

6 Шестой технологический уклад  
и перспективы нефтегазодобывающей  
промышленности

## 18, 28 ГЕОЛОГИЯ

- Верхнепечорская впадина. Концепция прогнозирования нефтегазоносности
- Астраханское ГКМ. Структура пористости пород

40 Метаноугольная скважина.  
Освоение на начальном этапе

50 Закачка CO<sub>2</sub> в пласт, определение  
количества скважин

58 Газовые скважины на поздней стадии  
разработки: концентрический лифт

## 66, 74 ПЕРЕРАБОТКА УВС

- Теплоотдача в аппаратах нефтепереработки
- Очистка аминовых абсорбентов с применением активного угля ОУ-А

## 84 ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Обеспечение безопасности морской  
добычи.  
Опыт Macondo





## 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  
Shanghai Electric Machinery Co., Ltd.  
Sulzer Chemtech AG  
Wickr d.o.o. (Сербия)  
Администрация муниципального образования город Новый Уренгой  
Администрация муниципального образования Надымский район  
«АК-БУР Сервис» ООО  
«Алеф-Нео» ООО  
«Альфа Транс Альянс» ООО  
«А-ПРО» Адвокатское бюро Москва  
«Ачимгаз» АО  
«Битривер» УК ООО  
«Боос Лайтинг Групп» ООО МСК  
«Водпроектстрой» ООО  
«Восточно-Арктическая Нефтегазовая Корпорация» ООО  
«ГазГУС» ООО  
«Газовый вектор» ООО  
«Газпром автоматизация» ПАО  
«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  
«Газхолотехника» ООО  
«Гипрониогаз» АО  
«ГРАД» Московская Коллегия Адвокатов  
«Имеральд» ООО  
«ИРЗ ТЭК» ООО  
«Иркутская нефтяная компания» ООО  
«Квартал» ООО  
«КРИОГАЗ-Челябинск» ООО  
«Леманс» ООО  
«Ленгаз-Эксплуатация» АО  
«Минерально-химическая

компания «ЕвроХим» АО  
«МИРТЕК» ООО  
«МИРТЕК-КАСКАД» ООО  
«МИРТЕК – Системы учета газа» 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  
«Нефтегазстрой» 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  
«РариТЭКХолдинг» ООО  
«РНГ Газ» ООО  
«РОСГЕО» АО  
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ  
«РОТЕК» АО  
«Руспроектгаз» ООО  
«Рэд Энерджи» ООО  
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО  
«Саратовгаз» АО  
«Сервис-Экология» ООО НПО  
«Современные Защитные Технологии» ООО  
«СОВЭД» АНО  
«СОХО» ООО  
«Средневолжская газовая компания» ООО  
«ССПЭБ» ООО  
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО  
«СтройНафтаСервис-М» ТОО  
«Сургутнефтегаз» ПАО  
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО  
«Т Плюс» ПАО  
«Трансгаз» ООО  
«ТРИО-СЕРВИС» ООО  
«УК «Битривер» ООО  
«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство  
«Химмаш-Аппарат» ООО  
«Центрэнергохолдинг» ПАО  
«Чайна Петролеум Ижиниринг энд Констракшн Корпорейшн» Амурский филиал  
«Эгида» ООО  
«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО  
«Электро-Тепловые Технологии» ООО НПК  
«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 университета 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
- **Чертеc 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](http://www.elibrary.ru)

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

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](mailto:rgo@gazo.ru)

**Почтовый адрес:**  
119261, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 7, корп. 5  
[www.gazo.ru](http://www.gazo.ru)

**Выпускающая редакция**  
[journal@gazo.ru](mailto:journal@gazo.ru)  
**Шеф-редактор**  
Петрова Наталья Витальевна  
**Научный редактор**  
Паронькин Владимир Павлович  
Подписано в печать: 12.10.2023

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 **У. С. Серикова, В. Ю. Керимов**  
Основные направления технологического развития в нефтегазодобывающей промышленности
- 18 **Е. Б. Грунис, И. А. Маракова, О. М. Вельтистова, Е. Н. Мотрюк, Т. А. Овчарова, М. Нуртазаева**  
Концепция прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на примере Верхнепечорской впадины Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна
- 28 **С. А. Муминов, В. С. Жуков**  
Выявление зависимости прочности от структуры пористости горных пород Астраханского газоконденсатного месторождения

### БУРЕНИЕ

- 40 **В. В. Шишляев, Е. В. Швачко, А. Н. Васильев, В. П. Пименов**  
К выбору оптимальной стратегии начальной стадии освоения скважины, пробуренной в угольном пласте

### РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 50 **А. И. Ермолаев, Б. Н. Мирсаяпов**  
Определение количества скважин, предназначенных для закачки диоксида углерода в геологические структуры
- 58 **И. В. Стоноженко, А. А. Плосков, О. В. Николаев, В. Г. Васильев, А. В. Соломахин**  
Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: концентрический лифт

### ПЕРЕРАБОТКА

- 66 **Д. А. Чудиевич, Р. Ф. Гибадуллин, Р. Н. Утегенова**  
Исследование возможности применения активного угля ОУ-А в процессе очистки аминовых абсорбентов от продуктов их термического разложения
- 74 **А. А. Гулумян, Е. Б. Федорова, С. С. Круглов (мл.), С. С. Круглов (ст.)**  
Экспериментальное исследование процесса теплоотдачи в аппарате с вертикальными теплообменными элементами и перемешивающим устройством

### ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 84 **А. Г. Гречко**  
Зарубежный опыт повышения безопасности добычи углеводородов на континентальном шельфе после катастрофы на месторождении Макондо

### СОБЫТИЯ

События научной жизни

## 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 Lomonosov Moscow state university, Moscow
- **Nikolay 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, NIlgazekonomika 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](http://www.elibrary.ru)

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

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](mailto:rgo@gazo.ru)

### Postal address:

7/5, Lomonosovsky Prospekt, Moscow, 119261  
[www.gazo.ru](http://www.gazo.ru)

### Editorial office

✉ [journal@gazo.ru](mailto:journal@gazo.ru)

Managing editor

Natalya V. Petrova

Science editor

Vladimir P. Paronkin

Issued to print: 12.10.2023

Circulation: 300 copies

Index in the Joint Catalogue

«Press of Russia» – 40778

Periodicity – 4 issues per year

Distribution by subscription and mailing list

## CONTENT

### GEOLOGY

- 6 **U. S. Serikova, V. Yu. Kerimov**  
Main directions of technological development in the oil and gas production industry
- 18 **E. B. Grunin, I. A. Marakova, O. M. Veltistova, E. N. Motryuk, T. A. Ovcharova, M. Nurtazayeva**  
The concept of forecasting oil and gas prospective objects on the example of the Verkhnepechorskaya depression of the Timan-Pechora oil and gas basin
- 28 **S. A. Muminov, V. S. Zhukov**  
Investigation of the dependence of rock strength from the Astrakhan gas condensate field on their porosity structure

### DRILLING

- 40 **V. V. Shishlyaev, E. V. Shvachko, A. N. Vasiliev, V. P. Pimenov**  
Towards the selection of the optimal strategy for the initial stage of development of a well drilled in a coal seam

### FIELD DEVELOPMENT

- 50 **A. I. Ermolaev, B. N. Mirsayapov**  
Calculation of the number of wells intended for injection of carbon dioxide in geological structures
- 58 **I. V. Stonozhenko, A. A. Ploskov, O. V. Nikolaev, V. G. Vasiliev, A. V. Solomakhin**  
Technologies for the operation of gas wells at the late stage of field development: artificial concentric lift

### REFINING AND PROCESSING

- 66 **D. A. Chudievich, R. F. Gibadullin, R. N. Utegenova**  
Investigation of the possibility of using activated carbon OU-A in the process of purification of amine absorbents from their thermal destruction products
- 74 **A. A. Gulumyan, E. B. Fedorova, S. S. Kruglov Jr., S. S. Kruglov Sr.**  
Experimental study of the heat transfer process in an apparatus with vertical heat exchange elements and agitating device

### INDUSTRIAL SAFETY

- 84 **A. G. Grechko**  
Foreign experience in improving the safety of hydrocarbon production on the continental shelf after the disaster at the Macondo field

### EVENTS

- 98 **Events in the scientific community**

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.



Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 6–17

Обзорная статья  
УДК 338.1  
EDN XLMVZN

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ульяна Сергеевна Серикова<sup>1</sup>, Вагиф Юнус оглы Керимов<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

<sup>1</sup>lubava45@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

<sup>2</sup>kerimovvy@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

**Аннотация.** Цель статьи заключается в выявлении и характеристике основных направлений технологического развития в нефтегазодобывающей промышленности. Актуальность работы обусловлена, с одной стороны, традиционно высокой ролью нефтегазодобывающей промышленности в российской экономике, а с другой стороны, значительно усложнившимися условиями технологического функционирования и прогрессирования нефтегазодобывающих предприятий в условиях сужения санкционного кольца. В статье раскрывается понятие «аппарат технологического уклада», даются характеристики и описание этапов технологических укладов и соответствующих им темпов и специфики развития нефтегазодобывающей промышленности. Особое внимание акцентируется на шестом технологическом укладе, характеризующемся переходом к низкоуглеродной энергетике, нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии, в рамках которого сегодня и в среднесрочной перспективе развивается нефтегазодобывающая промышленность. Авторами постулируется, что шестой технологический уклад в нефтегазовой промышленности в первую очередь должен обеспечить интенсификацию про-

изводства, которая должна включать прорывные технологии. Чтобы обеспечить необходимые нормы прибыли в условиях падения спроса на углеводороды, нефтяным компаниям приходится повышать эффективность геологоразведочных работ. В свою очередь, повышение эффективности геологоразведочных работ требует модернизации операционной деятельности компаний, достижение которой возможно путем автоматизации производственных процессов на основе применения систем искусственного интеллекта (ИИ), направленного на создание интеллектуальных инструментов, устройств, комплексов и систем. В рамках интеллектуализации операционных процессов в нефтегазодобывающей промышленности основным проблемным вопросом является интеграция специализированных моделей искусственных нейронных сетей и методов машинного обучения в единую систему, обеспечивающую эффективное решение заданного комплекса задач в условиях априорной неопределенности, связанной с конкретными геолого-геофизическими, техническими и технологическими условиями и факторами. Решению данной проблемы и посвящена приоритетная часть данной работы.

**Ключевые слова:** нефтегазодобывающая промышленность, технологическое развитие, искусственный интеллект, нейронные сети, шестой технологический уклад

**Для цитирования:** Серикова У. С., Керимов В. Ю. Основные направления технологического развития в нефтегазодобывающей промышленности // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 6–17. EDN XLMVZN.

© Серикова У. С., Керимов В. Ю., 2023

© Serikova U. S., Kerimov V. Y., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):6-17

Review article  
UDC 338.1  
EDN XLMVZN

## MAIN DIRECTIONS OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT IN THE OIL AND GAS PRODUCTION INDUSTRY

Ulyana S. Serikova<sup>1</sup>, Vagif Yu. Kerimov<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Sergo Ordzhonikidze Russian state geological exploration university, Moscow, Russia

<sup>1</sup>lubava45@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

<sup>2</sup>kerimovvy@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

**Abstract.** The purpose of the article is to identify and characterize the main directions of technological development in the oil and gas industry. The methods of retrospective, graphical, statistical, system-structural analysis were used in the work. The relevance of the work is due, on the one hand, to the traditionally high role of the oil and gas industry in the Russian economy, and on the other hand, the significantly more complicated conditions for the technological functioning and progression of oil and gas companies in the context of the narrowing of the sanctions ring. The article reveals the concepts of the apparatus of the technological mode, provides detailed characteristics and descriptions of the stages of technological modes and the corresponding rates and specifics of the development of the oil and gas industry. Particular attention is focused on the sixth technological order, characterized by the transition to low-carbon energy, non-traditional and renewable energy sources, within which the oil and gas industry is developing today and in the medium term. The authors postulate that the sixth technological order in

the oil and gas industry, first of all, should ensure the intensification of production, which should include breakthrough and information technologies. In order to ensure the necessary profit margins in the face of falling demand for hydrocarbons, oil companies have to increase the efficiency of exploration. In turn, increasing the efficiency of geological exploration requires the modernization of the operating activities of companies, which can be achieved by automating production processes based on the use of artificial intelligence (AI) systems aimed at creating intelligent tools, devices, complexes and systems. As part of the intellectualization of operational processes in the oil and gas industry, the main problematic issue is the integration of specialized models of artificial neural networks and machine learning methods into a single system that provides an effective solution to a given set of tasks under conditions of a priori uncertainty associated with specific geological, geophysical, technical and technological conditions and factors. The priority part of this work is devoted to the solution of this problem.

**Keywords:** oil and gas industry, technological development, artificial intelligence, neural networks, the sixth technological order

**For citation:** Serikova U. S., Kerimov V. Yu. Main directions of technological development in the oil and gas production industry. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):6-17. (In Russ.). EDN XLMVZN.

### Введение

В современном мире человечество во многом зависит от углеводородов, которые связаны с национальной стратегией, развитием экономики и технологического уклада.

