I. I., Malova O. V., Tseneva S. N., Zagashvili Yu. V., Zaichenko V. M., Gashevsky E. M., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):124-137

Original article
UDC 661.721.4:662.76:665.772
EDN YTTNUU

MOBILE COMPLEXES FOR LOW-TONNAGE PRODUCTION OF METHANOL, MOTOR GASOLINE AND SYNTHETIC OIL

A. M. Kuzmin[1], I. I. Lishiner[2], O. V. Malova[3], S. N. Tseneva[4], Y. V. Zagashvili[5], V. M. Zaychenko[6], E. M. Gashevskiy[7]
[1]Almetyevsk state oil institute, Almetyevsk, Russia
[2, 3, 6]Joint institute for high temperatures, Russian academy of sciences, Moscow, Russia
[4, 7]Baltic state technical university "VOENMEH" named after D. F. Ustinova, Saint Petersburg, Russia
[5]LLC "HTR", Saint Petersburg, Russia
[1]kuzmin.lex@gmail.com, мhttps://orcid.org/0000-0003-0153-5683
[2]Lii48@bk.ru, https://orcid.org/0000-0002-8437-1532
[3]mov58rus@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0001-6081-926X
[4]sn@tseneva.ru, https://orcid.org/0000-0002-5587-5483
[5]y.zagashvili@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-0303-8309
[6]zaitch@oivtran.ru,
[7]em@gashevskiy.ru, https://orcid.org/0000-0003-3919-954X

Abstract. The developed technology including the processing of associated gas to obtain a concentrate of aromatic hydrocarbons of benzene-toluene-xylene fraction, a synthesis gas production unit, a methanol synthesis unit in the article is discussed. The process of conversion of hydrocarbon gas into synthesis gas using a synthesis gas gas generator, which has high reliability, maintainability, and has minimal weight and size characteristics is carried out. The complex in a block-modular design, which allows for transportation to remote remote oil and gas fields is implemented. It has the maximum degree of integration with the infrastructure, is autonomous and has a high degree of automation. The scope of application of the proposed plants is remote oil and gas fields both in polar latitudes and in the south, oil offshore platforms.

Keywords: low-tonnage plant, synthesis gas, methanol, synthesis gas generator, isothermal reactor

For citation: Kuzmin A. M., Leshchiner I. I., Malova O. V., Tseneva S. N., Zagashvili Yu. V., Zaichenko V. M., Gashevsky E. M. Mobile complexes for low-tonnage production of methanol, motor gasoline and synthetic oil. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;3(39):124-137. (In Russ.). EDN YTTNUU.

Введение

Мировое производство и потребление метанола в 2021 году составляет около 120 млн тонн в год [1], 5,5 млн тонн из которых производится в Российской Федерации [2].

Основная часть метанола приходится на компании Methanex Corporation, Air Liquide (Lurgi), National Petrochemical Company, Shell, Texaco, Tehnip, Uhde. В РФ темп роста производства метанола за последние пять лет увеличился на 15 % (**рисунок 1**) [3–8].

Структура потребления метилового спирта в РФ существенно отличается от мировой: на формальдегид (с учетом изопрена) приходится почти 50 %, в мире – только 30 %. В качестве альтернативного топлива метанол в стране не используется. Особенностью России является значительный объем потребления со стороны газодобывающей отрасли. Более 15 % производимого метанола расходуется на профилактику гидратообразования при добыче и транспортировке газа. Затраты метанола составляют около 1000 тонн на 1 млрд м^3 газа, а совокупные потребности нефтяных и газовых компаний РФ на эти цели составляют более 500 тыс. тонн метанола в год.

В связи с этим серьезной экономико-логистической проблемой является возрастание стоимости метанола в три и более раза вследствие его транспортировки от мест производства до мест основной добычи углеводородного сырья в удаленных и труднодоступных районах Севера и Сибири. Поэтому актуальная задача – разработка новых технологий для создания рентабельных малотоннажных производств метанола, размещаемых непосредственно в районах разрабатываемых месторождений либо вблизи низконапорных и малодебитных месторождений, в том числе законсервированных. Кроме того, для крупных производителей лаков, красок, высокооктановых добавок моторных топлив и других предприятий химической промышленности создание собственных малотоннажных производств метанола может повысить маржинальность бизнеса. Также необходимо эффективное освоение природного газа для решения острейших экологических проблем газовой отрасли и энергетики.

Для разработки и освоения месторождений нефти добывающая отрасль крайне нуждается в простых и экономически эффективных технологиях конверсии попутного нефтяного газа в жидкие продукты, рассчитанных на эксплуатацию непосредственно в районах добычи, в том числе в приполярных областях и на морском шельфе.

Установки по переработке попутного газа имеются только на крупных нефтяных месторождениях. Малые и средние объемы попутного газа на удаленных нефтегазовых месторождениях не подвергаются переработке и направляются на факел ввиду бесперспективности применения и невозможности использования традиционных подходов переработки, что связано с высокими капитальными затратами, массогабаритными характеристиками.

Анализ существующего рынка показывает, что у многих компаний есть интерес к развитию сегмента малотоннажного производства в диапазоне мощностей от 2000 до 10 000 тонн в год. Однако предлагаемые технические решения пока не находят применения вследствие высоких капитальных затрат, недостаточной надежности и рентабельности установок, сложности эксплуатации.

Стоит упомянуть, что более 95 % [9] всех неразрабатываемых газовых месторождений мира, а именно 3,5 тыс. месторождений с доказанными запасами менее 50 млрд м^3, непригодны для крупнотоннажных gas-to-liquids (GTL) и СПГ-проектов. Ежегодно в мире сжигается на факелах более 170 млрд м^3 [10, 11] нефтяного газа, его утилизация позволит уменьшить экологические штрафы компаний. Около 60 % разведанных запасов газа удаленных от транспортной инфраструктуры месторождений остаются невостребованными и обладают низкой стоимостью [12].

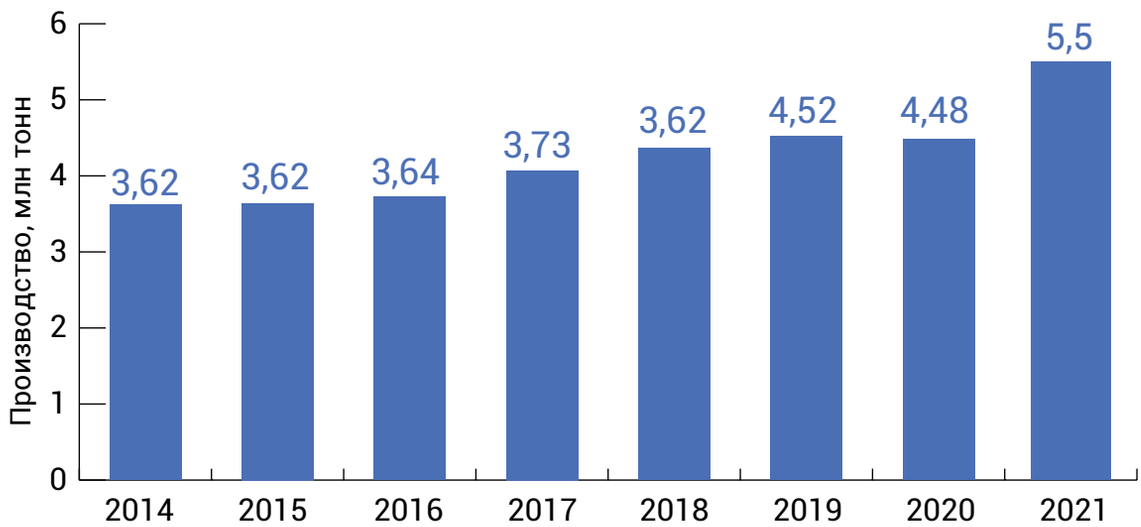


Рисунок 1 – Производство метанола в РФ

Таблица 1 – Компании – разработчики малотоннажных установок

№	Компания	Технология
1	EFT	FT process
2	GASTECHNO	Methanol
3	GREYROCK	FT process
4	INFRA	FT process
5	PIONEER	Methanol
6	PRIMUS GE	Methanol
7	TOPSOE/MPS	Methanol
8	ADVANTAGE MIDSTREAM	FT process
9	CAPTERIO	Project Developer
10	MAVERICK SYNFUELS	Methanol
11	VERDIS	FT process
12	PROTON VENTURES	Ammonia, Fertilizer

Обзор

Удаленные нефтегазовые месторождения стимулируют компании к разработке инновационных технологий малотоннажной переработки попутного нефтяного газа (ПНГ), которые могут экономически эффективно его использовать, не ограничиваясь исключительно производством метанола [13, 14].

Особенностью таких технологий является относительно небольшой масштаб производства синтетических углеводородов (до 100 тыс. тонн в год, в среднем 20–50 тыс. тонн в год) и качество получающихся продуктов, в том числе синтетической нефти, которое позволит использовать их непосредственно на месторождениях или осуществлять транспортировку в смеси с сырой нефтью традиционными способами.

За последние три десятилетия несколько технологий GTL стали надежной альтернативой монетизации газа в газодобывающих странах – для расширения сбыта и диверсификации на рынках транспортного топлива. Полученный продукт GTL, не содержащий сернистых соединений (например, смесь ароматических углеводородов, изопарафинов и нафтенов), смешивается без ограничения с нефтью, что позволяет улучшить ее качественные характеристики (вязкость, температуру застывания), и выступает в роли ингибитора, что может снизить эксплуатационные затраты транспортировки нефти по трубопроводу.

На рынке технологий GTL присутствуют немногочисленные компании, которые предлагают малотоннажные установки. Текущие ведущие поставщики технологий малотоннажного GTL и разработчики проектов, реализующие коммерческие проекты по монетизации факельного газа с помощью малотоннажного GTL, приведены в **таблице 1**.

В России ряд инновационно активных организаций (ООО «Газохим-техно», ООО «Энергосинтоп-инжиниринг», ООО «Инфра технологии», Институт нефтехимического синтеза РАН, ООО «СИТИС» и др.) разрабатывают GTL-технологии, но большинство проектов находится в стадии теоретической проработки или пилотной реализации и требует проведения дополнительных длительных и дорогостоящих исследований.

Однако такие технологии GTL созданы для переработки природного газа и не учитывают специфики химического состава исходного газового сырья – попутного нефтяного газа (ПНГ).

В целях эффективного использования ПНГ на расположенных в удаленных районах мелких и средних месторождениях нефти, не имеющих доступа к магистральным трубопроводам и электрическим сетям, следует рассматривать следующие условия:

1. Замкнутая схема, предполагающая систему сбора газа, использования газа и выработанной электрической, тепловой и другой энергии непосредственно на нефтяной скважине.

2. Небольшая, компактная структура оборудования, позволяющая обеспечить модульность и транспортабельность на удаленные нефтегазовые месторождения.

3. Простая схема комплекса, минимизирующая количество и тип блоков и узлов.

При разработке малотоннажных процессов необходимо исходить из достаточно специфических принципов, сильно отличающихся от тех, которые лежат в основе создания крупнотоннажных технологий.

В первую очередь активное время жизни источника сырья может быть в несколько раз меньше расчетного срока эксплуатации оборудования. Кроме того, должны выполняться следующие условия:

- полностью заводское изготовление оборудования без проведения строительных работ (поставка комплекса, требующая только пусконаладочных работ);
- блочно-модульная компоновка оборудования с возможностью наращивания и снижения объема перерабатываемого газа;

- простота демонтажа и перемещения оборудования;
- универсальность технологических модулей;
- автономное энергообеспечение за счет перерабатываемого газа;
- высокая степень автоматизации.

Технологические подходы

При утилизации ПНГ, помимо выработки электроэнергии, обычно используются два основных подхода: метод НТК (низкотемпературная конденсация) и метод GTL.

Метод НТК позволяет получать сухой отбензиненный газ (СОГ) и пропан-бутановую смесь. Метод GTL позволяет проводить более глубокую переработку сырья с получением различных химических продуктов.

В настоящее время существует два варианта технологического решения GTL, схема приведена на **рисунке 2**.

Конверсия газа в синтез-газ (смесь оксида углерода и водорода) прямым синтезом парафиновых углеводородов ФТ (синтезом Фишера – Тропша) или синтезом метанола с последующей его переработкой.

Основная задача реализуемой технологии утилизации ПНГ – максимальное избавление процесса добычи нефти от необходимости сжигать ПНГ на факеле. Технология должна обеспечивать максимально возможную степень ожижения ПНГ.

Один из вариантов газохимической переработки попутного газа представлен в данной публикации – мобильный комплекс, использующий технологию GTL по получению жидких продуктов, обладающую свойствами, необходимыми для смешения с сырой нефтью и транспортировки полученной смеси трубопроводным транспортом. Таким синтетическим жидким углеводородом (СЖУ) является синтетическая нефть с повышенным содержанием ароматических углеводородов. Сравнение данного продукта, полученного через метанол или прямой конверсией жирной части попутного газа с СЖУ, полученным по технологии ФТ, показывает, что для утилизации попутного нефтяного газа больше подходит процесс производства ароматической синтетической нефти. Он отличается большей экономичностью, получаемая этим методом синтетическая нефть хорошо смешивается с сырой нефтью и не оказывает на нее отрицательного воздействия.

Многолетний опыт работы в области переработки газообразных углеводородов позволил разработать комплексную установку, позволяющую в зависимости от источника сырья и потребностей заказчика производить стабильный высоколиквидный продукт – метиловый спирт, удобный для хранения и транспортировки. Также возможна в несколько стадий полная переработка попутного нефтяного газа в СЖУ с повышенным содержанием ароматических углеводородов.

При создании такой установки пришлось решить ряд задач фундаментального характера.

Универсальная установка базируется на технологической цепочке, приведенной на **рисунке 3** на с. 129.

Жирная часть попутного газа (C_{3+}) подвергается прямой переработке в ароматические углеводороды, а сухая его часть (метан и этан) конвертируется в метанол через промежуточную стадию «синтез-газ» с последующей переработкой метанола в жидкие продукты с повышенным содержанием ароматических углеводородов.

Выбор такой технологической схемы переработки попутного газа связан с тем, что метанол широко применяется на месторождениях, а ароматические

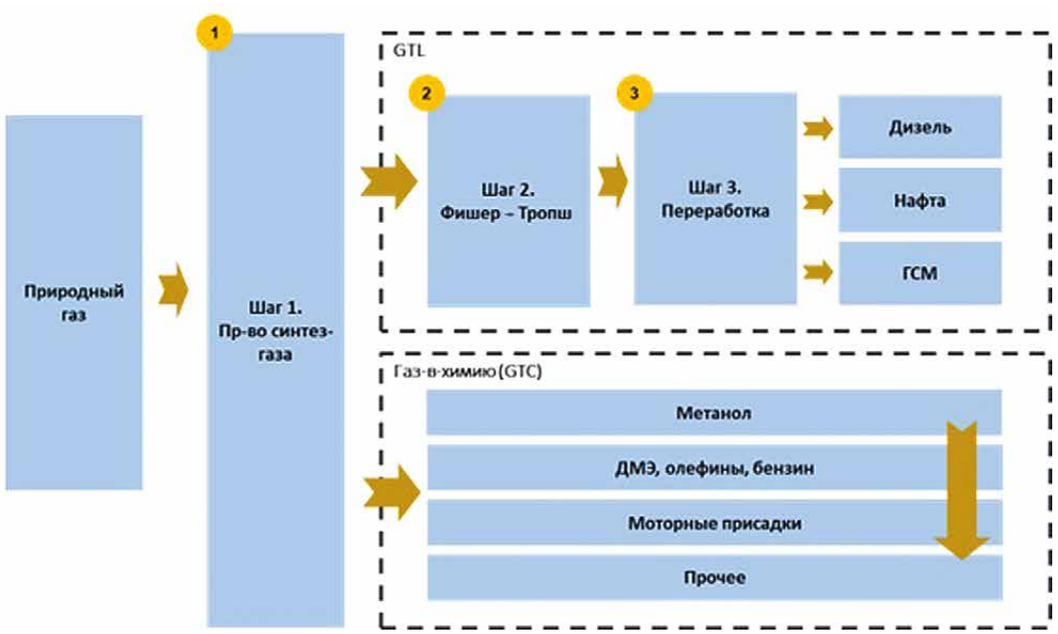


Рисунок 2 – GTL: основные технологические решения

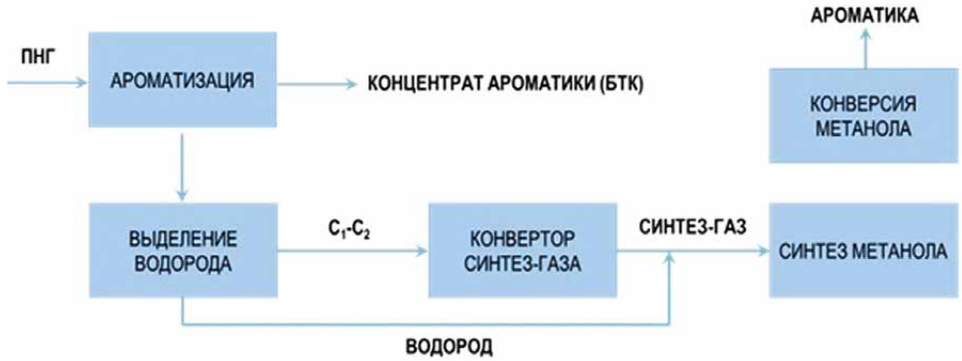


Рисунок 3 – Переработка попутного нефтяного газа – получение концентрата ароматических углеводородов бензол-толуол-ксилольной фракции (БТК)

углеводороды или ароматическая синтетическая нефть обладают способностью хорошо смешиваться и стабилизировать коллоидную систему природной нефти [15, 16].

Установка изготавливается в виде готовых модульных конструкций в габаритах стандартных морских контейнеров, требующих минимальных сборочных работ на площадке строительства. Установка может работать в любых климатических условиях, в том числе на северных месторождениях.

При разработке установки в первую очередь было уделено большое внимание созданию нового типа газогенератора синтез-газа, поскольку в существующих сегодня в мире технологиях первая стадия процесса GTL является наиболее сложной, энергоемкой и дорогой (60–70 % от стоимости всего производства), и каталитическому реактору для процесса ароматизации жирной части попутного газа, так как имеющиеся его конструкции невозможно использовать из-за сложных конструктивных особенностей.

После проведенных исследований и длительных экспериментов в качестве базового агрегата для получения синтез-газа из метана был выбран газогенератор синтез-газа (ГСГ) – высокотемпературный реактор парциального окисления [17–19], представленный на **рисунке 4**.

Существующие технологии получения синтез-газа являются громоздкими, металлоемкими и сложными в эксплуатации, базируются на традиционных технологиях двух- и более стадийных процессов, при которых осуществляется паровая, парокислородная конверсия метана в синтез-газ в присутствии катализатора при температуре 700–900 °С и давлении 2–3 МПа в высокотемпературных трубчатых печах. Сравнительный анализ процессов приведен в **таблице 2** на с. 130.

Как уже было отмечено, активное время жизни источника сырья (месторождения) может быть в несколько раз меньше расчетного срока эксплуатации оборудования, поэтому нужно было найти иное компактное, реально осуществимое решение производства синтез-газа. В качестве альтернативы было предложено использовать реакцию частичного окисления метана при высокой температуре и недостатке кислорода.

Фундаментальной проблемой парциального окисления является протекание побочных химических реакций с образованием К-фазы (сажи и смол) [20, 21]. Для реализации устойчивого диффузионного горения без сажеобразования необходимы, прежде всего, предварительная подготовка компонентов подачи и их последующее качественное смесеобразование, а также оптимизация параметров режима парциального окисления, при которых сажеобразование минимально, но сохраняется высокий выход СГ в генерируемом водородсодержащем газе.