*Технологический уклад* – один из терминов теории научно-технического прогресса (НТП), принадлежащей ученому-экономисту Николаю Кондратьеву. Он пришел к идее существования больших экономических циклов, для которых характерен определенный уровень разви-



тия производительных сил («технологический уклад, цикл»). Начало каждого цикла характеризуется подъемом экономики, тогда как завершение – кризисами, за которыми следует этап перехода производительных сил на более высокий уровень развития. На основе этой и других теорий российскими экономистами и была разработана концепция технологических укладов. В начале 1990-х годов Д. С. Львовым и С. Ю. Глазьевым было введено понятие технологического уклада, который представляет собой совокупность технологий, характерных для определенного уровня развития производства, охватывающего замкнутый воспроизводственный цикл от добычи природных ресурсов и профессиональной подготовки кадров до непроизводственного потребления. Исходя из этой концепции, НТП позиционируется как драйвер экономического роста, формирующий длинные волны (циклы) экономического развития. Каждый такой цикл начинается, когда новый комплект инноваций поступает в распоряжение производителей. Основы последующего технологического уклада зарождаются, как правило, еще в период расцвета предыдущего, а иногда и предыдущего уклада. Критерием отнесения производства к определенному технологическому укладу является использование в данном производстве технологий, присущих этому укладу, либо технологий, обеспечивающих выпуск продукции, которая по своим техническим или физико-химическим характеристикам может соответствовать продукции данного уклада [1].

Ранние этапы развития общества отличаются низким уровнем развития техники, поэтому их уклады общественного развития принято относить к доиндустриальным, тип развития производства которых основывался на мускульной силе животных и человека, создании наиболее простых изобретений. С наступлением «эры машин» начался индустриальный период развития мирового сообщества, в котором принято выделять технологические уклады. В истории становления и развития нефтегазового комплекса в России и бывших советских республиках выделяются пять технологических укладов.

**Первый технологический уклад** охватывает 1710–1840 годы и совпадает с первой промышленной революцией, связанной с использованием энергии воды, что привело к механизации труда и внедрению новых технологий. Освоение нефтегазовых ресурсов продолжалось с применением колодезной добычи нефти. К примеру, в этот период в Баку было 72 нефтяных колодца, а также ряд других нефтяных источников вдоль западного побережья Каспия.

**Второй технологический уклад**, охватывающий 1840–1920 годы, в связи с тем, что основным ресурсом была нефть, может быть назван «Эпохой нефти». В 1846 году впервые в мире было начато бурение нефтяной скважины на месторождении Биби-Эйбат (Бакинский нефтяной район), а через 10–11 лет – в Пенсильвании (США). В конце 1909 года началась засыпка песком Биби-Эйбатской бухты, что позволило добывать нефть на Каспийском море. В 1879 году насчитывалось уже 126 отдельных фирм и предпринимателей, добывавших

нефть на площади в 411 десятин, из которых казенных земель было 259 десятин, частновладельческих – 152.

**Третий технологический уклад** (1920–1946) получил название «Эпоха стали» и совпадает со второй промышленной революцией. Основным ресурсом является электрическая энергия, на основе которой произошло развитие тяжелого машиностроения и электротехнической промышленности. Множество открытий было сделано в области химии. 1920–1930-е годы стали для советской нефтяной промышленности годами важных технологических достижений. Повсеместно начала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки.

**Четвертый технологический уклад** (1946–1990). Начиная с 1946 года идут интенсивные геологоразведочные работы на нефть и газ, работы по вводу в эксплуатацию обнаруженных в море нефтяных месторождений. Этот уклад может быть назван «Эпохой морской нефти». В целом его основным ресурсом является энергия углеводородов. Получает дальнейшее развитие энергетика с использованием нефти, нефтепродуктов, газа, средств связи, новых синтетических материалов. Характерно также начало ядерной энергетики. Это период массового производства в мире автомобилей, тракторов, самолетов, различных видов вооружения, что требовало увеличения добычи углеводородов [2]. Широкое распространение компьютеров и программных продуктов. Использование атомной энергии в военных и мирных целях.

**Пятый технологический уклад** (1990–2030) охватывает современный этап развития нефтегазового комплекса, начался после приобретения в 1991 году независимости советскими республиками. Он характеризуется внедрением инновационных технологий, используемых в вычислительной, оптико-волоконной технике, программном обеспечении, телекоммуникациях, роботостроении, при производстве и переработке нефти и газа, оказании информационных услуг, а также производстве, основанном на использовании космической техники, химии новых материалов с заданными свойствами.

Современное состояние технологического уклада, в том числе разработки и освоения месторождений нефти и газа, в бывших советских республиках весьма различное. Технологические уклады и подходы к привлечению компаний-разработчиков нефтегазовых проектов в этих странах также различные. Если Россия делает упор на участие в проектах отечественных крупных нефтегазовых компаний, то Азербайджан, Казахстан и Туркменикия активно сотрудничают с иностранными компаниями, что позволило им внедрить современные инновационные технологии [3].

Сегодня нефтегазовая промышленность стоит на пороге шестого технологического уклада. Для получения максимально подробного облика нефтегазовой отрасли в рамках формирования новых технологических укладов необходимо выделить перспективные технологические направления, которые получат свое развитие в будущем, и временные рамки «продолжительности жизни» нефтегазового сектора. В настоящее

время нефтегазовая промышленность сталкивается с проблемами, влияющими на развитие технологических направлений.

### Переход к низкоуглеродной энергетике, нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии

**Шестой технологический уклад в мире** – это время «энерго-экологической революции». Одной из главных задач уклада является переход к новой энергетической парадигме, основанной на технологиях, которые не способствуют изменению климата. Необходимо активно сокращать выбросы от унаследованных активов, которые, вероятно, будут продолжать играть значительную роль в мировом энергетическом балансе в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

Одним из направлений установления шестого технологического уклада является переход к низкоуглеродной энергетике. Мировая экономика в настоящее время взяла курс на рациональное сочетание традиционных и новых источников энергии. Энергопотребление в мире к 2025 году может возрасти до 30–38 млрд тонн условного топлива (т.у.т.), а к 2050 году – до 60 млрд т.у.т. Характерной тенденцией развития мировой экономики в этот период будет систематическое снижение доли органического топлива и компенсирующий рост доли нетрадиционных возобновляемых энергетических ресурсов [1].

К нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии относятся: солнечная, ветровая, геотермальная, энергия морских волн, приливов и океана, энергия биомассы, древесины, древесного угля, торфа, тяглового скота, битуминозных песчаников и гидроэнергия больших и малых водотоков. Низкоуглеродные альтернативы, такие как ветер и солнечная энергия, достигли ценовых уровней, при которых они экономически конкурентоспособны на рынке. Потенциальные возможности нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в мире огромны и составляют миллиарды тонн т.у.т. [4].

Важнейшим направлением является переход к водородной энергетике. Ключевым моментом осуществления «водородной экономики / водородной цивилизации» будет наличие «дешевых», экологически приемлемых и целесообразных методов получения водорода. Наиболее логично было бы для производства этого экологически чистого энергоносителя использовать возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Наряду с совершенствованием промышленных способов получения водорода перспективы связаны с поиском и добычей скоплений природного водорода, непрерывно генерируемых в недрах Земли. В настоящее время в России выявлено более 2 тыс. точек выходов водорода из недр. Для мониторинга водородной дегазации Земли на территории суши и морских акваторий, а также при геологоразведочных работах на водород рекомендуется внедрение трехуровневой системы мониторинга, диагноза и прогноза, включающей: мониторинг космический, с беспилотных аппаратов и подземной геологической среды на базе геофизической обсерватории в реальном масштабе времени.

### Интенсификация производства, применение прорывных решений и информационных технологий в производстве

Шестой технологический уклад в нефтегазовой промышленности в первую очередь должен обеспечить интенсификацию производства, которая должна включать прорывные и информационные технологии. Чтобы обеспечить необходимые нормы прибыли в условиях падения спроса на углеводороды, нефтяным компаниям приходится повышать эффективность геологоразведочных работ. При этом существующие производственные процессы близки к своему технологическому пределу и не могут обеспечить требуемый прирост эффективности за счет их модернизации. Желаемый результат может принести внедрение в производство прорывных решений (рисунок 1) [5].

Стандартные технологии не могут обеспечить решение нестандартных задач, так как в этой области они крайне малоэффективны и предполагают существенные временные и материальные затраты даже для обеспечения небольшого прироста в качестве. Преимущество прорывных технологий состоит в том, что они обеспечивают высокую производительность при решении как стандартных, так и нестандартных задач.

Активно развивающиеся компьютерные технологии и академическое знание формируют хорошую базу для возникновения инновационных идей. Однако, несмотря на существующий потенциальный запрос со стороны нефтяных компаний, создаваемые прорывные технологии не находят широкого применения в секторе upstream и зачастую не преодолевают стадию прототипа, а цифровая трансформация производства

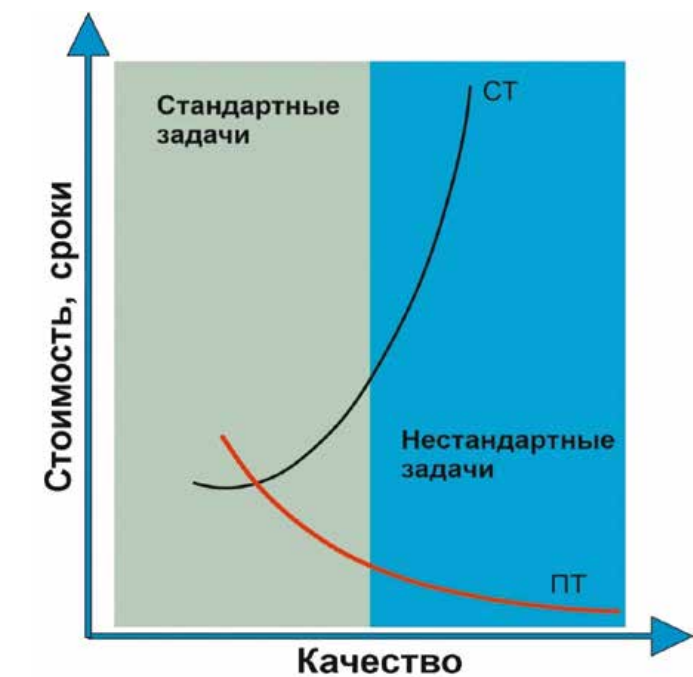


Рисунок 1 – Стандартные технологии (СТ) и прорывные технологии (ПТ)



при этом протекает медленно и не обеспечивает желаемый результат.

Основная причина, по которой многие прогрессивные идеи не трансформируются в рабочий технологический процесс, состоит в отсутствии механизма, позволяющего тестировать их в условиях производства. Традиционно апробация осуществляется в рамках единственного пилотного проекта, по результатам которого принимается решение о дальнейшем использовании или неиспользовании тестируемого решения. Такой подход крайне малоэффективен, так как предполагает, что прорывную технологию можно разработать, отталкиваясь только от идеи, а тестирование на одном объекте не позволяет оценить устойчивость предлагаемого решения в различных геологических условиях. На самом деле создание технологии происходит в процессе преодоления текущих производственных проблем на множестве объектов. Ключевой момент здесь состоит в том, что реальные геологические задачи влияют на развитие технологии [6].

Вторым по значимости негативным фактором является абсолютная ориентированность производственного процесса на стандартные технологии. При подготовке программы исследований, технических или геологических заданий заказчики работ формулируют задачи исходя из доступных инструментов и методов, а также сложившихся стереотипов. Зачастую такие документы содержат требования в деталях следовать определенному workflow: например, графу обработки сейсмических данных, а в худшем случае предполагают использование конкретного программного обеспечения. Это приводит к формированию шаблонных ТЗ, где меняется только название объекта исследования, а заказчик из года в год получает одни и те же результаты: 6–8 карт по опорным и 2–3 по целевым горизонтам, которые просто не могут снизить неопределенности при принятии решений, так как не привносят новой геологической информации [7].

Такая ситуация фактически исключает спрос на новые технологии, которые по своей сути нацелены не только на более эффективное решение стандартных задач, но и на возможность постановки более сложных, обеспечивающих извлечение большего количества полезной информации из геолого-геофизических данных и снижение рисков.

Пресловутый человеческий фактор – это также существенный барьер на пути прорывных технологий. На уровне менеджмента логика очевидна, и при наличии ответственности за принятие решения об использовании традиционного или инновационного подхода в проекте выбор будет сделан в пользу менее рискованного традиционного решения, которое с учетом прошлого опыта может обеспечить ожидаемый результат за определенное время и деньги. На уровне экспертов и специалистов также понятна мотивация по сохранению устоявшихся технологических процессов, так как они являются экспертами и специалистами в области стандартных подходов и зачастую инициаторами и носителями существующих производственных практик. Любая инновация, привнесенная извне, рассма-

тривается как конкурирующая и порождает конфронтацию [8].

Требования к закупочной деятельности нефтяных компаний окончательно закрывают дверь перед новыми технологиями по следующим основаниям:

- прорывные технологии, как правило, предлагаются новыми игроками на рынке услуг;
- инновационные подходы предполагают применение высокотехнологичных решений, обеспечивающих снижение сроков и себестоимости работ за счет автоматизации, то есть уменьшения числа задействованного персонала, и применения алгоритмов, не требующих значительных производственных мощностей [5].

Стандартные технологии сейсмической интерпретации достигли своего технологического предела и не могут обеспечить требуемый в настоящее время уровень эффективности. Так, в целях оптимизации управления проектами и своевременного принятия решений нефтяные компании нуждаются в двукратном сокращении сроков камеральных работ. При этом предполагается одновременное увеличение качества получаемых геологических моделей. Удовлетворение такого запроса за счет модернизации стандартных решений невозможно. Единственный путь – запуск инновационных прорывных технологий. Однако даже при наличии таких технологий их использование тормозится по ряду причин. Наиболее труднопредодолимой проблемой является сложность внедрения прорывных технологий в производство, так как обеспечиваемый скачок эффективности результирующего продукта предполагает и новый подход к достижению желаемого результата: смену устаревших парадигм и принципиальную модернизацию всего производственного процесса (рисунок 2, см. с. 11).

Речь идет об инновационной разработке – технологии полнообъемной сейсмической интерпретации SAI-SVision, которая обеспечивает получение геологических моделей на качественно новом уровне и полностью меняет парадигму организации камеральных работ и в целом всего производственного процесса.