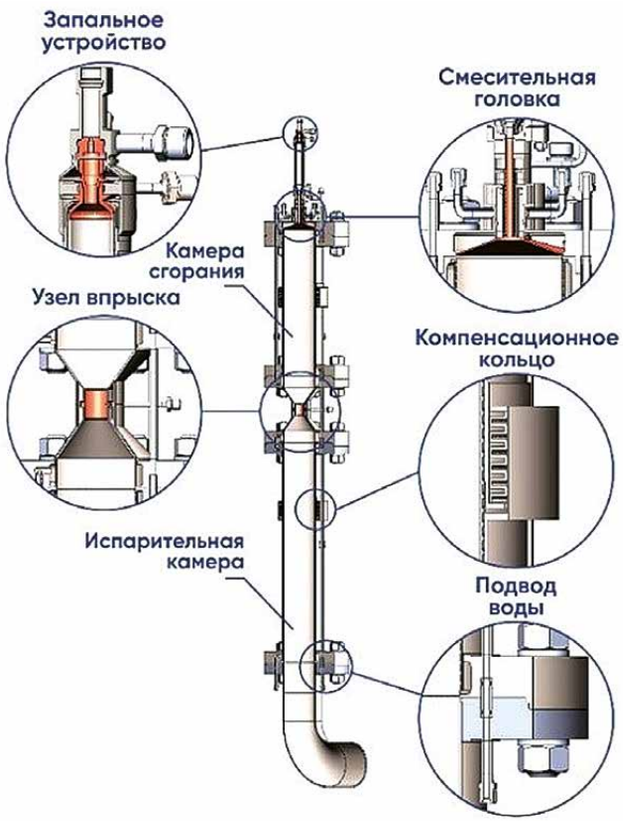


Рисунок 4 – Газогенератор синтез-газа

Таблица 2 – Сравнительный анализ процессов

	Паровой риформинг или паровая конверсия метана (ПКМ)	Углекислотная конверсия метана	Парциальное окисление
Химическая реакция	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$ $\Delta H°$ + + 226 кДж/моль	$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2H_2$ $\Delta H°$ + + 261 кДж/моль	$CH4 + 0{,}5O2 \rightarrow CO + 2H2$ $\Delta H°$ – – 44 кДж/моль
Масштабность	Невозможно масштабировать комплекс в малые размеры		Возможность масштабирования в малотоннажные установки
Использование катализаторов	Эндотермическая реакция. Проводится при высоких температурах 800–1000 °С. Необходимо применение никелевых катализаторов	Еще более эндотермична, чем ПКМ. Чаще применяются кобальтовые и никелевые катализаторы	Экзотермическая реакция. Возможно применение без использования катализаторов
Основные недостатки	Высокий расход природного газа на наружный обогрев; отравление катализаторов серой	Закоксование металлических катализаторов	Проблемы взрывоопасности при использовании чистого кислорода, возможно использование кислорода воздуха; требуется подготовка компонентов (нагрев, смешение)
Соотношение H_2/CO	3	Около 1	1,9–2
Качество метанола на выходе	Высокое содержание водорода	Высокое содержание углеводородов	Чистый продукт

Преимущественными характеристиками ГСГ являются массогабаритные характеристики реактора в десятки раз меньше по сравнению с реактором паровой конверсии природного газа, что позволяет обеспечить модульность и транспортабельность установки. Возможность проведения процесса при высоких давлениях 5,0–10,0 МПа, не требующих последующего компримирования СГ для каталитического синтеза метанола, а также:

- получение синтез-газа с мольным соотношением $H_2/CO \approx 1{,}8–2{,}1$ и высоким, до 80 об. %, выходом синтез-газа (в зависимости от типа окислителя);
- получение высокого отношения оксидов углерода ($CO/CO_2 > 4{,}5$);
- отсутствие катализаторов;
- низкое отношение пар/газ в исходной парогазовой смеси (0,1–0,2);
- возможность использования тепла экзотермической реакции парциального окисления для нагрева сырья и выработки технологического пара;
- значительно меньшие расходы деминерализованной воды на проведение процесса и охлаждение аппаратов;
- значительно меньшая стоимость изготовления нестандартного оборудования комплекса получения синтез-газа по сравнению с технологией паровой (парокислородной) каталитической конверсии природного газа (метана);
- высокая ремонтопригодность газогенератора за счет модульности предлагаемой разборной конструкции;
- высокая степень автоматизации и управляемости процесса;
- меньшее время запуска/остановки реактора, не превышающее 30 с;
- применение воздуха в качестве окислителя обеспечивает безопасность эксплуатации и отсутствие необходимости в применении дорогостоящего пожаро- и взрывоопасного кислорода;
- более низкие эксплуатационные затраты.

Приблизительные оценки эксплуатационных затрат на выработку 1 нм^3/час синтез-газа, полученные путем обработки данных фирм – производителей малотоннажных установок водорода, приведены в **таблице 3** на с. 131 [19].

Блок производства синтез-газа

В рамках проектирования малотоннажного комплекса производства синтез-газа для разной производительности по конечному продукту – метанолу (от 2500 до 10 000 тонн в год) была разработана система автоматизированного проектирования (САПР), содержащая последовательный поузловой расчет каждого блока. В логике САПР заложена структурно-параметрическая оптимизация комплекса и его узлов, включающая в себя: компрессор окислителя и горючего, регуляторы-расходомеры, смеситель парогазовой смеси «природный газ и пар», теплообменные аппараты нагрева исходных компонентов, котел-утилизатор избыточного тепла экзотермической реакции парциального окисления для использования технического пара на нужды комплекса или инже-

нерной площадки. Также возможно предусмотреть использование малой паровой турбины, насосов подачи жидких компонентов и хладагента, СТК – среднетемпературного катализатора, ветвителей для обеспечения требуемого соотношения H_2/CO, сепаратора для отбивки влаги в синтез-газе, газоанализатора, регулятора давления (РД).

На первом этапе был разработан алгоритм, представленный на **рисунке 5** на с. 132, на основе функциональной блок-схемы производства синтез-газа. Алгоритм состоит из модулей и подмодулей по каждому блоку и элементу всего комплекса.

Принцип работы алгоритма можно рассмотреть на примере расчета «Условия 1» – теплообменника ТО1.

На начальном этапе задаются основные входные параметры газа, поступающего из газогенератора синтез-газа и блока хладагента. В случае если необходимо перевести каждый введенный параметр в нужные единицы измерения, имеется возможность перерасчета. Данные передаются в следующий расчетный блок. В каждом блоке содержится система уравнений для вычисления необходимых параметров, являющихся выходными данными из «Условия 1» и входными данными в «Условии 2» – теплообменнике (ТО2). В каждом блоке определены параметры, приняты допущения и соответствующие диапазоны для расчетных результатов. В зависимости от того, соответствуют ли полученные результаты и попадают ли они в заданные ограничения, выводятся данные или производится цикличная проверка. При допустимых значениях выполнение проверки заканчивается.

Помимо результатов термодинамических параметров, САПР позволяет получить геометрические характеристики, то есть облик каждого из узлов, блоков и всего комплекса в целом. Программа дает возможность в зависимости от полученных данных обеспечить выбор компонентов, агрегатов, получить зависимости при различных параметрах и описание облика комплекса в целом.

На **рисунке 6** на с. 133 представлен блок получения синтез-газа опытно-демонстрационной установки получения водорода («ОДУ-300»), изготовленной по заказу ПАО «Криогенмаш» с использованием высокотемпературного реактора мощностью 300 м^3 в час по синтез-газу [22].

Результаты испытаний подтвердили заявленные расчетные балансы. Например, объемная концентрация водорода на выходе из ГСГ в пересчете на сухой газ для компонентов метан – кислород при α ≈ 034 составила: H_2 = 55–58 об. %, H_2/CO ≈ 2,0–2,15. Испытания позволили выявить критические режимы эксплуатации ГСГ и сформулировать рекомендации по предотвращению сажеобразования [17, 23].

Блок синтеза метанола

Для получения метанола предлагается отказаться от циркуляционной схемы производства, так как она имеет ряд недостатков [24]. В качестве альтернативного решения предлагается использование каскадной схемы с изотермическими реакторами. Такое решение позволяет существенно удешевить и упростить установку, снять термодинамические ограничения по производительности при достижении концентрации метанола равновесных параметров, увеличить скорость синтеза. При этом налагаются дополнительные требования к качеству синтез-газа, поступающего на вход каскада, поскольку в этом случае отсутствует возможность коррекции состава синтез-газа за счет рециркуляции газов на выходе из реактора. Что может быть решено за счет ввода дополнительного блока паровой конверсии CO.