При стандартном подходе последовательно выполняется серия процедур с неоднозначным результатом. То есть до завершения работы трудно оценить ее экономический эффект, так как неизвестно, сколько перспективных объектов будет выявлено, каков их ресурсный потенциал, насколько затратной окажется их разработка и т. д. [9].

В случае полнообъемной интерпретации информации о наличии и размерах всех объектов как антиклинального, так и стратиграфического типа мы получаем уже через пару дней после завершения этапа обработки. В частности, на одном из пилотных проектов было продемонстрировано, что за 8 месяцев камеральных работ опытная сервисная компания, применяя стандартную технологию, не смогла предоставить дополнительной геологической информации об объекте исследования (по сравнению с той, которая была получена с применением технологии SAI-SVision через два дня после начала работ) [10].



Рисунок 2 – Прорывная vs стандартная технология

При проведении реорганизации существующих производственных процессов существенный экономический эффект от внедрения технологии SAI-SVision может быть достигнут на текущем уровне ее развития, так как быстрое получение структурной модели позволяет сократить сроки работ за счет распараллеливания технологических процессов, привлечь больше методов для комплексирования, увеличить эффективность за счет использования единой структурной основы.

Дальнейшее развитие технологии в направлении ее применения на стадии обработки сейсмических данных позволит повысить качество глубинно-скоростной модели и соотношения «сигнал – шум», обеспечит еще большее сокращение сроков камеральных работ.

Последующая разработка и интеграция седиментационного модуля SAI-SVision позволит трансформировать сейсмические данные непосредственно в трехмерный грид литофаций – основу для детального прогнозирования флюидонасыщения, геомеханических характеристик разреза, моделирования резервуара.

Для высокорентабельной разработки месторождений нефти и газа необходимо создание «умных» нефтегазовых комплексов, характеризующихся высокой степенью автоматизации, безлюдными добычными комплексами, интеллектуальными системами управления технологическими, энергетическими, транспортными, производственными процессами («умный» транспорт, энергетические сети, использование воды, снабжение и маркетинг нефти, газа и нефтепродуктов) (А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин [5, 6]).

В ИПНГ РАН под руководством академика А. Н. Дмитриевского разрабатывается технологическая платформа «Ресурсно-инновационная модель нефтегазового месторождения реального времени» с использованием системного подхода при внедрении отечественных и зарубежных прорывных технологий в нефтегазовую промышленность. Реализация данной технологической платформы создаст необходи-

мый научно-технический базис для модернизации нефтегазовой отрасли экономики и прогресса во всей технологической цепочке производства нефти и газа. Создание «умного» нефтегазового комплекса требует нового мышления и технологий с тем, чтобы сделать добычу нефти и газа более эффективной, интегрированной и экологически ответственной. «Умный» нефтегазовый комплекс ориентирован на существенный рост производительности труда, сокращение трудовых, материальных ресурсов, снижение капитальных и эксплуатационных затрат, нивелирование техногенного воздействия на окружающую среду [12].

Количество «умных» скважин первого поколения в мире на 01.01.2013 составляет 900, из них 40 – в России. Технология проводки «умных» скважин первого поколения типов «Змея» и «Дракон» позволяет увеличить продуктивность горизонтальных скважин на 20–30 % за счет строительства горизонтальных и боковых стволов с учетом геологических и тектонических особенностей строения коллекторов. Скважины типа «Змея» применялись для разработки месторождения Champion West в Брунее (Южно-Китайское месторождение). На месторождении была построена безлюдная морская платформа и пробурены десятки «змеиных» скважин с «умным» заканчиванием до 8 км по длине ствола, из них 4 км – по простиранию залежи. Дебит «змеиной» скважины достигает 2000 т/сут. Месторождение Champion West успешно осваивается: дебит на пике добычи составил 9 000 т/сут.

Создание «умных» скважин второго поколения находится на стадии опытно-пилотных испытаний. Десятки тысяч оптоволоконных сенсоров в «умной» скважине второго поколения расположены спирально на расстоянии до 1 см друг от друга на обсадной колонне и встроены в песчаный экран, каждый из сенсоров измеряет субмикронные деформации. Они фиксируют все трубные напряжения, в том числе: осевые нагрузки (сжатие и напряженность), смятие труб (потеря овальной фор-



мы), температуру, давление. «Умная» скважина второго поколения позволит проводить мониторинг и контроль выработки запасов на протяжении всего жизненного цикла месторождения нефти и газа. В РФ 13 месторождений с элементами «умных» технологий первого поколения: «Роснефть» (Ванкорское, Приобское, Одопту – «Сахалин-1»); TNK-BP (Уватская группа месторождений (Урненское), Каменное, Самотлорское, Варьеганское); «Татнефть» (Ромашкинское); «Лукойл» (Западная Курна – 2; Кокуйское ГНМ); «Газпром» (Пильтун-Астохское и Лунское НГМ – «Сахалин-2»); «Газпромнефть» (Муравленковское ГКМ, 2011).

Концепция построения иерархической системы управления нефтегазовым комплексом, предложенная А. Н. Дмитриевским и Н. А. Ереминым [5, 6], выделяет четыре уровня управления: инструментальный уровень (первый) – применение оптоволоконных сенсоров, датчиков для непрерывного сбора данных работы подземного, подводного и поверхностного оборудования, скважин в основных технологических процессах; информационный уровень (второй) – анализ большого объема геолого-промысловой информации (Big Data); операционный уровень (третий) – применение систем управления процессами добычи нефти и газа типа SCADA, систем типа MES для «умных» энергосистем, «умных» транспортных систем, водопользования; управленческий уровень (четвертый) – использование интегрированных интеллектуальных информационных систем типа ERP для оперативного и стратегического управления нефтегазовым комплексом в целом (рисунок 3).

Таким образом, дальнейшее развитие технологического уклада позволит постепенно включать в процессы геологоразведки, добычи и переработки когнитивные технологии, предполагающие обучение компьютерных систем и выполнение задач, которые обычно требуют привлечения человеческого разума, с помощью элементов искусственного интеллекта. Новые

технологии призваны увеличить его эффективность за счет повышения качества использования существующего энергетического потенциала залегающих в пласте углеводородов и быстрого реагирования на малейшие изменения в углеводородных системах. Это применение в развитии нефтегазовой промышленности нанотехнологий (нанопластика, наноматериалы, оптические наноматериалы, наносистемная техника, наноборудование), технологий, используемых в геномной инженерии, водородной энергетике и для создания искусственного интеллекта и глобальных информационных сетей. Синтез достижений на этих направлениях должен привести к созданию, например, квантового компьютера, искусственного интеллекта и в конечном счете обеспечить выход на принципиально новый уровень в системах управления нефтегазовой промышленностью [6].

### Внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ) и цифровая трансформация геологоразведочных работ

Одной из основных проблем при разработке и внедрении систем ИИ в нефтегазовой отрасли является проблема доступности данных, организация их сбора, структурирования, хранения и распределения потребителям. В настоящее время нефтяная и газовая промышленность достигли значительных успехов в улучшении производительности бурения, добавив высокотехнологичные скважинные инструменты и датчики, изменив классические процедуры бурения и используя самые современные системы наземных буровых установок. Прогресс в оптимизации процессов строительства нефтяных и газовых скважин на основе использования постоянно доступных исторических и оперативно получаемых геолого-геофизических и технологических данных оказался незначительным. Оснащение буровика и инженеров конкретными быстрыми решениями, основанными на внедрении технологий искусственного



Рисунок 3 – Иерархия управления «умным» нефтегазовым комплексом в режиме реального времени (А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин) [13]

интеллекта при моделировании и обработке полевых данных в реальном времени, теперь является ключом к повышению операционной эффективности и снижению затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин, обеспечении производственной и экологической безопасности.

Основными векторами развития в этом направлении являются:

- создание современных интерактивных сред для обеспечения сбора, систематизации и анализа всей оперативной информации в режиме реального времени и обеспечение на этой основе проактивного управления процессом строительства скважин (месторождений);
- автоматизация производственных процессов на основе внедрения систем искусственного интеллекта;
- создание и внедрение новых ИИ-инструментов для дистанционного мониторинга и управления операционной деятельностью;
- использование интегрированных кросс-функциональных показателей эффективности систем ИИ и деятельности компании в целом, позволяющих оптимизировать все этапы их операционной деятельности.

Вследствие масштабы и сложности данной задачи она не может решаться без внедрения современных методов искусственного интеллекта и инновационных информационных технологий с непосредственным участием в проектах ИТ и сервисных компаний, а также профильных научных организаций [14].

Примером может служить деятельность компании Equinor, ставшей одним из основателей инициативы OSDU (Open Subsurface Data Universe™), глобального сотрудничества между большинством крупнейших мировых операторов и сервисных фирм в определении стандартов для архитектуры открытых данных для недр, создания открытых банков данных геолого-технологической информации, формируемых от проектирования и строительства скважин до сопровождения их на всех этапах жизненного цикла. При проектировании новых скважин и месторождений используются накопленные данные, интегрированные на основе облачных технологий [15].

Все более широкое внедрение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин приводит к растущему в геометрической прогрессии количеству и большей специализации моделей искусственных нейронных сетей, настроенных на решение различных целевых задач, среди которых планирование разработки, оптимизация технологических режимов, прогнозирование различных типов осложнений при бурении (прихваты, поглощения, ГНВП, износ долота и др.) нефтяных и газовых скважин.

Очевидно, что для запуска цифровой трансформации в компании чрезвычайно важно, но недостаточно осознавать прикладную значимость прорывных технологий и понимать необходимость их внедрения в геологоразведку. Даже само по себе формирование подразделений по цифровизации не обеспечит желаемого

эффекта, пока привлечение, развитие и внедрение инновационных подходов не станет неотъемлемой частью существующего производственного процесса [16].

Часть озвученных проблем, стоящих на пути цифровой трансформации, может быть решена на административном уровне, другие требуют глубокой проработки. Например, адаптировать правила закупочной деятельности в целом несложно.

Привлечение внешних креативных команд и организация их совместной работы со специалистами и экспертами компании над текущими проектами позволят решить сразу две проблемы: человеческого фактора и ориентированности производственного процесса на устоявшиеся практики. При этом тестирование прорывных технологий в рамках научно-исследовательских работ одновременно с выполнением проекта по стандартной технологии здесь представляется логичным, но непростым для реализации решением. Сложность состоит в том, что такой подход не оправдывает ожиданий, если не будет решен вопрос формализации независимых критериев и понятной количественной оценки эффективности применения тех или иных технологий.

Отталкиваясь, на наш взгляд, здесь следует от поставленных перед проектом геологических задач, и основным критерием, соответственно, будет являться их решенность или нерешенность, второстепенными – сроки выполнения работ, экономический эффект, а также ценность полученной геологической информации с точки зрения снижения неопределенностей при принятии управленческих решений.

Основная задача информационных технологий заключается в снижении до минимума уровня затрат на добычу нефти и газа путем разработки и внедрения технологий разработки месторождений (smart-технологий), направленных на автоматизацию (измерение дебита скважины в устье, расхода воды, нефти и газа), проведение диагностики, управление различными системами в режиме реального времени. Smart-технологии реализуются через установку систем сверхточных датчиков и инструментов управления процессами в режиме online. Широкое внедрение технологии второй информационной революции – облачные хранилища данных, а также технологии бизнес-аналитики Big Data.

Цифровая модернизация производства – это процесс преобразования нефтегазового дела путем интеллектуализации, суперкомпьютеризации, оптимизации и роботизации за счет смены парадигмы его развития, которая приводит к массовой и масштабной смене моделей нефтегазового бизнеса и производства, наилучшие из которых переносятся на всю нефтегазовую экосистему.

Обеспечение эффективности в нефтегазовой отрасли требует фокусировки внимания на ключевых факторах, влияющих на операционную деятельность компаний. Важнейшим из таких факторов является внедрение автоматизированных производственных процессов на основе систем искусственного интеллекта (ИИ), направленного на создание интеллектуальных инструментов, устройств, комплексов и систем. Его применение для решения сложных проблем в нефтега-





Рисунок 4 – Жизненный цикл организации (И. Адизес)

зовой отрасли становится все более востребованным (Бобб, 2018; Дьяконов и др., 2017; Еремин, 1994; Ивлев и др., 2018; Кабанихин и др., 2018; Казначеев и др., 2016; Djamaluddin et al., 2019).

Основные пути развития цифровых технологий [17] связаны с системами искусственного интеллекта (машинное обучение, углубленное машинное обучение), ботосферой (роботизация, боты, дроны) и виртуальной реальностью (дополненная реальность, цифровой двойник, смешанная реальность). Модели цифровой модернизации нефтегазового производства, используемые различными компаниями, близки между собой. Падение стоимости технологий добычи за счет цифровой модернизации делает нефть и газ более дешевыми для конечного пользователя.

Методы искусственного интеллекта разрабатываются и внедряются во всем мире благодаря возможностям выявления физически скрытых процессов и явлений, прогностическому потенциалу и гибкости. В настоящее время в области применения информационных технологий в нефтегазовой отрасли сложился облик универсальных информационных систем – единая цифровая платформа с возможностью создания программного интерфейса API для взаимосвязи с объединенными ресурсами компании-разработчика и потребителей разных уровней. В отличие от этого, в области ИИ отсутствуют единые подходы по объединению специализированных систем, методов и решений (ИНС, методы машинного обучения, системы поддержки принятия решений, экспертные системы) на базе единой цифровой платформы ИИ, позволяющей работать с большими объемами неструктурированных данных. При этом основным проблемным вопросом является интеграция специализированных моделей искусствен-

ных нейронных сетей и методов машинного обучения в единую систему, обеспечивающую эффективное решение заданного комплекса задач в условиях априорной неопределенности, связанной с конкретными геолого-геофизическими, техническими и технологическими условиями и факторами. Применительно к проблеме реализации системного подхода при внедрении методов ИИ для решения задач повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин встает вопрос: на какой основе возможно объединение таких разнородных моделей, как прогнозирование различных процессов по своей природе осложненных: поглощений, газонефтеводопроявлений и др.?