Для выбора типа реактора и его режимов работы для блока получения метанола была проведена теоретическая оценка работы изотермических равновесных реакторов (**рисунок 7** на с. 133), адиабатических реакторов, комбинации из реакторов различного типа с постоянной и падающей температурой [25]. Было установлено, что наилучшие результаты достигаются на каскаде из двух трубчатых изотермических реакторов и одного адиабатического реактора с раз-

Таблица 3 – Эксплуатационные расходы на выработку 1 нм^3/ч синтез-газа

Лицензиар	Базовая технология	Расход метана, нм^3	Расход кислорода, нм^3	Расход продукт. воды, л	Расход оборотн. воды, л	Расход электроэнергии, кВт	Рабочее давление, МПа
ООО «ВТР»	Парциальное окисление	0,38	0,28	1,2	20	0,05	5,0
Linde, Германия	Паровая конверсия	0,54	–	1,6	125	0,16	1,5
Ally Hi-Tech Co, Китай	Паровая конверсия	0,5	–	1,7	80	0,15	2,0
Air Products and Chemicals, США	Паровая конверсия	0,40	–	4	80	0,3	0,5–3,0
Air Water Inc., Япония	Вариант АТР	0,7	0,23	5	60	0,28	0,8

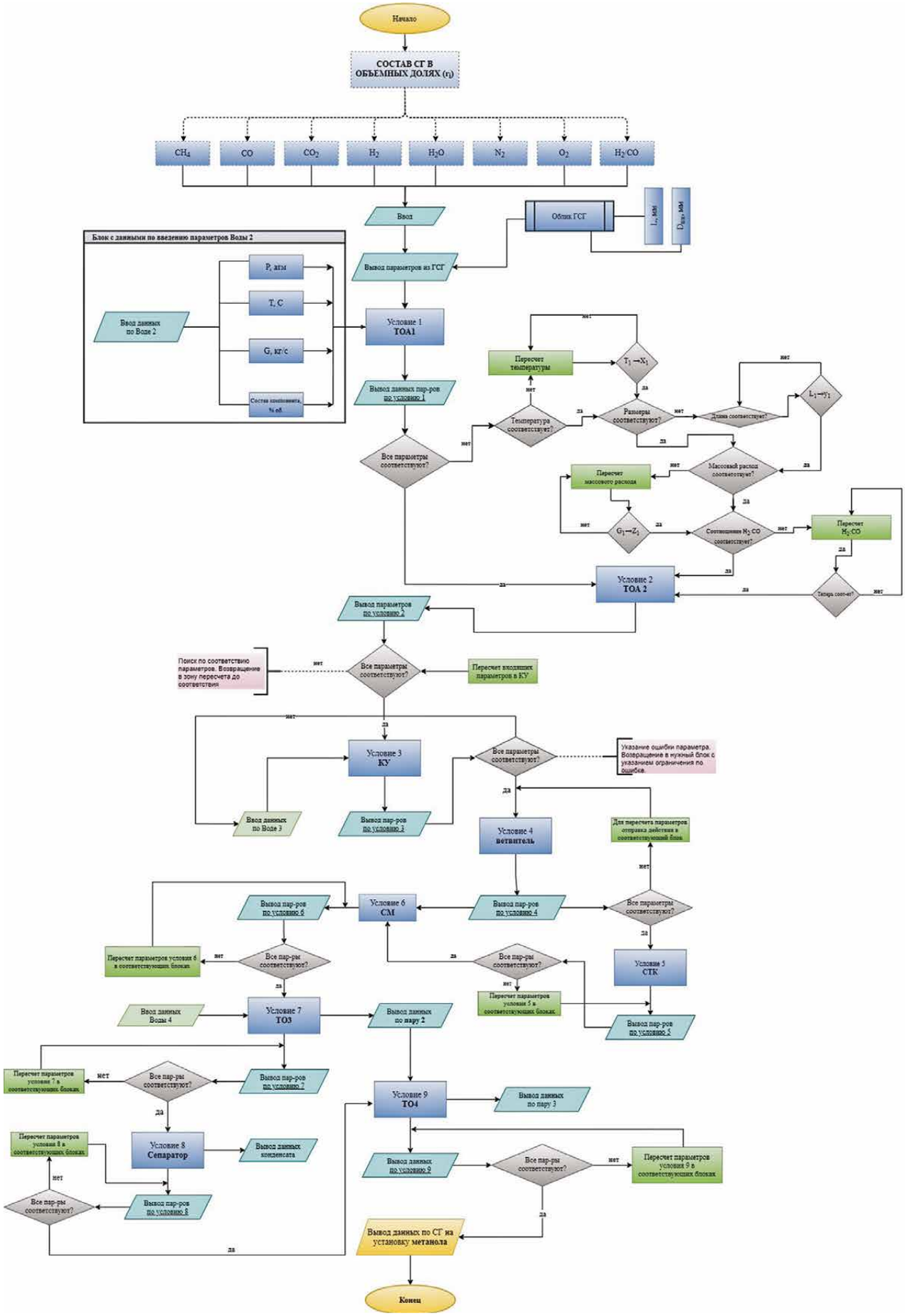


Рисунок 5 – Алгоритм разработанной САПР

Рисунок 6 – Технологический блок получения синтез-газа с использованием ГСГ

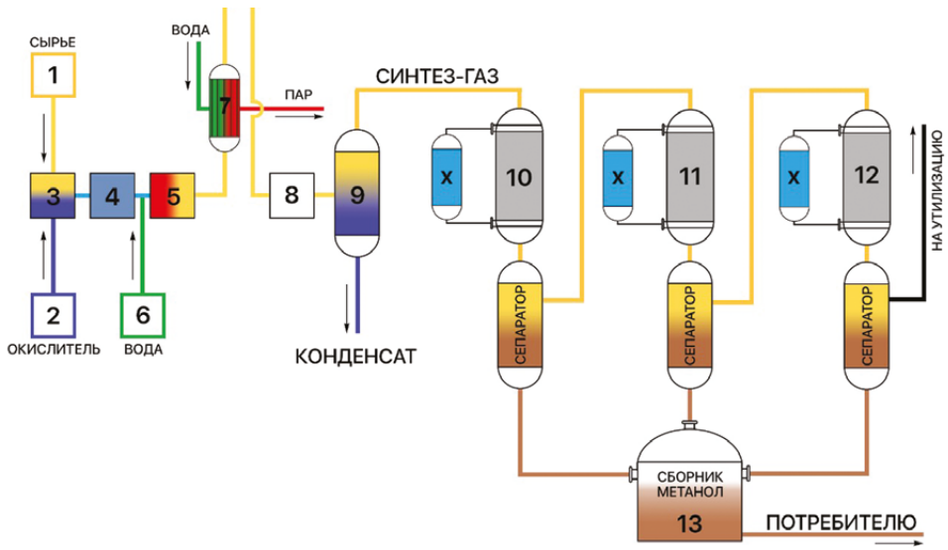
бивкой по катализатору 1:1:1,5. Это позволяет достигать высокой степени конверсии CO за один проход без рециркуляции. При этом наличие инертного азота в СГ существенно снижает возможности перегрева катализатора, так как он берет на себя значительное количество теплоты реакций синтеза [26].

Для предотвращения необратимого отравления катализаторов синтеза метанола применяется очистка синтез-газа на бифункциональном катализаторе, совмещающем гидрирование сероорганики и адсорбцию сероводорода, на оксиде цинка. Полученные результаты легли в основу проектирования базовой установки.

После создания базовой технологической цепочки «синтез-газ – метанол» были проработаны варианты превращения метанола и жирной части попутного газа в СЖУ с повышенным содержанием ароматических углеводородов.

Как известно, реакция превращения метанола в жидкие углеводороды сопровождается значительным выделением тепла. При температуре 399 °C на каждый килограмм превращенного метанола выделяется 1509–1743 кДж.

Продукты, которые получаются при превращении метанола, представлены на **рисунке 8**.



1 – узел ввода сырья;
2 – узел ввода окислителя;
3 – смесительная головка ГСГ;
4 – камера сгорания (КС) ГСГ;
5 – испарительная камера (ИК) ГСГ;
6 – узел ввода химочищенной воды в ИК;
7 – котел-утилизатор;
8 – блок коррекции;
9 – сепаратор;
10–12 – реакторы синтеза метанола;
13 – накопитель метанола;
X – холодильник

Рисунок 7 – Упрощенная схема блока по производству метанола

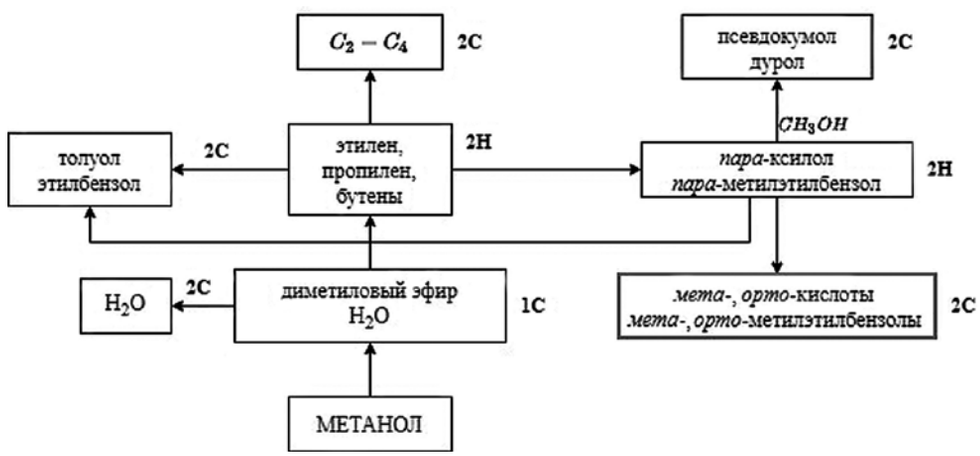


Рисунок 8 – Схема получения продуктов из метанола

В то же время реакция прямого превращения C_{3+} в ароматические углеводороды, независимо от строения исходного углеводорода, является сильно эндотермической (**таблица 4**).

Для получения ароматических углеводородов из жирной части попутного газа и метанола был разработан и испытан изотермический реактор на тепловых трубах. Технический результат, полученный при реализации предложенной конструкции реактора, состоял в достижении постоянной температуры в катализаторном пространстве по всему объему реактора. Использование тепловых труб с заранее подобранным составом находящихся в них рабочих жидкостей позволяет точно дозировать количество тепловой энергии, подводимой в каталитическую зону, что создает условия для проведения химического процесса в оптимальных условиях с уменьшенным содержанием побочных веществ и максимальным выходом целевого продукта, обеспечивая более длительный межрегенерационный период работы катализатора.

В **таблице 5** приведены данные по выходу ароматических углеводородов в зависимости от вида сырья, используемого в процессе прямой конверсии жирной части C_{3+} попутного газа, при проведении процесса в реакторе с тепловыми трубами.