Поэтому основным направлением решения данной проблемы в нефтегазовой отрасли является агрегирование разнородных программно-алгоритмических комплексов (ПАК) ИИ в единую систему. Под агрегированием разнородных ПАК ИИ понимается их объединение в самообучающуюся систему на основе унифицированных алгоритмов самоорганизации ИИ, образующих единую smart-среду (платформу).

Данная парадигма самоорганизующейся ИИ-системы как новейшая концепция динамической адаптации к условиям конкретного нефтегазового производства позволит обеспечивать интеграцию перспективных нефтегазовых технологий на основе внедрения smart-платформы агрегирования разнородных ПАК ИИ. Разработку новых smart-технологий ИИ для нефтегазовой отрасли планируется реализовать в рамках создания Интегрированного центра нефтегазовых технологий на базе агрегированной системы искусственного интеллекта, создание которого позволит перейти на качественно новый технологический уровень решения всего комплекса задач нефтегазовой отрасли.

### Основные принципы и технологии проектного управления

Деятельность нефтяных и газовых компаний, которые занимаются геологоразведочными работами, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией углеводородов, приносящая непосредственный доход предприятию, осуществляется в рамках технологических и деловых процессов, которые координируются соответствующими проектами. Получение доходов невозможно без создания, поддержки и развития необходимой инфраструктуры в области геологоразведочных работ и добычи нефти и газа, бурения скважин, сервисного обслуживания различных процессов, строительства трубопроводов, хранилищ и т. д. Объем этих работ так значителен, а влияние качества и своевременности их выполнения столь велико, что современные нефтяные и газовые компании можно смело отнести к классу проектно-ориентированных компаний.

Прежде чем внедрять проектное управление, нужно проанализировать и определить стадию жизненного цикла, которую проходит в своем развитии любая организация. Необходимо четко понимать, на какой стадии жизненного цикла находится компания и способна ли она в настоящий момент к подобным изменениям или нет. За основу можно взять модель жизненного цикла организации (рисунок 4, см. с. 14), которую предлагает И. Адизес в своей книге «Управление жизненным циклом корпорации». Согласно этой модели, каждая компания проходит через десять стадий жизненного цикла: выхаживание, младенчество, «давай-давай», юность, расцвет, стабильность, аристократизм, ранняя бюрократизация, бюрократизация и смерть. Основные процессы компаний и предприятий, занятых геологоразведочными работами, поисками, разведкой и добычей углеводородов, определяются жизненным циклом месторождения (рисунок 5).

Внешний вид этого цикла порождает аналогии с жизненными циклами других объектов (информационной системы, здания, продукта или услуги и т. д.), включающими инвестиционную стадию (направленную на создание объекта), стадию эксплуатации объекта (направленную на извлечение дохода) и стадию ликвидации объекта.

Моделирование и математические методы для решения задач, стоящих перед каждым этапом и стадией жизненного цикла месторождения углеводородов (рисунок 5), зависят от избранной платформы анализа данных и компьютерных технологий. Численное моделирование углеводородных систем проводится на разных этапах геологоразведочных работ путем применения серии проектов, направленных на реализацию задач отдельных стадий и этапов, на основе анализа данных и разработки новых, а также адаптации существующих технологий.

Как правило, подавляющий объем работ всех стадий выполняется в проектной форме. Работы некоторых стадий исполняются в основном в рамках соответствующих технологических процессов, однако значительный объем работ, связанных с реконструкцией, модернизацией и ремонтом объекта, может и должен выполняться также в проектной форме. Таким образом, жизненный цикл любого объекта (в том числе месторождения) может быть представлен как серия проектов, направленных на реализацию отдельных стадий, этапов и других более мелких элементов жизненного цикла. Учитывая масштаб работ, выполняемых нефтегазодобывающими компаниями и предприятиями, задачи объединения разнородных работ в проекты и их организационного оформления являются достаточно сложными. Иногда целесообразно создание комплексных проектов. Примером комплексного проекта может служить совокупность работ, выполняемых на региональном и по-



Рисунок 5 – Технологии моделирования и программы анализа информации на отдельных этапах геологоразведочных работ и разработки месторождений углеводородов



исково-оценочном этапах геологоразведочных работ. Основным содержанием этих работ является проведение комплекса геолого-геофизических мероприятий, бурение поисково-оценочных скважин, моделирование углеводородных систем, оценка ресурсов и запасов и лицензирование, по результатам которых принимается решение о проведении дальнейших работ в соответствии с жизненным циклом месторождения. Все эти мероприятия выполняются непосредственно командой проекта. Однако основные процессы жизненного цикла месторождения невозможно реализовать без поддержки со стороны вспомогательных процессов. В частности, для комплексного проекта геологоразведочных работ на различных этапах и стадиях приходится привлекать специалистов в таких областях, как закупки и снабжение, транспортное обеспечение, управление кадрами, построение и анализ моделей скважины, проектирование и строительство, юридическое обеспечение.

Организационная структура нефтяных и газовых компаний и предприятий выстроена по функциональному принципу, поэтому реализация процессов в этих областях осуществляется соответствующими профильными подразделениями: предприятиями-подрядчиками и субподрядчиками. Это означает, что часть работ, непосредственно влияющая на успешность выполнения комплексного проекта, вынужденно выпадает из зоны влияния руководителя проекта, оставаясь при этом в зоне его ответственности. Организация этой части работ полностью является прерогативой функциональных руководителей соответствующих подразделений. Возможно (но необязательно), эти работы в свою очередь будут организованы как проекты, которые станут подпроектами комплексных проектов «Геологоразведочные работы» или «Поиск месторождения» и др.

Таким образом, участниками комплексных проектов нефтяных и газовых компаний и предприятий являются многие подразделения: планирующие и контролируемые ход проектов и подпроектов, обеспечивающие эти проекты финансовыми, материально-техническими и человеческими ресурсами, выполняющие научно-исследовательские, опытно-конструкторские, проектно-изыскательские и строительные работы. В такой ситуации одним из ключевых элементов в организации проекта является создание таких органов управления проектом, которые позволили бы осуществлять планирование, мониторинг, контроль, анализ проекта и выработку сбалансированных управленческих решений, учитывающие мнение всех заинтересованных сторон на разных уровнях ответственности. В настоящее время проектное управление прочно вошло в жизнь рос-

сийских компаний, в том числе в нефтегазовой отрасли. Многие компании активно внедряют практику проектного управления в свои бизнес-процессы и постоянно обучают сотрудников техникам управления проектами. Сегодня, чтобы стать профессионалом практически в любой области бизнеса, каждому специалисту абсолютно необходимо владеть навыками проектного управления. Сейчас это входит в базовый набор компетенций высококлассного сотрудника в любой компании, независимо от ее размера и отрасли.

### Заключение

Основными направлениями перехода к шестому технологическому укладу в нефтегазовой отрасли являются: интенсификация производства, которая должна включать прорывные и информационные технологии; внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ), основными векторами развития которых являются создание современных интерактивных сред для обеспечения сбора, систематизации и анализа всей оперативной информации в режиме реального времени и обеспечение на этой основе проектного управления процессом строительства скважин (месторождений), автоматизация производственных процессов на основе внедрения систем искусственного интеллекта, создание и внедрение новых ИИ-инструментов для дистанционного мониторинга и управления операционной деятельностью; использование интегрированных кросс-функциональных показателей эффективности систем ИИ и деятельности компании в целом, позволяющих оптимизировать все этапы их операционной деятельности; переход к низкоуглеродной энергетике на основе использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Новые технологии, призванные увеличить эффективность нефтегазовой отрасли, направлены на повышение качества использования энергетического потенциала залегающих в пласте углеводородов, а также на быстрое реагирование на малейшие изменения в углеводородных системах. Такие задачи решают с помощью нанотехнологий, геной инженерии, водородной энергетики, искусственного интеллекта и глобальных информационных сетей.

Высокорентабельную разработку нефтегазовых месторождений могут обеспечить «умные» нефтегазовые комплексы с высокой степенью автоматизации и автономности, включающие интеллектуальные системы управления всеми процессами – технологическими, энергетическими, транспортными, производственными и т. д.

### Список источников

1. Андреева М. Е. Технологические уклады современной экономики // Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. URL: <http://www.study.urfu.ru/Aid/ViewMeta/13457>.
2. Богоявленский В. И. Современные технологии геологоразведочных работ и стратегия развития нефтегазовой отрасли в Арктике и мировом океане // Нефтегаз Дайджест. 2018. № 2. С. 45–60.
3. Вдовина А. А. Перспективные технологии нефтегазовой отрасли в рамках формирования новых технологических укладов общественного развития // Вопросы инновационной экономики. 2018. № 1. С. 78–90.
4. Глазьев С. Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса. М.: Экономика, 2010. 255 с.

5. Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А. Инновационные технологии освоения нефтяных месторождений в режиме реального времени // Oil & Gas Journal. URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_7/eremin.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_7/eremin.pdf).

6. Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А. Интеллектуальные месторождения – состояние и перспектива // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 10. С. 30–45.

7. Еремин Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учеб. пособие для вузов. М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2008. 244 с.

8. Еремин Н. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: Учеб. пособие для вузов: в 2 кн. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. Кн. 1. 200 с.

9. Керимов В. Ю. Водородная дегазация Земли и геологические предпосылки ее поисков и добычи // Горный журнал. 2022. № 8. С. 75–81.

10. Керимов В. Ю., Лавренова Е. А., Косьянов В. А., Горбунов А. А., Мустаев Р. Н. Проблемы внедрения прорывных технологий в производство геологоразведочных работ // Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы: 9-я Международная геолого-геофизическая конференция, Санкт-Петербург, 16–19 ноября 2020 года. Москва: Общество с ограниченной ответственностью «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2020. С. 18.

11. Конторович А. Э. Оценка мировых ресурсов и прогноз уровней добычи нефти в мире в XXI веке // Геология и геофизика. 2009. № 4. С. 322–329.

12. Лавренова Е. А., Керимов В. Ю., Косьянов В. А., Горбунов А. А., Мустаев Р. Н. Полнообъемная сейсмическая интерпретация – стратегическая инновация в сейсмогеологическом анализе // Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы: 9-я Международная геолого-геофизическая конференция, Санкт-Петербург, 16–19 ноября 2020 года. Москва: Общество с ограниченной ответственностью «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2020. С. 17.

13. Хуторской М. Д., Керимов В. Ю., Косьянов В. А. Возобновляемая и нетрадиционная энергетика – мировые и отечественные тенденции развития. Москва: МГРИ – Российский государственный геологоразведочный ун-т им. Серго Орджоникидзе, 2021. 175 с.

14. Gorbunov A., Lavrenova E. (2018). SAI-advanced solution to geologic objectives. Preprint. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.30054.47689>.

15. Гулиев С., Мустаев Р. Н., Керимов В. Ю., Юдин М. Н. Дегазация Земли: масштаб и последствия // Горный журнал. 2018. № 11. С. 38–42.

16. Lavrenova E., Gorbunov A., Kerimov V., Kosyanov V. Strategic innovation in hydrocarbon exploration. Conference Proceedings, Progress'19, 2019. Vol. 2019.

17. Lavrenova E., Kerimov V., Gorbunov A., Mustae R. Scalable Basin Modeling – an Application for Petroleum Exploration. Conference Proceedings, Geomodel 2019, Sep. 2019, Vol. 2019, pp. 1–5.

### References

1. Andreeva M. E. Technological Patterns of Modern Economy // Ural Federal University named after the First President of Russia B. N. Yeltsin. (In Russ.). URL: <http://www.study.urfu.ru/Aid/ViewMeta/13457>.

2. Bogoyavlensky V. I. Modern technologies of geological exploration and the strategy of oil and gas industry development in the Arctic and the world ocean // Neftegaz Digest. 2018. No. 2. P. 45–60. (In Russ.).

3. Vdovina A. A. Perspective technologies of the oil and gas industry within the framework of the formation of new technological modes of social development // Issues of innovative economics. 2018. No. 1. P. 78–90. (In Russ.).

4. Glazhev S. Y. Strategy of advanced development of Russia in the global crisis. Moscow: Ekonomika, 2010. 255 p. (In Russ.).

5. Dmitrievskiy A. N., Eremin N. A. Innovative technologies for the development of oil fields in real time // Oil & Gas Journal. URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_7/eremin.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_7/eremin.pdf). (In Russ.).

6. Dmitrievskiy A. N., Eremin N. A. Intellectual fields – state and prospect // Neft. Gaz. Innovations. 2012. No. 10. P. 30–45. (In Russ.).

7. Eremin N. A. Modern development of oil and gas fields. Smart well. Intellectual field. Virtual company: Textbook for universities. Moscow: NedraBusiness Center LLC, 2008. 244 p. (In Russ.).

8. Eremin N. A. Management of development of intellectual fields: Manual for universities: in 2 books. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011. Book 1. 200 p. (In Russ.).

9. Kerimov V. Yu. Hydrogen degassing of the Earth and geological prerequisites for its prospecting and mining // Mining Journal. 2022. No. 8. P. 75–81. (In Russ.).

10. Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Kosyanov V. A., Gorbunov A. A., Mustae R. N. Problems of Breakthrough Technologies Implementation in Exploration Production // St. Petersburg 2020. Geosciences: transforming knowledge into resources. 9th International Geological and Geophysical Conference. Moscow, 2020. P. 18. (In Russ.).