Выход ароматических углеводородов уменьшается в ряду C_{3+}, бутан, пропан. Содержание же БТК (бензол-толуол-ксилольной фракции) в СЖУ возрастает при переходе от C_{3+} = 82,5 % масс. к бутану = 85,9 % масс. и пропану = 90 % масс. Остальные 10–20 % – ароматические углеводороды C_{9+}.

Процесс превращения метанола позволяет получать СЖУ, содержащий смесь различных углеводородов. Ароматические углеводороды, полученные из метанола (ароматическая синтетическая нефть), в основном представлены всего пятью продуктами: бензолом, толуолом и тремя ксилолами (орто-, мета- и пара-), а также незначительным количеством, суммарно не более 5 %, C_{9+}. Помимо указанных ароматических углеводородов, в СЖУ содержатся н- и изопарафины C_5–C_{10} и нафтены. Типичный состав жидких продуктов, полученных из метанола, представлен в **таблице 6**.

Использование изотермического реактора на тепловых трубах (**рисунок 9** на с. 135) позволило снизить массогабаритные показатели, реализовать технологию в блочном исполнении оборудования, упростить работу блоков каталитической ароматизации жирной части попутного газа, уменьшить количество вспомогательного оборудования [28].

Это особенно актуально для реализации технологии на малых и удаленных месторождениях в неблагоприятных климатических условиях.

В настоящее время проведена предпроектная проработка установок по следующим вариантам:

1. Переработка газообразных углеводородов в метанол.
2. Переработка попутного нефтяного газа в БТК в блоке ароматизации и последующая переработка оставшихся газообразных углеводородов (метан, этан, водород) в метанол.
3. Переработка попутного нефтяного газа в БТК и метанол аналогично варианту 2 с последующей перера-

Таблица 4 – Термодинамические характеристики реакций ароматизации низкомолекулярных алканов [27]

Реакция	$\Delta H°$, кДж/моль при 800 К	$\Delta G°$, кДж/моль при 800 К	$K°$p		
			700 К	800 К	900 К
$3C_2H_6 \rightarrow C_6H_6 + 6H_2$	372,93	21,37	1,4410-5	4,0210-2	21,25
$2C_3H_8 \rightarrow C_6H_6 + 5H_2$	316,85	–33,72	0,185	1,59102	3,23104
$2C_4H_{10} \rightarrow C_6H_4(CH_3)_2 + 5H_2$	293,84	–54,93	7,326	3,86103	5,39105

Таблица 5 – Выход продуктов реакции ароматизации

Сырье	C_{3+}	Бутан	Пропан
Ароматический продукт, % масс.	60,0	45,0	35,0
БТК в ароматическом продукте, % масс.	82,5	85,9	90,0

Таблица 6 – Состав жидких продуктов

Состав	%, масс.
Алканы, в том числе н-парафины и изопарафины	25,8
Ароматические углеводороды, % масс.	65,2
Нафтеновые углеводороды, % масс.	9,0

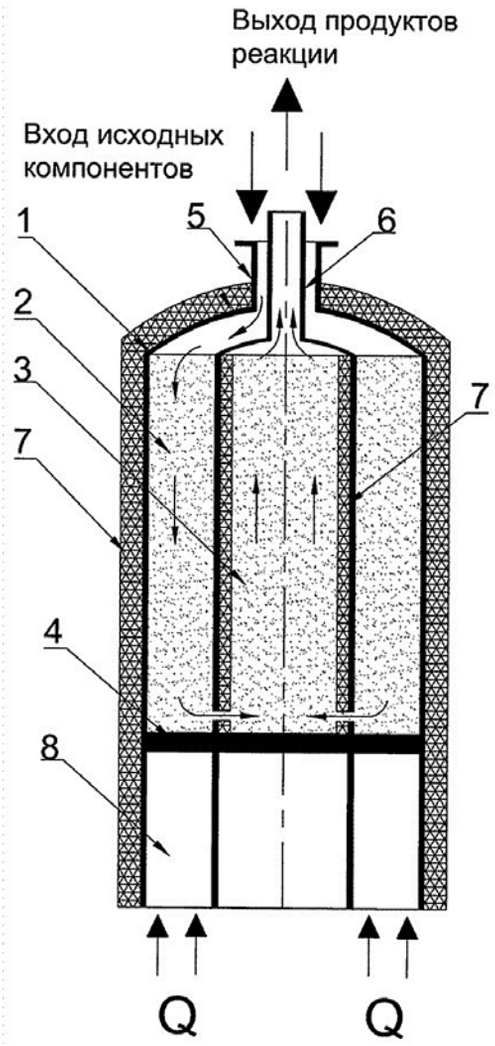


Рисунок 9 – Принципиальная схема изотермического реактора на тепловых трубах: 1 – входной патрубок; 2 – катализатор; 3 – коаксиальные тепловые элементы; 4 – корпус конвектора; 5 – элементы перфорации в коаксиальных тепловых элементах; 6 – перфорированный канал; 7 – теплоизоляция; 8 – катализаторный стол

боткой метанола в СЖУ с повышенным содержанием ароматических углеводородов.

На сегодняшний день на рынке не представлены малотоннажные унифицированные установки с собственным энергообеспечением, не нуждающиеся в использовании большого объема воды и газа высокого давления, при этом производящие непосредственно на месторождении газа качественные продукты, готовые к использованию. Принятые при разработке технические решения позволили вплотную приблизить удельные капитальные затраты при создании малотоннажных установок к крупнотоннажным.

Область применения предлагаемых установок – удаленные нефтяные и газовые месторождения как в полярных широтах, так и на юге, нефтяные морские платформы.

Заключение

Таким образом, была разработана технология, имеющая ряд неоспоримых преимуществ по сравнению с традиционными, и проработаны варианты универсальной установки:

1. Наиболее сложный и дорогой процесс конверсии углеводородного газа в синтез-газ осуществляется с помощью ГСГ, что позволяет обеспечить получение качественного синтез-газа с требуемыми для синтеза метанола параметрами. ГСГ обладает высокой надежностью, ремонтопригодностью, имеет минимальные массогабаритные характеристики.

2. Комплекс реализуется в блочно-модульном исполнении, например, на базе морских контейнеров, что позволяет обеспечить транспортировку в труднодоступные, удаленные нефтегазовые месторождения. Обладает максимальной степенью интеграции с инфраструктурой и высокой степенью автоматизации, автономен.

3. Разработанная САПР позволяет провести структурно-параметрический расчет блоков и узлов малотоннажного комплекса производства синтез-газа для выхода в диапазоне от 2500 до 10 000 тонн метанола в год.

4. Углеводородный сырьевой газ может быть практически любого давления. Это особенно важно при работе с попутным нефтяным газом, который после выделения имеет давление около 0,1 МПа.

5. Вырабатываемая ГСГ электроэнергия делает установку практически энергонезависимой.

6. С экологической точки зрения утилизация на местах попутных газов позволяет избежать выбросов более опасного, чем CO_2, парникового газа с получением ценнейших качественных продуктов.