11. Kotorovich A. E. Estimation of world resources and forecast of oil production levels in the world in the XXI century // Geology and Geophysics. 2009. No. 4. P. 322–329. (In Russ.).

12. Lavrenova E. A., Kerimov V. Yu., Kosyanov V. A., Gorbunov A. A., Mustae R. N. Full-volume seismic interpretation – a strategic innovation in seismogeological analysis // St. Petersburg 2020. Geosciences: transforming knowledge into resources. 9th International Geological and Geophysical Conference. Moscow, 2020. P. 17. (In Russ.).

13. Khutorskoy M. D., Kerimov V. Y., Kosyanov V. A. Renewable and non-traditional energy – global and domestic trends of development. Moscow: MGRI-Russian State Geological Exploration University named after Sergo Ordzhonikidze, 2021. 175 p. (In Russ.).

14. Gorbunov A., Lavrenova E. (2018). SAI-advanced solution to geologic objectives. Preprint. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.30054.47689>.

15. Guliev S., Mustae R. N., Kerimov V. Y., Yudin M. N. Degassing of the Earth: Scale and implications // Gorniy Zhurnal. 2018. No. 11. P. 38–42. (In Russ.).

16. Lavrenova E., Gorbunov A., Kerimov V., Kosyanov V. Strategic innovation in hydrocarbon exploration. Conference Proceedings, Progress'19, 2019. Vol. 2019.

17. Lavrenova E., Kerimov V., Gorbunov A., Mustae R. Scalable Basin Modeling – an Application for Petroleum Exploration. Conference Proceedings, Geomodel 2019, Sep 2019, Vol. 2019, pp. 1–5.

### Информация об авторах

**Вагиф Юнус оглы Керимов**, доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии и разведки углеводородов

**Ульяна Сергеевна Серикова**, кандидат технических наук, доцент кафедры

### Information about the authors

**Vagif Yu. Kerimov**, doctor of geological and mineralogical sciences, head of the department of geology and hydrocarbon exploration

**Ulyana S. Serikova**, Ph.D. of engineering sciences, associate professor of the department

Статья поступила в редакцию 12.08.2023; одобрена после рецензирования 19.09.2023; принята к публикации 25.09.2023. The article was submitted 12.08.2023; approved after reviewing 19.09.2023; accepted for publication 25.09.2023.



Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 18–27

Научная статья  
УДК 553.982:550.8.01(550.8.04:550.8.05).550.4.01  
EDN AZVXRP

## КОНЦЕПЦИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Е. Б. Грунис<sup>1</sup>, И. А. Маракова<sup>2</sup>, О. М. Вельтистова<sup>3</sup>,  
Е. Н. Мотрюк<sup>4</sup>, Т. А. Овчарова<sup>5</sup>, М. Нуртазаева<sup>6</sup>

<sup>1,2,3,4,5,6</sup>Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

<sup>1</sup>grunis@vniigni.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8059-0933>

<sup>2</sup>imarakova@ugtu.net, <https://orcid.org/0000-0003-0542-1675>

<sup>3</sup>oveltistova@ugtu.net, <https://orcid.org/0000-0002-3471-5085>

<sup>4</sup>emotryk@ugtu.net, <https://orcid.org/0000-0002-5003-495X>

<sup>5</sup>tovcharova@ugtu.net, <https://orcid.org/0009-0003-5194-2735>

<sup>6</sup>mnurtazaeva@ugtu.net, <https://orcid.org/0000-0002-0080-0011>

**Аннотация.** В статье представлена концепция прогнозирования нефтегазоперспективных ловушек, отражающая влияние рельефа кристаллического фундамента на размещение нефтегазоперспективных ловушек в осадочном чехле. В основе концепции применяется бассейновое моделирование, которое включает сравнение основных параметров прогнозирования нефтегазоносности и оценку ресурсного потенциала исследуемой территории.

**Ключевые слова:** Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Предуральский краевой прогиб, факторы прогнозирования нефтегазоносности, геоплотностное моделирование

**Благодарности:** авторы выражают благодарность ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр» за предоставленные материалы.

**Для цитирования:** Грунис Е. Б., Маракова И. А., Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н., Овчарова Т. А., Нуртазаева М. Концепция прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на примере Верхнепечорской впадины Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 18–27. EDN AZVXRP.

© Грунис Е. Б., Маракова И. А., Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н., Овчарова Т. А., Нуртазаева М., 2023

© Grunis E. B., Marakova I. A., Veltistova O. M., Motryuk E. N., Ovcharova T. A., Nurtazayeva M., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):18-27

Original article  
UDC 553.982:550.8.01(550.8.04:550.8.05).550.4.01  
EDN AZVXRP

## THE CONCEPT OF FORECASTING OIL AND GAS PROSPECTIVE OBJECTS ON THE EXAMPLE OF THE VERKHNEPECHORSKAYA DEPRESSION OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS BASIN

E. B. Grunis<sup>1</sup>, I. A. Marakova<sup>2</sup>, O. M. Veltistova<sup>3</sup>,  
E. N. Motryuk<sup>4</sup>, T. A. Ovcharova<sup>5</sup>, M. Nurtazayeva<sup>6</sup>

<sup>1,2,3,4,5,6</sup>Ukhta state technical university, Ukhta, Russia

<sup>1</sup>grunis@vniigni.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8059-0933>

<sup>2</sup>imarakova@ugtu.net, <https://orcid.org/0000-0003-0542-1675>

<sup>3</sup>oveltistova@ugtu.net, <https://orcid.org/>

<sup>4</sup>emotryk@ugtu.net, <https://orcid.org/>

<sup>5</sup>tovcharova@ugtu.net, <https://orcid.org/>

<sup>6</sup>mnurtazaeva@ugtu.net, <https://orcid.org/0000-0002-0080-0011>

**Abstract.** The article presents the concept of forecasting oil and gas prospective traps, reflecting the influence of the relief of the crystalline basement on the placement of oil and gas prospective traps in the sedimentary cover.

The concept is based on basin modeling, which includes a comparison of the main parameters of forecasting oil and gas potential and an assessment of the resource potential of the studied territory.

**Keyword:** Timan-Pechora oil and gas province, Pre-ural regional deflection, factors of forecasting oil and gas potential, geo-density modeling

**Acknowledgments:** the authors express their gratitude to Timan-Pechora Research Center for the materials provided.

**For citation:** Grunis E. B., Marakova I. A., Veltistova O. M., Motryuk E. N., Ovcharova T. A., Nurtazayeva M. The concept of forecasting oil and gas prospective objects on the example of the Verkhnepechorskaya depression of the Timan-Pechora oil and gas basin. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):18-27. (In Russ.). EDN AZVXRP.

### Введение

Восполнение ресурсной базы является фундаментальной проблемой. Сохранение темпов развития, научное обоснование первоочередных направлений геологоразведочных работ, создание центров нефтегазодобычи на сегодняшний день является актуальной задачей. Комплексные геолого-геофизические исследования показали необходимость научно обоснованного понимания перспектив наращивания ресурсной базы. В связи с этим представляется необходимым провести комплексное изучение закономер-

ностей проявления факторов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в толщах пород и уточнить перспективы нефтегазоносности Верхнепечорской впадины (ВПВ).

### Методы исследований

Детальные ресурсно-геологические, геофизические, геохимические и другие сопутствующие исследования были направлены на разработку и научное обоснование концепции прогнозирования нефтегазоперспективных объектов, раскрывающей условия многоэтапной при-

роды формирования и размещения углеводородов в генерационно-аккумуляционных системах.

**Результаты исследований**

Предуральский краевой прогиб представляет собой систему предгорных впадин, шовных зон и является крупной надпорядковой структурой, вытянутой вдоль западного склона Урала в виде системы крупных компенсационных опусканий, сформировавшихся в зоне сочленения Печорской плиты и Уральской палеозойской геосинклинали в орогенный этап развития последней. В строении Предуральского краевого прогиба выделяются внешняя часть, представленная преимущественно антиклинальными структурами платформенного типа, и внутренняя сильно дислоцированная, сложенная складчато-надвиговыми структурами.

В общем тектоническом плане ВПВ приурочена к краевой части Тимано-Печорской плиты (рисунок 1). ВПВ является южным окончанием северного сегмента Предуральского краевого прогиба, принадлежит к структуре первого порядка и простирается в субмеридиональном направлении на 150 км при ширине от 45 до 60 км.

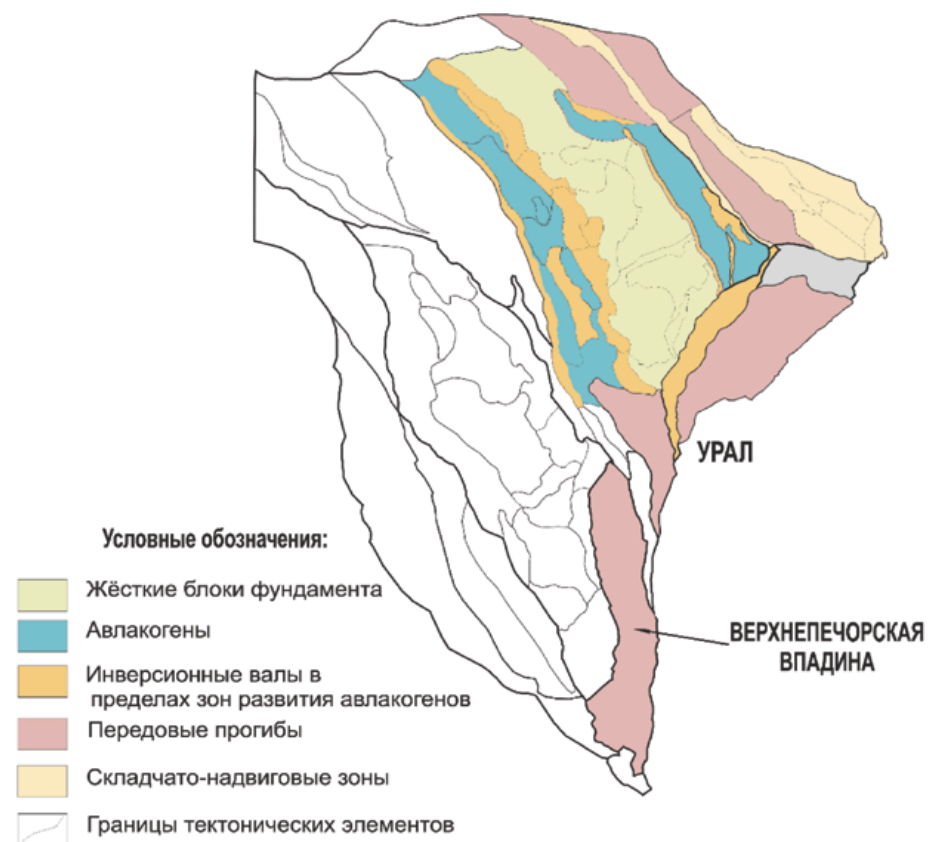
Наиболее погружена восточная часть впадины, граничащая с Западно-Уральской складчато-надвиговой мегазоной. Более чем наполовину осадочный чехол сложен пермским орогенным комплексом. По резкому изменению его мощности проводится западная граница впадины. По морфологии локальных структур впа-

дина разделяется на внешнюю и внутреннюю зоны, отличающиеся разной степенью влияния уральского складкообразования [1].

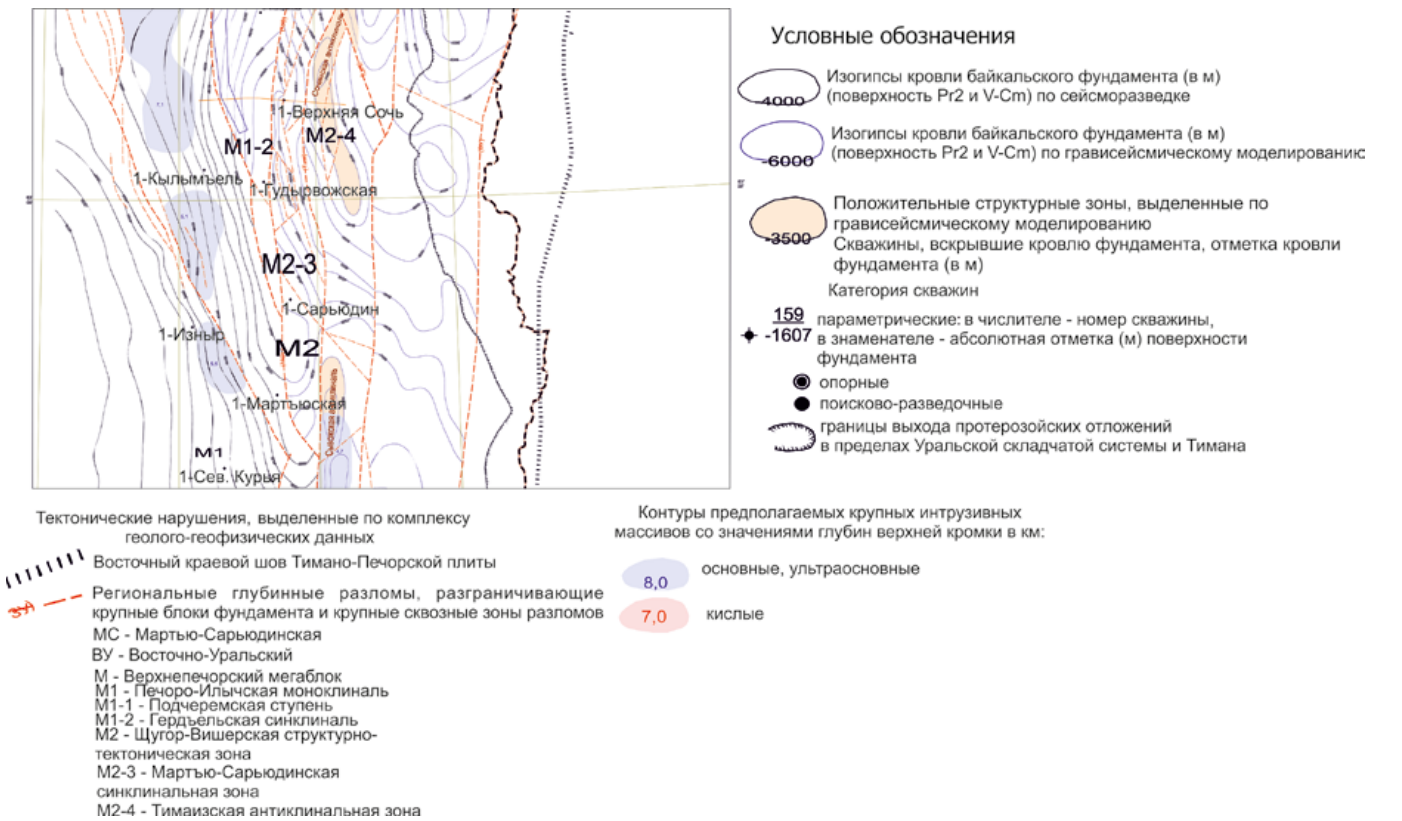
Моделирование геодинамических и палеотектонических процессов, влияющих на нефтегазоносность, представляющих собой контрастность тектонических движений при различных геодинамических режимах и проявление унаследованности в осадочном чехле от форм кристаллического фундамента, показывает условия формирования нефтегазоносных комплексов и ловушек, степень и характер перестройки структурных планов в определенные периоды геологического развития, контролирующих границы изучаемых комплексов.

Концепция заключается в систематизации и изучении геологических факторов прогноза нефтегазоносности на основе исследований условий формирования, генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в изучаемых отложениях и научном обосновании программы освоения ресурсов углеводородов.

- Концепция включает в себя следующие этапы [2]:
- изучение тектоно-динамического развития и особенностей геологического строения нефтегазоперспективных комплексов;
  - изучение литолого-фациальных особенностей и характеристика емкостного пространства изучаемых отложений;
  - характеристика фациально-тектонико-динамических зон, природных резервуаров, нефтегазоперспективных ловушек и залежей;



**Рисунок 1** – Обзорная тектоническая карта Тимано-Печорской провинции (Маракова И. А.)



**Рисунок 2** – Фрагмент схематической структурной карты фундамента Верхнепечорской впадины (по материалам ООО «ТП НИЦ»)

- уточнение степени катагенетической преобразования органического вещества и построение моделей прогрева исследуемой толщи;
- анализ гидрогеологических факторов и построение карты гидрогеологических показателей;
- оценка масштабов генерации и эмиграции углеводородов;
- выбор локальных зон, наиболее благоприятных для поисков залежей нефти и газа.

Представленные этапы объединены по основным геологическим факторам прогноза нефтегазоносности, которые представлены ниже, и дана оценка начальных потенциальных ресурсов исследуемой территории.

**Структурно-тектонический фактор**

На территории ВПВ фундамент, согласно схематической структурно-тектонической карте поверхности фундамента, погружается с запада на восток от 4,5 до 10,5 км. В основании осадочного чехла ВПВ залегает байкальский структурный комплекс, сложенный преимущественно метаморфизованными сланцами рифейского возраста. Образования фундамента вскрыты пятью глубокими скважинами: 1-Малиновская, 62-Рассохинская, 1-Западно-Дутовская, 1-Диньюская, 1-Новая на глубинах 2030, 4230, 4842, 4246, 4193 м соответственно.

Установлено, что геодинамические процессы способствовали значительному приросту амплитуд положительных структур и образованию валообразных и локальных поднятий. Складчатость различного порядка определялась не только характером и типом тектони-

ческих напряжений, но и в значительной мере зависела от степени литификации палеозойских пород [3].

Северо-западная часть впадины представляла собой вытянутую в северном направлении относительно приподнятую зону (до 800 м), имеющую два купола: один к востоку от современной Диньюской структуры, второй в районе Западного Вуктыла. Северо-восточная граница исследуемой территории представляла собой отрицательную структуру моноклинального характера, с нарастанием глубин в восточном направлении (до 2000 м).

На всем протяжении к северу от Ильчской зоны в области вдоль границы западного борта впадины с Мичаю-Пашнинским валом фундамент отмечается на глубинах 4–4,5 км с обособлением нескольких, иногда достаточно крупных поднятий или осложнений типа структурного носа, разделенных более погруженными ступенями. В северной части поднятие контролирует зону Юрвож-Большелягских малоамплитудных структур, четко выраженных в осадочном чехле, которые приурочены к образованиям и блокам фундамента (рисунок 2).

Во внешней и внутренней (осевой) зонах западного борта впадины, характеризующейся относительно слабой дислоцированностью верхней части платформенного чехла, отмечается увеличенная дислоцированность в нижней ордовикско-среднедевонской части, унаследованная от блоковой структуры фундамента.

**Литологический фактор**

В осадочном чехле впадины, сложенном терригенными и карбонатными породами широкого возрастного диа-



пазона (среднего кембрия – нижнего ордовика – юры), наиболее полно изучены отложения верхнего визе – нижней перми и в основном на Вуктыльской площади. Значительно слабее освещена доманиково-турнейская карбонатная толща, отражающая сложную геологическую историю района.

В состав доманиково-турнейского комплекса из-за последовательности условий седиментации включены отложения от доманикового горизонта верхнего девона до турнейского яруса карбона включительно. Образованию комплекса и одноименной преимущественно карбонатной формации предшествовали активные тектонические движения с элементами рифтогенеза. Комплекс характеризуется циклическим строением, четкой сменой фаций по площади и разрезу.

В строении верхнедевонских отложений наблюдается четкая циклическая перемежаемость карбонатных рифосодержащих и глинисто-мергелистых межрифовых горизонтов. В рифосодержащих горизонтах участвуют в направлении с запада, северо-запада на восток, юго-восток мелководно-шельфовые отложения с переходом в барьерно-рифовые толщиной 100–400 м на окраине мелководного шельфа и затем в преимущественно карбонатные маломощные доманикоидные образования в относительно глубоководной некомпенсированной предрифовой впадине. Каждый последующий рифосодержащий горизонт отделяется от предыдущего преимущественно глинисто-мергелистым горизонтом, который

на мелководном шельфе и на низзалегавшем барьерном рифе является маломощным или вообще отсутствует, а в предрифовой зоне формирует толщу заполнения.

Рифогенные отложения задонского горизонта (аналоги карбонатных пачек  $\Phi_0$  и  $\Phi_{el}$ ) нарастают на верхнефранских рифогенных породах в разрезах одиночных органогенных построек (рисунок 3).

Органогенные постройки сложены известняками и доломитами. Известняки серые и светло-серые с коричневым оттенком, биогермно-водорослевые, сгустково-комковатые, часто узорчатые, прослоями кавернозно-пористые (скважины Диньюская-1, Ронаельская-1 и др.). Верхнезадонская (лемъюская) толща заполнения, сформированная в глубоководной предрифовой зоне задонского барьерного рифа, распространена вокруг Верхнепечорской карбонатной банки. Лемъюская толща заполнения сложена мергелями и аргиллитами с прослоями глинистых известняков. В районе скважин Западно-Дутовская-1 и Белая-2 предполагается развитие барьерного рифа, сформированного на бровке лемъюской (верхнезадонской) толщи заполнения. Мощность барьерных рифов составляет 120–190 м и более.

В разрезах одиночных органогенных построек рифогенные раннеелецкие отложения нарастают на доманиково-задонских рифогенных породах (Юрвож-Кылымельский атолл), а позднелецкие рифогенные отложения нарастают на раннеелецких рифогенных породах (Юрвож-Кылымельский атолл). Они сложены

известняками органогенно-обломочными, доломитизированными и известковистыми доломитами, серыми и коричневатыми, тонко-крупнозернистыми, пятнами сульфатизированными, реликтово-сгустково-комковатыми, прослоями органогенно-обломочными и биогермно-водорослевыми.

**Геохимический фактор**

Многочисленные исследования свидетельствуют о важной роли геодинамической составляющей в преобразовании органического вещества и вариациях уровней катагенеза пород в гетерогенных бассейнах (А. Э. Конторович, В. П. Царев, Н. В. Черский, А. Н. Резников, А. В. Бочкарев, С. М. Астахов, Ю. А. Пецюха, Е. И. Паталаха, Н. Н. Соловьев, А. И. Тимурзиев и др.).

Совместный анализ зональности распределения органических веществ различного фашиально-генетического типа, его битуминологических показателей и катагенетического преобразования, изученных для осадочного чехла Тимано-Печорской провинции, позволяет определить пространственные очаги нефтегенерации [4]. В Верхнепечорской впадине очаг генерации связывается с центральной и северной частями и характеризуется полной катагенетической зональностью с развитием нефтяных и газовых залежей. Нефтематеринские толщи залегают в отложениях силурийско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского, нижнепермского терригенного нефтегазоносного комплекса. Нефтематеринские породы первых трех комплексов находятся на очень высоких стадиях катагенетического преобразования [5].

Важным фактором, определяющим появление генерационных процессов во времени и современные условия существования залежей, является изменение современных и палеотермобарических условий. Установленные закономерности изменения температур и давлений в осадочном чехле Тимано-Печорской провинции показывают, что в большинстве случаев зоны нефтегазоаккумуляции связаны с зонами пониженных значений термобарических показателей, а распространение газовых и газоконденсатных залежей чаще всего определяется областью развития высоких температур и давлений по всему разрезу или отмечается в относительно низкотемпературных зонах, расположенных над зонами развития повышенных термобарических показателей в низах осадочного чехла. Геологическая история развития Верхнепечорской впадины обеспечила формирование трех типов катагенетических разрезов, с различным гипсометрическим положением зон катагенеза.

Глинисто-карбонатные осадки комплекса на исследуемой территории характеризуются в основном сапропелевым и сапропелево-гумусовым типом органического вещества. При глубине погружения 1,9–2,0 км, то есть к началу среднекаменноугольного времени, нефтематеринские породы комплекса достигают при уровне катагенеза МК<sub>1</sub> условий главной зоны нефтегазообразования при палеотемпературе 55–60 °С и термоградиенте 3,1–3,3 °С/100 м. Продолжительность пребывания нефтегазоматеринских отложений в режиме главной фазы нефтеобразования составляет порядка 50–55 млн лет (рисунок 4).

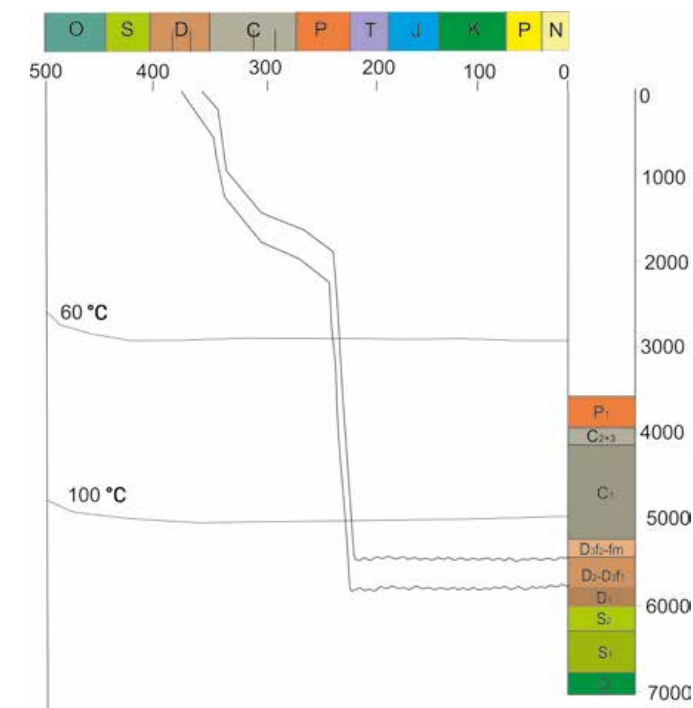


Рисунок 4 – Схема модели прогрева пород (составила Маракова И. А.)

Перспективность комплекса подтверждается наличием в разрезе 100–130-метровой толщи битуминозных пород доманикового горизонта – основной нефтегазопродуцирующей свиты в регионе, нефтегазоматеринский потенциал которой при содержании сапропелевого органического вещества более 15 % превышает 20 тыс. г/м<sup>3</sup>.

При анализе концепции прогнозирования залежей углеводородов привлекались материалы по тепловому полю Земли, так как с момента мобилизации рассеянного органического вещества в породах тепловое поле разнородных тектонических структур проявляет себя как активный геолого-физический фактор.

Полоса пониженных значений теплового потока протягивается через Верхнепечорскую впадину в направлении Печоро-Кожвинского мегавала, и его величины изменяются от 40 до 60 мВт/м<sup>2</sup>. Западнее отмечается увеличение значений теплового потока до 70 мВт/м<sup>2</sup>. Зона Уральской складчатости характеризуется отрицательной аномалией теплового потока (рисунок 5, см. с. 24).

Отмеченное позволяет рассматривать доманиково-турнейский комплекс как обладающий максимальным газовым и нефтяным потенциалом.

**Гидрогеологический фактор**

Согласно схеме гидрогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, рассматриваемый район расположен в пределах Верхне-Печорского артезианского бассейна второго порядка, входящего в состав Печорской системы артезианских бассейнов.

На рисунке 6 на с. 24 приведена карта состава вод доманиково-турнейского водоносного комплекса.