Список источников

1. В 2021 году выпуск метанола в мире увеличился на 8,2 % и достиг 117,7 млн тонн. URL: https://marketing.rbc.ru/articles/13650/.
2. Огрель Л. Метанол: большие экспортные перспективы для продукта российской газопереработки // Газовый бизнес. 2021. № 1. С. 60–69. URL: https://gazo.ru/upload/iblock/402/402a61f2333823eecbcaaf6b1c8db9fe.pdf.
3. Метанол 2013. Итоги отраслевой конференции. URL: http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=101882.
4. Метанол 2016. Итоги отраслевой конференции. URL: https://mplast.by/novosti/2016-07-06-metanol-2016-itogi-otraslevoy-konferentsii/.
5. Метанол 2017. Итоги отраслевой конференции. URL: https://mplast.by/novosti/2017-07-24-metanol-2017-itogi-otraslevoy-konferentsii/.
6. Метанол 2018. Итоги отраслевой конференции. URL: http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=123802.
7. Метанол 2019. Итоги отраслевой конференции. URL: http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=123802.
8. Метанолу нужны новые порты. URL: http://www.creon-conferences.ru/news/arkhiv/detail.php?ID=131391&sphrase_id=64551.
9. Кузнецов А. М., Савельев В. И., Бахтизина Н. В. Индустрия GTL: состояние и перспективы // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. № 27. С. 44–49. URL: https://mgimo.ru/upload/iblock/167/167197111a42a8a32e5e9a5c48256096.pdf.
10. Шурупов С. В., Белоусова А. С. Оценка ресурса попутного нефтяного газа при добыче нефти в России // Газохимия. 2010. № 1(11). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-resursa-poputnogo-neftyanogo-gaza-pri-dobyche-nefti-v-rossii.
11. Газовые факелы ежегодно «сжигают» до $50 млрд во всем мире. URL: https://ria.ru/20121029/907703183.html.
12. Скоробогатов В. А., Сивков С. Н., Данилевский С. А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года // Вести газовой науки. 2013. № 5(16). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-resursnogo-obespecheniya-dobychi-prirodnogo-gaza-v-rossii-do-2050-goda.
13. Коэ Э. Технология GTL для удаленных и труднодоступных месторождений // Газохимия. 2009. № 4(8). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-gtl-dlya-udalennyh-i-trudnodostupnyh-mestorozhdeniy.
14. Бранкаччо Э. GTL: маломасштабные и модульные технологии для газожидкостной промышленности. URL: https://oratorprofi.ru/raznoe/mini-zavod-po-proizvodstvu-benzina-mini-neftepererabatyvayushhij-zavod-po-proizvodstvu-dt-benzina-2.html#GTL_маломасштабные_и_модульные_технологии_для_газожидкостной_промышленности.
15. Ревель-Муроз П. А., Бахтизин Р. Н., Каримов Р. М., Мастобаев Б. Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. 2017. № 2. С. 49–55. https://doi.org/10.5510/OGP20170200314. EDN ZAESGL.
16. Некучаев В. О., Яшин Л. В., Михеев Д. М. Изучение физико-химических свойств синтетических жидких углеводородов и их смесей с природными нефтями // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 1. С. 112–120. https://doi.org/ngdelo-2021-1-112-120. EDN HAUJKU.
17. Загашвили Ю. В., Левихин А. А., Кузьмин А. М. Основы проектирования трехкомпонентных газогенераторов синтез-газа // Нефтегазохимия. 2017. № 4. С. 9–16. EDN XOTGNF.
18. Патент на полезную модель № 196884 U1 Российская Федерация, МПК B01J 7/00, C01B 3/32. Газогенератор синтез-газа: № 2019127455; заявл. 31.08.2019; опубл. 18.03.2020 / А. М. Кузьмин. EDN NRSLVK.
19. Загашвили Ю. В., Ефремов В. Н., Кузьмин А. М., Лищинер И. И. Комплекс получения синтез-газа для малотоннажного производства метанола // Нефтегазохимия. 2017. № 1. С. 19–26. EDN YSRFGT.
20. Систер В. Г., Борисов А. А., Трошин К. Я. и др. Парциальное окисление метана в режимах горения и самовоспламенения // Химическая физика. 2006. Т. 25, № 1. С. 61–68. EDN HTBTTJ.
21. Бакиров Ф. Г., Захаров В. М., Полещук И. М., Шайхутдинов З. Г. Образование и выгорание сажи при сжигании углеводородных топлив. М.: Машиностроение, 1989. 128 с.
22. Новая технология получения водорода // Gasworld Россия и СНГ. Март – апрель 2016. Выпуск № 48. С. 20.
23. Загашвили Ю. В., Левихин А. А., Кузьмин А. М. и др. Технология получения водорода с использованием малогабаритных транспортабельных установок на основе высокотемпературных газогенераторов синтез-газа // Вопросы материаловедения. 2017. № 2(90). С. 92–109. https://doi.org/10.22349/1994-6716-2017-90-2-92-109. EDN YUHBTD.
24. Сосна М. Х., Заволокин К. А., Хаманова А. А. Повышение эффективности производства метанола простыми методами утилизации продувочных газов // НефтеГазоХимия. 2019. № 3–4. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-proizvodstva-metanola-prostymi-metodami-utilizatsii-produvochnyh-gazov.
25. Загашвили Ю. В., Кузьмин А. М., Имшенецкий В. В. и др. Экспериментальные исследования синтеза метанола из забалластированного азотом синтез-газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 7. С. 140–147. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3272. EDN IFVKHN.
26. Лищинер И. И., Малова О. В., Тарасов А. Л. и др. Получение метанола из синтез-газа, забалластированного азотом // Катализ в промышленности. 2010. № 4. С. 50–55. EDN MTHKTR.
27. Дергачев А. А., Лапидус А. Л. Каталитическая ароматизация низших алканов // Российский химический журнал. 2008. № 4. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/kataliticheskaya-aromatizatsiya-nizshih-alkanov.
28. Патент № 2433863 C1 Российская Федерация, МПК B01J 19/24. Реактор для осуществления газофазных каталитических процессов: № 2010114837/05; заявл. 14.04.2010; опубл. 20.11.2011 / А. Ю. Беляев, Л. М. Виленский, И. И. Лищинер, О. В. Малова. EDN TPIBTF.

References

1. V 2021 godu vypusk metanola v mire uvelichilsya na 8,2 % i dostig 117,7 mln t. URL: https://marketing.rbc.ru/articles/13650/.
2. Ogrel L. Metanol: bolshie eksportnye perspektivy dlya produkta rossiyskoy gazopererabotki // Gazovyy biznes. 2021. No. 1. P. 60–69. URL: https://gazo.ru/upload/iblock/402/402a61f2333823eecbcaaf6b1c8db9fe.pdf.
3. Metanol 2013 / Itogi otraslevoy konferentsii. URL: http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=101882.
4. Metanol 2016 / Itogi otraslevoy konferentsii. URL: https://mplast.by/novosti/2016-07-06-metanol-2016-itogi-otraslevoy-konferentsii/.
5. Metanol 2017 / Itogi otraslevoy konferentsii. URL: https://mplast.by/novosti/2017-07-24-metanol-2017-itogi-otraslevoy-konferentsii/.
6. Metanol 2018 / Itogi otraslevoy konferentsii. URL: http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=123802.
7. Metanol 2019 / Itogi otraslevoy konferentsii. URL: http://www.creon-conferences.com/consulting/detailConf.php?ID=123802.
8. Metanolu nuzhny novye porty. URL: http://www.creon-conferences.ru/news/arkhiv/detail.php?ID=131391&sphrase_id=64551.

9. Kuznetsov A. M., Savelyev V. I., Bakhtizina N. V. Industriya GTL: sostoyanie i perspektivy // Nauchno-tekhnicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft". 2012. No. 27. P. 44–49. URL: https://mgimo.ru/upload/iblock/167/167197111a42a8a32e5e9a5c48256096.pdf.
10. Shurupov S. V., Belousova A. S. Otsenka resursa poputnogo neftyanogo gaza pri dobyche nefti v Rossii // Gazokhimiya. 2010. No. 1(11). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-resursa-poputnogo-neftyanogo-gaza-pri-dobyche-nefti-v-rossii.
11. Gazovye fakely ezhegodno "szhigayut" do $50 mlrd vo vsem mire. URL: https://ria.ru/20121029/907703183.html/.
12. Skorobogatov V. A., Sivkov S. N., Danilevskiy S. A. Problemy resursnogo obespecheniya dobychi prirodnogo gaza v Rossii do 2050 goda // Vesti gazovoy nauki. 2013. No. 5(16). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-resursnogo-obespecheniya-dobychi-prirodnogo-gaza-v-rossii-do-2050-goda.
13. Coe A. Tekhnologiya GTL dlya udalennykh i trudnodostupnykh mestorozhdeniy // Gazokhimiya. 2009. No. 4(8). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-gtl-dlya-udalennyh-i-trudnodostupnyh-mestorozhdeniy.
14. Brankachcho E. GTL: malomasshtabnye i modulnye tekhnologii dlya gazozhidkostnoy promyshlennosti. URL: https://oratorprofi.ru/raznoe/mini-zavod-po-proizvodstvu-benzina-mini-neftepererabatyvayushhij-zavod-po-proizvodstvu-dt-benzina-2.html#GTL_malomasshtabnye_i_modulnye_tekhnologii_dlya_gazozhidkostnoy_promyshlennosti.
15. Revel-Muroz P. A., Bakhtizin R. N., Karimov R. M., Mastobaev B. N. Sovmestnoe ispolzovanie termicheskikh i khimicheskikh metodov vozdeystviya pri transportirovke vysokovyazkikh i zastyvayushchikh neftey // Nauchnye trudy NIPI "Neftegaz" GNKAR. 2017. No. 2. P. 49–55. https://doi.org/10.5510/OGP20170200314. EDN ZAESGL.
16. Nekuchaev V. O., Yashin L. V., Mikheev D. M. Izuchenie fiziko-khimicheskikh svoystv sinteticheskikh zhidkikh uglevodorodov i ikh smesey s prirodnymi neftyami // Neftegazovoe delo. 2021. Vol. 19, no. 1. P. 112–120. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-112-120. EDN HAUJKU.
17. Zagashvili, Yu. V., Levikhin A. A., Kuzmin A. M. Osnovy proektirovaniya trekhkomponentnykh gazogeneratorov sintez-gaza // Neftegazokhimiya. 2017. No. 4. P. 9–16. EDN XOTGNF.
18. Patent na poleznuyu model No. 196884 U1 Rossiyskaya Federatsiya, MPK B01J 7/00, C01B 3/32. Gazogenerator sintez-gaza: No. 2019127455; zayavl. 31.08.2019; opubl. 18.03.2020 / A. M. Kuzmin. EDN NRSLVK.
19. Zagashvili Yu. V., Efremov V. N., Kuzmin A. M., Lishchiner I. I. Kompleks polucheniya sintez-gaza dlya malotonnazhnogo proizvodstva metanola // Neftegazokhimiya. 2017. No. 1. P. 19–26. EDN YSRFGT.
20. Sister V. G., Borisov A. A., Troshin K. Ya., etc. Partsialnoe okislenie metana v rezhimakh goreniya i samovosplameneniya // Khimicheskaya fizika. 2006. Vol. 25, no. 1. P. 61–68. EDN HTBTTJ.
21. Bakirov F. G., Zakharov V. M., Poleshchuk I. M., Shaykhutdinov Z. G. Obrazovanie i vygoranie sazhi pri szhiganii uglevodorodnykh topliv. M.: Mashinostroenie, 1989. 128 p.
22. Novaya tekhnologiya polucheniya vodoroda // Gasworld Rossiya i SNG. Mart – aprel 2016. Vypusk No. 48. P. 20.
23. Zagashvili Yu. V., Levikhin A. A., Kuzmin A. M., etc. Tekhnologiya polucheniya vodoroda s ispolzovaniem malogabaritnykh transportabelnykh ustanovok na osnove vysokotemperaturnykh gazogeneratorov sintez-gaza // Voprosy materialovedeniya. 2017. No. 2(90). P. 92–109. https://doi.org/10.22349/1994-6716-2017-90-2-92-109. EDN YUHBTD.
24. Sosna M. K., Zavolokin K. A., Khamanova A. A. Povyshenie effektivnosti proizvodstva metanola prostymi metodami utilizatsii produvochnykh gazov // NefteGazoKhimiya. 2019. No. 3–4. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-proizvodstva-metanola-prostymi-metodami-utilizatsii-produvochnyh-gazov.
25. Zagashvili Yu. V., Kuzmin A. M., Imshenetskiy V. V., etc. Eksperimentalnye issledovaniya sinteza metanola iz zaballastirovannogo azotom sintez-gaza // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. 2021. Vol. 332, no. 7. P. 140–147. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3272. EDN IFVKHN.
26. Lishchiner I. I., Malova O. V., Tarasov A. L., etc. Poluchenie metanola iz sintez-gaza zaballastirovannogo azotom // Kataliz v promyshlennosti. 2010. No. 4. P. 50–55. EDN MTHKTR.
27. Dergachev A. A., Lapidus A. L. Kataliticheskaya aromatizatsiya nizshikh alkanov // Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal. 2008. No. 4. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/kataliticheskaya-aromatizatsiya-nizshih-alkanov.
28. Patent No. 2433863 C1 Rossiyskaya Federatsiya, MPK B01J 19/24. Reaktor dlya osushchestvleniya gazofaznykh kataliticheskikh protsessov: No. 2010114837/05; zayavl. 14.04.2010; opubl. 20.11.2011 / A. Yu. Belyaev, L. M. Vilenskiy, I. I. Lishchiner, O. V. Malova. EDN TPIBTF.

Информация об авторах:

Алексей Михайлович Кузьмин, кандидат технических наук, руководитель офиса управления проектами
Иосиф Израилевич Лищинер, кандидат химических наук, старший научный сотрудник
Ольга Васильевна Малова, кандидат химических наук, старший научный сотрудник
София Николаевна Ценева, старший преподаватель кафедры
Юрий Владимирович Загашвили, доктор технических наук, генеральный директор
Виктор Михайлович Зайченко, доктор технических наук, заведующий лабораторией
Егор Михайлович Гашевский, старший преподаватель кафедры

Information about the authors:

Aleksey M. Kuzmin, candidate of engineering sciences, project management office manager
Josif I. Lishchiner, PhD in chemistry, senior researcher
Olga V. Malova, PhD in chemistry, senior researcher
Sofiia N. Tseneva, senior lecturer at the department
Yuriy V. Zagashvili, doctor of technical sciences, General director
Viktor M. Zaichenko, doctor of technical sciences, head of laboratory
Egor M. Gashevsky, senior lecturer at the department

Статья поступила в редакцию 24.11.2022; одобрена после рецензирования 24.04.2023; принята к публикации 25.04.2023.
The article was submitted 24.11.2022; approved after reviewing 24.04.2023; accepted for publication 25.04.2023.

СОБЫТИЯ НАУЧНОЙ ЖИЗНИ

НАУЧНЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

В Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе 6-7 апреля 2023 года прошла ***XVI Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле»***, традиционно приуроченная к Дню геолога. Конференция проводится с целью развития новых идей в науках о Земле, обобщения опыта, интеграции и систематизации теоретических и практических разработок в горно-геологической отрасли, а также повышения интеллектуальной культуры студентов и молодых ученых. Программа ориентирована на специалистов и руководителей предприятий, деятельность которых связана с производством инженерно-геологических изысканий, представителей научных, проектных и учебных организаций.

В рамках конференции работали 23 секции. Обмен теоретическими и практическими знаниями и навыками, профессиональным опытом, методами применения передовых технологий в геологоразведке и горном деле позволяет выстроить конструктивные дискуссии, что являет собой ценностный компонент научного мероприятия.

Впервые в программу конференции была включена школьная секция, в рамках которой свои работы представляют обучающиеся общеобразовательных учреждений, что говорит об увлеченности школьников геологией, горным делом, геофизикой, геоэкологией, гидрогеологией и другими науками.

В Санкт-Петербургском горном университете 5-6 апреля 2023 года в смешанном очно-заочном режиме прошла ***II Всероссийская конференция «Транспорт и хранение углеводородов – 2023»***. Ее участниками стали ученые из флагманских отечественных вузов, таких как РГУ имени Губкина, Самарский, Томский, Уфимский технические университеты и ряд других высших учебных заведений.

В нынешнем году форум прошел на фоне новых вызовов, стоящих перед страной: это не только необходимость импортозамещения, в том числе и технологий, связанных с перекачкой нефти и газа, но также вынужденная переориентация российского экспорта с европейских на азиатские рынки. Такая конъюнктура требует новых решений в сфере роста безопасности транспортировки и хранения сырья, а также снижения себестоимости этого процесса.

Выступления участников форума были посвящены снижению потерь углеводородного сырья, выявлению на ранних стадиях технологических осложнений, возникающих в трубопроводах в процессе перекачки ископаемого топлива и негативно влияющих на сокращение межремонтных периодов, ряду других тем. За два дня работы конференции было заслушано 63 доклада.

НАУЧНАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Команда ученых Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ, Пермский политех) и «ПермНИПИнефти» в рамках исследования способов разработки нефтяных месторождений отказалась от традиционного для ***технико-экономической оценки бурения горизонтальных скважин*** акцента на изменение коэффициента продуктивности. Вместо этого в качестве основного параметра для анализа ученые использовали коэффициент гидропроводности, учитывающий исключительно геологическую составляющую коллектора.

На основе проведенных расчетов были разработаны палетки — спектры вариантов разработки, которые позволяют выбрать оптимальный вариант заканчивания скважин с помощью функции зависимости чистого дохода от подвижности нефти с учетом нефтенасыщенной толщины пласта — гидропроводности.

Значение гидропроводности по скважинам определялось по результатам имеющихся гидродинамических исследований.

При регулярной актуализации данных такая методика может стать основой для выбора экономически рентабельного варианта заканчивания скважины.

В Томском политехническом университете (ТПУ, Томский политех) разработали более производительный **метод получения водорода пиролизом метана**. Ученые впервые предложили дополнить барботажный реактор, где протекает пиролиз, блоком плазмохимической наработки радикалов. Использование неравновесных радикально-цепных химических процессов позволяет увеличить скорость реакции пиролиза в десятки раз и повысить производительность установки. Исследование проводилось в рамках аванпроекта при поддержке федеральной программы «Приоритет 2030» и индустриального партнера. Полученные данные будут использованы при разработке установки для водородных заправочных станций.

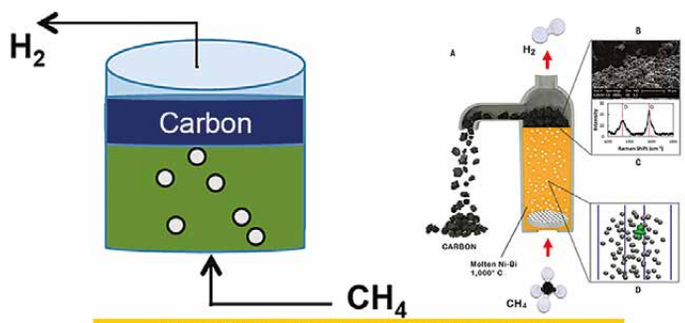


Схема барботажного реактора пиролиза метана

Основная проблема пиролиза метана — сбор мелкодисперсного углерода — решается при использовании барботажного реактора. Однако процесс пиролиза метана в барботажном реакторе имеет низкую производительность из-за низкой скорости реакции даже при температуре 1000 °C. При этом производительность конвертера метана в водород на автомобильной газонаполнительной станции должна составлять 5-10 кг/час водорода. Специалисты Инженерной школы новых производственных технологий предложили применить неравновесный радикально-цепной механизм пиролиза метана для увеличения производительности барботажного реактора (в равновесных условиях требуется нагреть метан до температуры выше 1000 K).

Расчеты показали, что совмещение в конвертере метана плазмохимического источника радикалов и барботажного реактора обеспечивает значительное ускорение реакций и увеличение степени конверсии до 100 %. Кроме того, за счет увеличения скорости реакции и улучшения кинетики превращений удалось в два раза уменьшить объем самой установки. Она может как устанавливаться в отдельном помещении на территории автомобильной газонакопительной станции, так и быть вмонтированной в действующий конвертер метана.

На следующем этапе проекта ученые создадут опытный образец установки и проведут ее тестирование. Работы запланированы на второй квартал 2023 года.

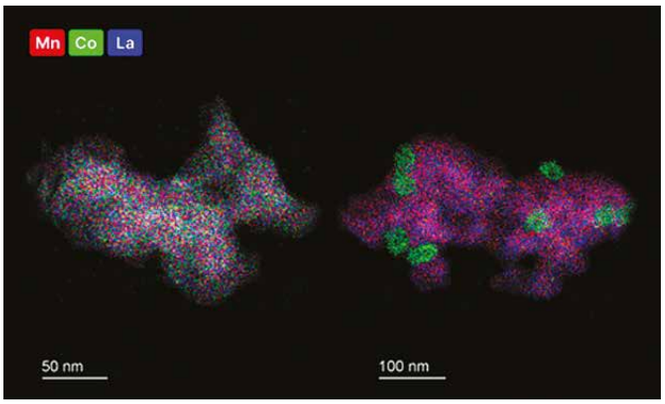
Модель ученых ПНИПУ (Пермского политеха) поможет найти н**ефть в глубокозалегающих толщах Западной Сибири**. В рамках исследования ученые проанализировали влияние на нефтеносность условий, при которых происходило формирование залежей нефти и газа. Они включают характер рельефа, тектонические процессы, периоды формирования структур пластов.

Построение вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам позволило сформулировать ряд закономерностей. Так, было установлено, что на большей части площади исследования нефтеносность тяготеет к участкам, испытавшим подъем в ранние этапы формирования осадочного чехла. Также была установлена связь между древним рельефом пласта и его нефтеносностью. Для всех площадей наблюдалась прямая зависимость между значением локальных составляющих и нефтеносностью, однако степень зависимости и ее форма также остаются индивидуальными для каждой локальной площади.

Полученные с помощью регрессионных моделей закономерности углубляют понимание процессов формирования залежей полезных ископаемых. Они пригодятся не только для дальнейших фундаментальных исследований, но и при проектировании скважин для открытия нефти в глубокозалегающих толщах. На данный момент модели составлены для месторождений Западной Сибири, но география исследования может быть расширена.