На карте выделены поля минерализации пластовых вод, аномальные значения гидрохимических показателей:

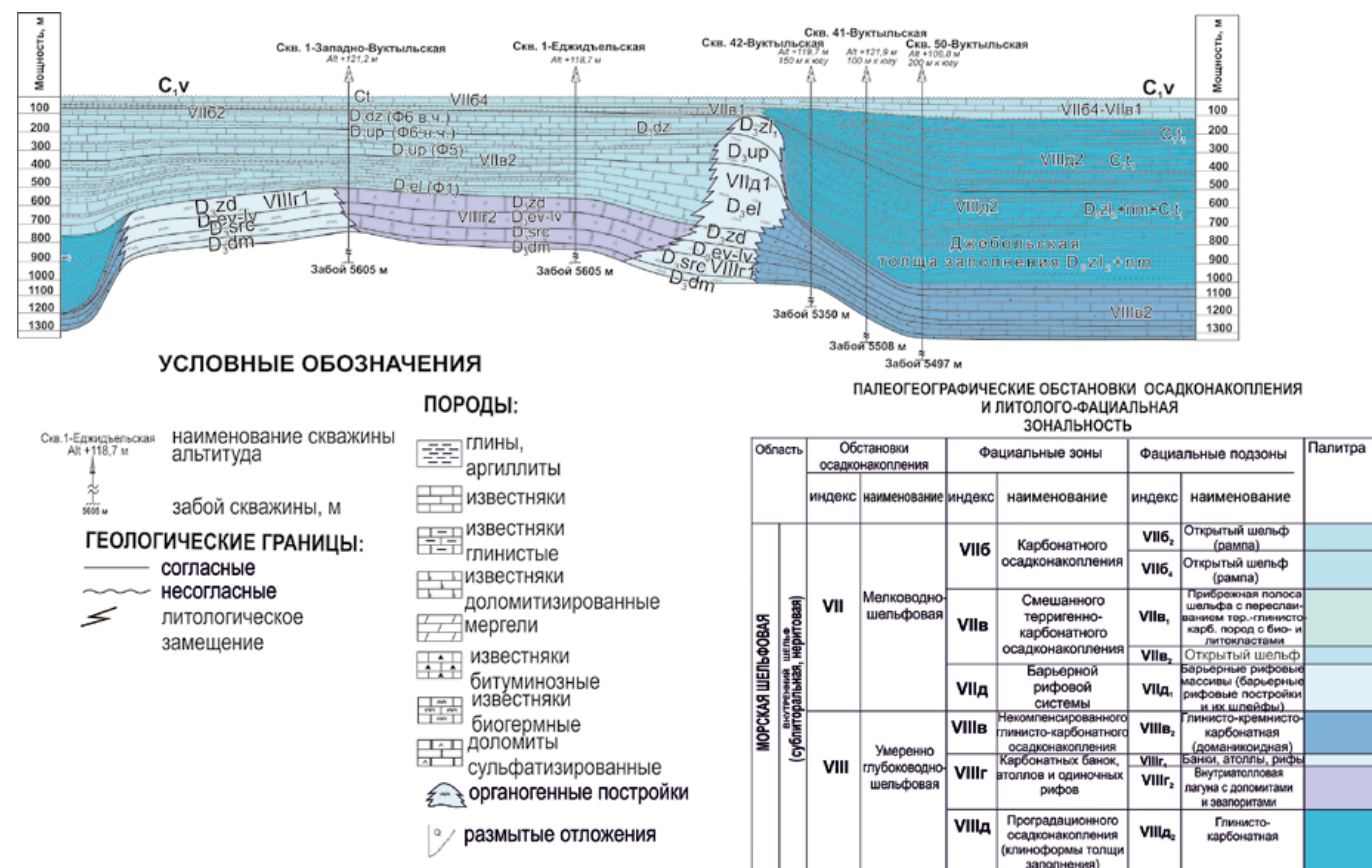
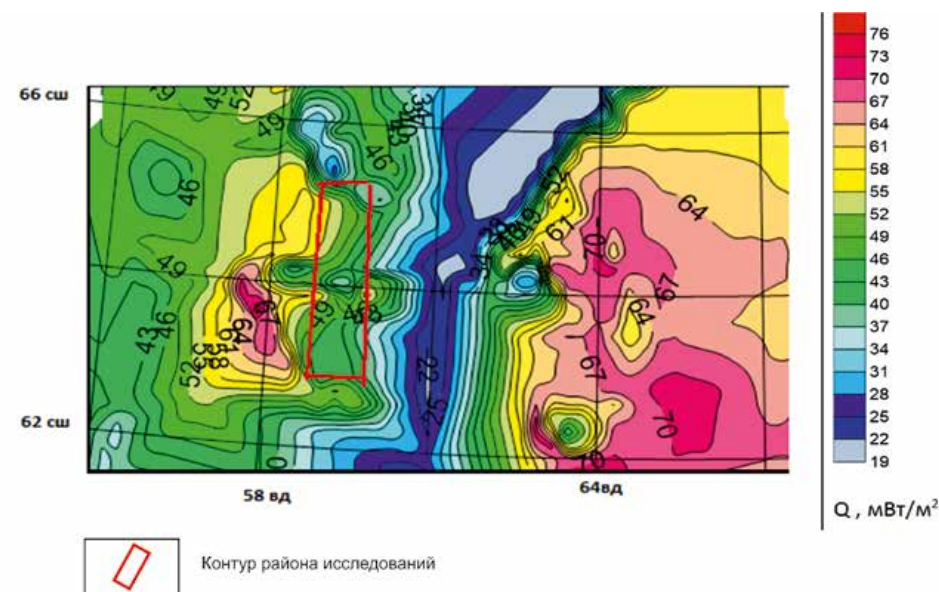
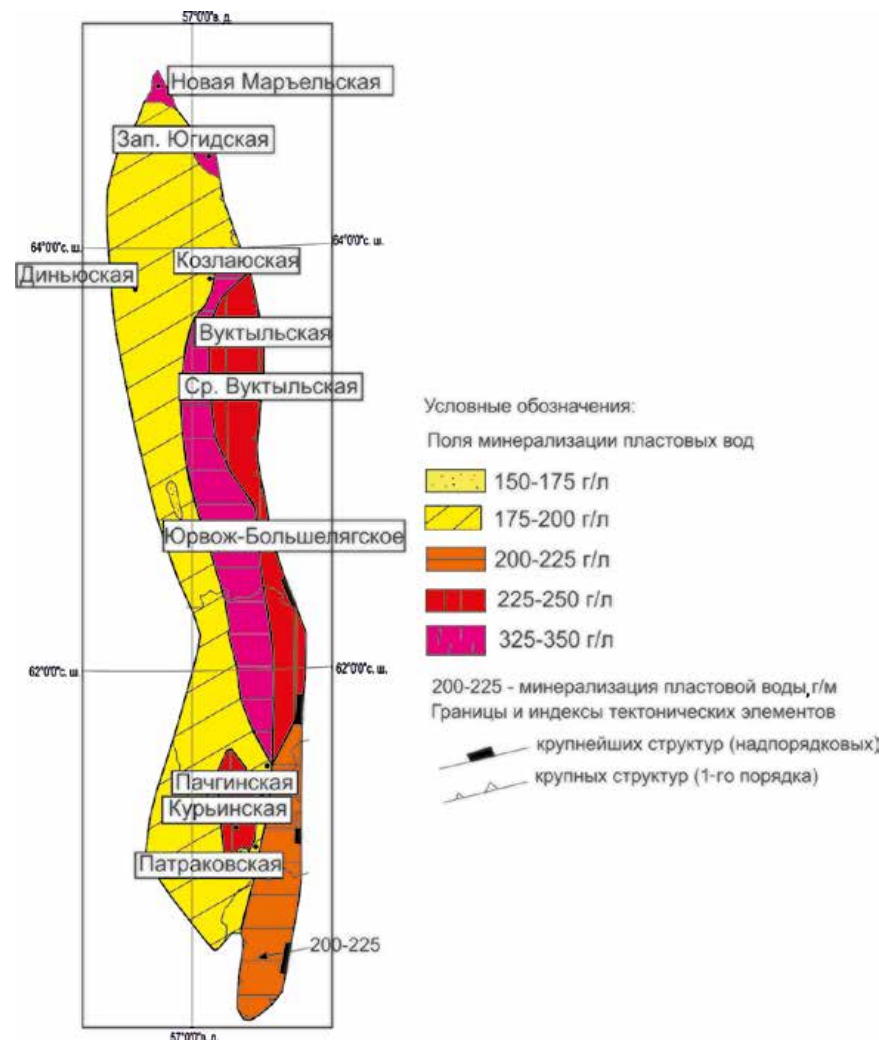


Рисунок 3 – Литолого-фашиальный профиль верхнедевонских карбонатных отложений центральной части Верхнепечорской впадины (по материалам ООО «ТП НИЦ»)





**Рисунок 5** – Карта наблюдаемых значений теплового потока (построена Мотрюк Е. Н.) по материалам сотрудников Института геофизики им. Ю. П. Булашевича УрО РАН (Екатеринбург) Ладовского И. В., Бызова Д. Д., Щапова В. А.



**Рисунок 6** – Карта состава вод доманиково-турнейского комплекса

**Таблица 1** – Показатели сохранности залежей на изучаемой территории (по данным Коми НЦ УРО РАН) [6]

Показатели	Минерализация, г/л	r Na/r Cl	Br × 100/H
Малоблагоприятные	< 50	> 0,87	< 5,0
Благоприятные	50–150	0,73–0,87	5,0–15
Высокоблагоприятные	> 150	< 0,73	> 15

коэффициенты метаморфизма, коэффициенты сульфатности, градиенты минерализации, бромный градиент. Показатели сохранности залежей на изучаемой территории приведены в **таблице 1**.

Исходя из вышесказанного, рассматриваемые территории отнесены к первому типу вертикальной гидрохимической зональности, в котором выделяются три гидрохимические зоны: нижняя, инверсионная, где наблюдается постепенное снижение минерализации вод с глубиной; переходная – стабилизация максимальной минерализации; верхняя нормальная – минерализация с глубиной закономерно и последовательно повышается. В исследуемом водоносном комплексе создавались благоприятные обстановки для формирования и сохранения образовавшихся залежей углеводородов. Это подтверждается протяженностью элизионных этапов по сравнению с инфильтрационными.

На исследуемой территории развиты высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, бром содержится в средних количествах, йод – в повышенных, хлор-бромный коэффициент (Cl/Br) низкий, значения бромного градиента (Br\*100/H) высокие [4, 6]. В составе растворенных газов преобладает метан.

**Геоплотностное моделирование**

В настоящее время особое внимание уделяется комплексной оценке геолого-геофизических данных, основу которой составляет моделирование геологической среды.

Рассматриваемая территория покрыта детальными гравиметрическими съемками масштаба 1 : 25 000 и 1 : 50 000. В пределах западного борта впадины на карте гравитационного поля наблюдаются вытянутые максимумы поля силы тяжести значительной интенсивности, приуроченные к Илыч-Чикшинской зоне разломов. В магнитном поле региональные аномалии на исследуемой территории ВПВ трассируются точнее. Смещение гравитационных и магнитных максимумов относительно друг друга в плане может свидетельствовать об их различном геологическом происхождении. Серию региональных магнитных аномалий, приуроченную к зоне высокого градиента поля силы тяжести, можно интерпретировать как зону разломов глубокого заложения.

Моделирование на основе комплексной интерпретации данных гравиразведки и сейсморазведки, выполненное на основе разработанной методики и с использованием современных программных средств GCIS и GeoVIP, позволяет выявлять зоны разуплотнения, нарушений, блоки пород повышенной плотности, рифо-

генные постройки. Полученные геолого-плотностные модели по серии широтных профилей ВПВ позволяют сделать следующие выводы.

Геолого-плотностная модель, представленная на **рисунке 7** на с. 26 [5], показывает, что основное влияние на снижение напряженности гравитационного поля с запада на восток оказывают толщина верхнего терригенного комплекса, рельеф кровли карбонатов и поверхность фундамента. Верхний терригенный комплекс представлен отложениями верхней перми с расчетной плотностью от 2,5 г/см³ в западной части прогиба до 2,6–2,65 г/см³ в наиболее прогнутой его части. Подстилающие породы карбонатного комплекса, включающие отложения нижней перми, карбона, верхнего девона, имеют большой разброс значений плотности (от 2,65 до 2,76 г/см³) вследствие принадлежности к различным литолого-фаціальным зонам и разной глубины залегания. Аномальная плотность (0,12–0,15 г/см³) на границе терригенного и карбонатного комплексов влияет на формирование локальных аномалий гравитационного поля. Большую роль играет и поведение кровли фундамента. Перепад плотности между осадочным чехлом и фундаментом меняется от 0,1 до 0,18 г/см³, а с учетом вулканогенных интрузий – даже больше.

Выявленные блоки пород фундамента высокой плотности обуславливают региональные аномалии гравитационного поля, а выступы влияют на формирование унаследованных структур осадочного чехла. На **рисунке 7** справа показаны унаследованные от рельефа фундамента структуры.

**Оценка ресурсов**

Методические основы отдельного прогнозирования перспектив нефтегазоносности подробно приводятся в работах А. И. Дьяконова [7].