Избежать проблем при транспортировке газа позволит математическая модель ученых Пермского политеха. Существующие сегодня математические модели конструкции газотранспортной установки позволяют провести анализ на предмет возникновения непредсказуемых колебаний. Однако из-за необхо-

димости отдельно исследовать процесс, приводящий к нестабильной работе компрессора и связанного с ним элемента, возникают затраты времени на подготовку модели, верификацию, непосредственный расчет и обработку результатов. В связи с этим ученые создали упрощенную модель, позволяющую выполнять анализ для каждого отдельного элемента компрессора (рабочие колеса, уплотнения, разгрузочное устройство).



В ФИЦ «Институт катализа СО РАН» создают ***эффективные катализаторы окисления метана***. Перовскит — соединение с кристаллической решеткой, близкой к кубической, в которую можно встроить до 90 % известных химических элементов. За счет своей структуры перовскиты высокоустойчивы и демонстрируют широкий спектр химико-физических свойств. Благодаря особенностям кристаллической структуры они перспективны как для использования в топливных элементах, так и для окисления метана.

В Институте катализа СО РАН создали ряд перовскитов на основе лантана с хорошими каталитическими свойствами в реакции полного окисления метана. Пока перовскитные катализаторы окисления метана на промышленном уровне не используют, их тестируют в меньших масштабах.

Перовскитные аналоги могут оказаться более выгодными за счет меньшей стоимости и большей термической стабильности.

Ученые Томского политеха исследовали влияние примеси алюминия на накопление и распределение водорода в магнии — перспективном ***материале-накопителе для хранения водорода***. Для этого впервые были применены первопринципные расчеты электронной плотности по отношению к свойствам материала. Предложенный метод позволяет на атомарном уровне понять механизмы поведения водорода в магнии при растворении в нем алюминия. Полученные данные в перспективе помогут улучшить свойства материалов-накопителей и сделать более эффективной технологию очистки, компримирования и хранения водорода. Исследование проводится при поддержке федеральной программы «Приоритет 2030».

В рамках проекта ученые описали механизмы сорбции и десорбции водорода, обусловленные наличием промежуточных фаз в процессе фазового перехода от твердого раствора водорода в магнии в гидрид магния. Полученные результаты помогут усовершенствовать существующие материалы-накопители, а также разработать более эффективные технологии выделения водорода из смесей, его компримирования и хранения при высоких давлениях.

На следующем этапе проекта ученые планируют изучить возможность применения других добавок для улучшения свойств материалов-накопителей на основе металлогидридов.

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Ректор Губкинского университета Виктор Мартынов в марте провел рабочую встречу с руководством нефтесервисной компании «Технологии ОФС», преемником бизнеса Baker Hughes на территории России. Участники встречи обсудили форматы сотрудничества, а также перспективные возможности трудоустройства студентов после окончания обучения.

«С Губкинским университетом нас связывает успешное многолетнее партнерство. В 2022 году компания прошла серьезный процесс трансформации, и в ближайшие годы мы планируем увеличивать наши производственные мощности, следовательно, расширять штат специалистов по целому ряду направлений. Поэтому для нас стратегически важно сформировать свой золотой кадровый резерв молодых и перспективных специалистов. Мы будем рады, если этот резерв будет опираться на талантливых выпускников Губкинского

ФОРУМЫ РНТК

Обустройство нефтегазовых месторождений

ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

23-24 мая
2023 года
Холидей Инн
Лесная
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

+7 (495) 488-6749 info@forumneftegaz.org www.forumneftegaz.org

ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГРП-2023:

Технологии внутрискважинных работ, ГРП и ГНКТ

24-25 мая
2023 года
Холидей Инн
Лесная
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом профессионалов и поделиться опытом и новыми разработками проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и технологиями ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба), а также технологиями заканчивания скважин для МГРП, технологиями диагностики и мониторинга ГРП и, конечно, опытом применения и разработки программного обеспечения для всех технологических процессов интенсификации работы скважин.

+7 (495) 488-6749 fracking@rntk.org wellstim.rntk.org

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит вам заявить о своей компании, продукции и услугах и стать лидером быстрорастущего рынка.

+7 (495) 488-6749 info@forumneftegaz.org www.forumneftegaz.org

университета», – прокомментировал итоги встречи вице-президент по технологиям и инвестициям компании «Технологии ОФС» Александр Монахов.

В УГТУ 20 апреля 2023 года прошла встреча студентов специальностей нефтегазового факультета с представителями компании «Сервисный центр СБМ» (услуги для буровых подрядчиков, буровые и цементные растворы, химреагенты, разработка программ промывки, заканчивания скважин и т.п.).

В состав делегации вошли заместитель генерального директора по технологиям и советник генерального директора компании – выпускники Ухтинского университета.

Развитие и рост количества перспективных проектов обуславливают кадровые потребности компании: здесь систематически требуются инженеры по буровым растворам, специалисты по системам очистки и закачки растворов.

В ходе встречи студенты познакомились со стандартами качества компании, политикой развития кадровых ресурсов, системой обучения и наставничества.

В заключение встречи представители компании ответили на вопросы будущих специалистов и обсудили с ними условия и перспективы потенциального трудоустройства.

Пермский политех встретил делегацию руководителей РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Гости посетили лаборатории научно-образовательного центра геологии и разработки, нефтяных и газовых месторождений, лаборатории кафедры нефтегазовых технологий, центр испытаний и исследований катализаторов процесса крекинга в псевдоожиженом слое, центр экспериментальной механики, а также лаборатории кафедры маркшейдерского дела, геодезии и геоинформационных систем Пермского политеха.

По итогам встречи стороны оценили перспективы и выдвинули предложения по сотрудничеству в области сертификации новых материалов, технологий и технических средств. Кроме того, руководство университетов обсудило возможность совместной разработки программных продуктов в рамках цифровизации нефтегазовой отрасли, отечественных приборов и оборудования для топливно-энергетического комплекса России и совместные научно-исследовательские работы.

Преподаватели Ухтинского государственного технического университета (УГТУ) будут читать лекции для студентов Ляонинского нефтяного и химического технологического университета КНР – таков один из опорных пунктов сотрудничества УГТУ и ЛНХТУ. На ближайшее время запланирована встреча руководства российского и китайского вузов для детальной проработки направлений сотрудничества, которые зафиксированы в договоре, подписанном в мае прошлого года.

В рамках соглашения вузами будет реализована образовательная программа бакалавриата по специальности «Нефтегазовое дело» – она уже получила грантовую поддержку, а также одобрение Минобрнауки России и Министерства образования КНР.

В программе обмена будут задействованы восемь преподавателей НГФ Ухтинского университета.

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

БЛИЖАЙШИЕ МЕРОПРИЯТИЯ. 2023

МАЙ

15–18 **XXIV Международная научно-практическая конференция студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке» имени выдающихся химиков Л. П. Кулева и Н. М. Кижнера**, Томск, Томский политехнический университет

16–18 **IX Международная научно-техническая конференция «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ОМНР-2023)**, Москва, «Газпром ВНИИГАЗ»

20–25 **Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону»**, Тюмень, Тюменский индустриальный университет

23–24 **Технический форум «Обустройство нефтегазовых месторождений»**, Москва, РНТК

23–25 **Научно-практическая конференция «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НГП»,** Тюмень, «НОВАТЭК»

23–26 **Международная научно-практическая конференция «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий»**, Баку, Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики

24 **XXIX Научно-практическая конференция им. В. В. Лаптева «Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов»**, Уфа, Академия наук Республики Башкортостан

24–25 **Технический форум «ГРП-2023: технологии внутрискважинных работ, ГРП и ГНКТ»**, Москва, РНТК

25–26 **Научная конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа»,** Москва, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

25–26 **IV Международная научно-практическая конференция «Газохимия-2023» (Gasochem-2023),** Москва, «Газпром ВНИИГАЗ»

31 мая – 2 июня **Научно-практическая конференция имени Н. Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее», посвященная 60-летию ЦКР Роснедр по УВС, Москва**, Роснедра/ГКЗ

ИЮНЬ

1–2 **Рабочая встреча «Состояние и перспективы ГРР на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации»**, Санкт-Петербург, ВНИИОкеангеология

2 **III Международная научно-практическая конференция «Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности» (ИнноТек-2023)**, Санкт-Петербург, «Газпром ВНИИГАЗ»

8 **VII Российский нефтегазовый IT-саммит «Интеллектуальное месторождение»**, Москва, «ЭНСО»

29 **X Международная научно-практическая конференция (XVIII Всероссийская научно-практическая конференция) «Нефтепромысловая химия»**, Москва, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина

АВГУСТ

19–25 **VIII Международная научно-практическая конференция «Геофизические исследования и работы в скважинах на нефть и газ – 2023»**, Геленджик, Международная ассоциация «АИС»

31 **Международная научно-практическая конференция «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях»**, Казань, Академия наук Республики Татарстан

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

MINISTRY OF SCIENCE AND EDUCATION
REPUBLIC OF AZERBAIJAN

OGI
OIL & GAS INSTITUTE

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики

Приглашает вас

23—26 мая 2023 года

принять участие в Международной научно-практической конференции

«ГЕЙДАР АЛИЕВ И НЕФТЯНАЯ СТРАТЕГИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА: ДОСТИЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОТЕХНОЛОГИЙ»,

посвященной 100-летнему юбилею общенационального лидера азербайджанского народа Гейдара Алиева

НАУЧНЫЕ СЕССИИ

- **История развития науки и техники**

(Общенациональный лидер азербайджанского народа Гейдар Алиев и стратегия развития нефтедобывающей промышленности Азербайджана)

- **Геология, геохимия, поиски и разведка месторождений нефти и газа, оценка углеводородных ресурсов, анализ и моделирование углеводородных систем**
- **Геофизические методы и современные технологии поисков и разведки нефти и газа**
- **Разработка и освоение нефтегазовых месторождений, бурение и механика горных пород**

НАУЧНЫЙ ФОРУМ

- **Дегазация Земли, эмиссии парниковых газов и условия захоронения углекислого газа**

Место проведения конференции: г. Баку, Азербайджанская Республика

E-mail: conference.ogi@gmail.com