По данным Т. А. Овчаровой, в Верхнепечорской впадине при общих масштабах аккумуляции газа 1350,0 млрд м³, нефти 388,0 млн тонн соотношение аккумулярованных газообразных и жидких углеводородов по нефтегазоносным районам варьирует: для Центрально-Верхнепечорского – 2,5 : 1, Южно-Верхнепечорского – 6 : 1, Северо-Верхнепечорского – 5 : 1. Это позволяет выделить в пределах них соответствующие зоны генерации газа с максимальными плотностями генерации. Наибольший углеводородный потенциал у Центрально-Верхнепечорского и Южно-Верхнепечорского. У первого – 742,5 млрд м³ газа и 294,6 млн тонн нефти, включая газовый конденсат, у второго – 405,5 млрд м³ газа и 56,5 млн тонн нефти. Третью позицию занимает Северо-Верхнепечорский газоне-



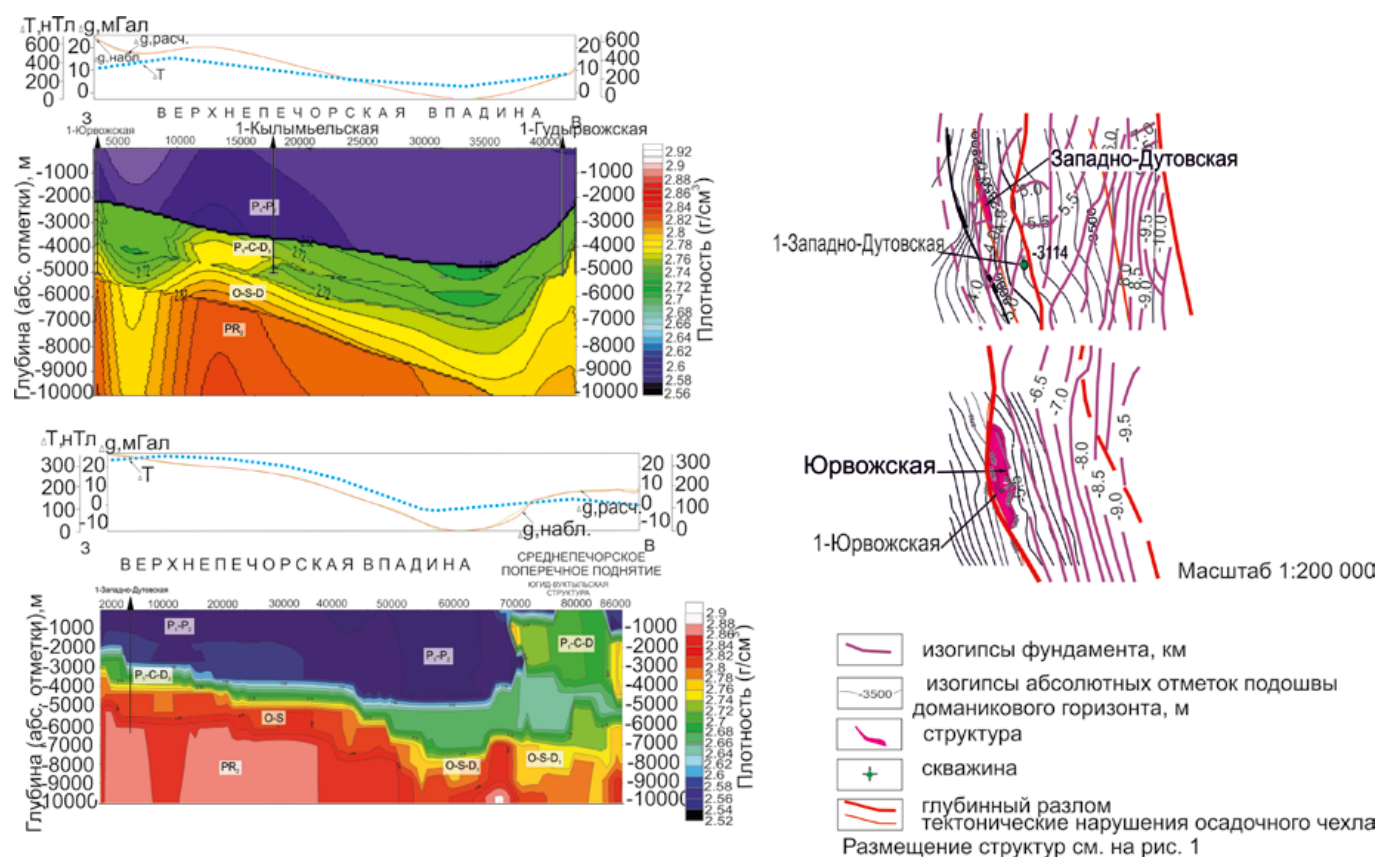


Рисунок 7 – Локальные унаследованные структуры Верхнепечорской впадины (составили Маракова И. А., Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н. [4])

фтеносный район – 202,5 млрд м<sup>3</sup> газа и 36,9 млн тонн нефти.

В пределах Верхнепечорской впадины и ее обрамления выделены основные зоны нефтегазонакопления. С востока на запад: Вуктыльская зона газонакопления (газ – 260 млрд м<sup>3</sup>) и локального нефтенакпления (нефть – 120 млн тонн), Северо-Верхнепечорская зона газонакопления и локального нефтенакпления (газ – 202,5 млрд м<sup>3</sup>, нефть – 37,0 млн тонн), зона газонефте-накопления центральной части западного борта ВПВ (газ – 60 млрд м<sup>3</sup>, нефть – 30 млн тонн), зона преимущественного газонакопления южной части западного борта (газ – 30 млрд м<sup>3</sup>, нефть – 10 млн тонн), Ильичская газонефтеносная зона (предположительно газ – 50 млрд м<sup>3</sup>, нефть – 30 млн тонн), а также зоны преимущественного газонакопления (газ – 100 млрд м<sup>3</sup>) и газонефте-накопления (газ – 125 млрд м<sup>3</sup>, нефть – 50 млн тонн) со-

ответственно в пределах Северо-Западноуральского и Мичаю-Пашнинского газонефтеносных районов.

**Заключение**

Представлена концепция прогнозирования нефтегазо-перспективных объектов на примере Верхнепечорской впадины. В рамках определенных этапов разработанной концепции выполнены исследования по всем геологическим факторам прогноза нефтегазонакопления. К основным выводам можно отнести следующие:

- доказано влияние разломно-блокового строения фундамента на верхнедевонские отложения, имеющие унаследованный характер структурных планов и тектонических нарушений;
- изучена последовательность условий седиментации доманиково-турнейского комплекса, в результате чего в представленной модели прослеживается расположе-

Таблица 2 – Распределение НПР газа и нефти и их плотностей по нефтегазонасытым районам Верхнепечорской впадины (составила Овчарова Т. А.)

№ п/п	Нефтегазонасытые районы	НПР		Плотность НПР	
		Газ, млрд м <sup>3</sup>	Нефть, млн т	Газ, тыс. т/км <sup>2</sup>	Нефть, тыс. т/км <sup>2</sup>
1	Северо-Верхнепечорский	202,5	36,9	18,4	3,4
2	Центральный, включая Вуктыльский	742,5	294,6	148,5	60,2
3	Южно-Верхнепечорский	405,5	56,5	81,0	11,3

ние различных фациальных зон в зависимости от тектонического развития исследуемой территории;

- построены модели прогрева пород и карта наблюдаемых значений теплового потока, анализ которых показывает унаследованность уровней катагенетического преобразования органического вещества;
- подтверждено, что природа магнитного поля исследуемой территории тесно связана с влиянием эффузивных и интрузивных пород, входящих в состав фундамента, вблизи которых повышенные температуры

могли влиять на содержание органического вещества в доманикитах;

- по гидрогеологическим показателям установлены зоны с благоприятными условиями образования залежей углеводородов;
- построены геоплотностные модели, на которых показано распределение плотностей и отображена блоковая структура фундамента, влияющая на размещение построек в исследуемых отложениях;
- проведена оценка начальных потенциальных ресурсов.

**Список источников**

1. Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н. Моделирование геологической среды Вуктыльской площади при помощи современных компьютерных технологий // Успехи современного естествознания. 2018. № 7. С. 95–102.
2. Маракова И. А. Методология прогнозирования и поисков нефтегазоперспективных ловушек углеводородов в сложнопостроенных зонах Тимано-Печорской провинции // Сборник трудов научно-практической конференции «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий». С. 451–454.
3. Грунис Е. Б., Давыденко Б. И., Сотникова А. Г., Лукова С. А., Маракова И. А. Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов // Сборник научных трудов: материалы международного семинара «Рассохинские чтения» (6–7 февраля 2020 года). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадада. Ухта: УГТУ, 2020. С. 75–78.
4. Данилевский С. А., Склярлова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции: атлас карт. Ухта: Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, 2003. 298 с.
5. Маракова И. А., Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н., Сабельников М. Ю. Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. № 6. 2022. С. 5–18.
6. Овчарова Т. А., Ахметжанова З. М. Гидрогеологические критерии нефтегазонасыщенности Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия // Материалы международной конференции «Рассохинские чтения». Ухта: УГТУ, 2023. С. 103–105.
7. Дьяконов А. И., Белый Н. И. Тектонодинамические критерии раздельного прогноза нефтегазонасыщенности. Москва: ВНИИОЭНГ, 1993. 128 с.

**References**

1. Vel'tistova O. M., Motryuk E. N. Modelirovanie geologicheskoy sredy Vuktyl'skoy ploshchadi pri pomoshhi sovremennykh komp'yuternykh tekhnologiy // Uspexi sovremennogo estestvoznaniya. 2018. № 7. S. 95–102. (In Russ).
2. Marakova I. A. Metodologiya prognozirovaniya i poiskov neftegazoperspektivnykh lovushkek uglevodorodov v slozhnopostroyennyykh zonax Timano-Pechorskoj provincii/sbornik trudov nauchno-prakticheskoy konferencii «Gejdar Aliev i neftyanaya strategiya Azerbajdzhana: Dostizheniya neftegazovoy geologii i geoteknologij». S. 451–454. (In Russ).
3. Grunis E. B., Davydenko B. I., Sotnikova A. G., Lukova S. A., Marakova I. A. Rol' tektoniki kristallicheskogo fundamenta v prostranstvennom razmeshhenii traditsionnykh i netraditsionnykh istochnikov uglevodorodov // Sbornik nauchnykh trudov: materialy mezhdunarodnogo seminar «Rassoxinskie chteniya» (6–7 fevralya 2020 goda). V 2 ch. Ch. 1 / pod red. N. D. Czhadaya. Uhta: UGTU, 2020. S. 75–78. (In Russ).
4. Danilevskij S. A., Sklyarova Z. P., Trifachev Yu. M. Geoflyuidal'ny'e sistemy Timano-Pechorskoj provincii: atlas kart. Uhta: Timano-Pechorskij nauchno-issledovatel'skij centr, 2003. 298 s. (In Russ).
5. Marakova I. A., Vel'tistova O. M., Motryuk E. N., Sabel'nikov M. Yu. Geodinamicheskie aspekty razmeshheniya neftegazoperspektivnykh strukturnykh form v domanikovo-turnej'skom karbonatnom komplekse Verxnepechorskoj vpadiny Predural'skogo kraevogo progiba // Geologiya nefiti i gaza. № 6. 2022. S. 5–18. (In Russ).
6. Ovcharova T. A., Axmetzhanova Z. M. Gidrogeologicheskie kriterii neftegazonosnosti Verxnepechorskoj vpadiny i Srednepechorskogo poperechnogo podnyatiya // Materialy mezhdunarodnoj konferencii «Rassoxinskie chteniya». Uhta: UGTU, 2023. S. 103–105. (In Russ).
7. Dyakonov A. I., Belyj N. I. Tektonodinamicheskie kriterii razdel'nogo prognoza neftegazonosnosti. Moskva: VNIIOENG, 1993. 128 s. (In Russ).

**Информация об авторах**

**Евгений Борисович Грунис**, доктор геолого-минералогических наук, профессор  
**Инна Андреевна Маракова**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры  
**Ольга Михайловна Вельтистова**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры  
**Екатерина Николаевна Мотрюк**, кандидат технических наук, доцент кафедры  
**Татьяна Александровна Овчарова**, кандидат технических наук, доцент кафедры  
**Мадина Нуртазаева**, аспирант кафедры

**Information about the authors**

**Evgeny B. Grunis**, doctor of geological and mineralogical sciences, professor  
**Inna A. Marakova**, candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor of the department  
**Olga M. Veltistova**, candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor of the department  
**Ekaterina N. Motryuk**, candidate of technical sciences, associate professor of the department  
**Tatiana A. Ovcharova**, candidate of technical sciences, associate professor of the department  
**Madina Nurtazayeva**, postgraduate student of the department

Статья поступила в редакцию 27.09.2023; одобрена после рецензирования 29.09.2023; принята к публикации 02.10.2023. The article was submitted 27.09.2023; approved after reviewing 29.09.2023; accepted for publication 02.10.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 28–38

Научная статья  
УДК 550.8.014:552.08  
EDN JFQJTX

## ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПРОЧНОСТИ ОТ СТРУКТУРЫ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сардорбек Абдулахат Угли Муминов<sup>1,3</sup>, Виталий Семенович Жуков<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

<sup>3</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

<sup>1</sup>S\_Muminov@vniigaz.gazprom.ru

<sup>2</sup>Vital.zhukov2018@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1159-5559>

**Аннотация.** Рассмотрены результаты экспериментальных лабораторных исследований величины прочности на сжатие и растяжение и ряда петрофизических параметров образцов известняков, песчаников и алевролитов мелового (K1ap, K2t), пермского (P1s-ar) и каменноугольного (C2b1pk) возраста. Приведены графики зависимости прочностных параметров исследованных образцов в сопоставлении

со структурой их порового пространства. Показано, что на прочностные параметры исследованных образцов влияет наличие в них трещинной пористости. Выявлены зависимости прочности на сжатие и растяжение от величины пористости и доли в ней трещинной компоненты, имеющие высокую достоверность, которые могут быть полезны при оптимизации процессов разработки месторождений.

**Ключевые слова:** пористость, трещинная пористость, скорость продольных волн, прочность на сжатие, прочность на растяжение

**Для цитирования:** Муминов С. А., Жуков В. С. Выявление зависимости прочности от структуры пористости горных пород Астраханского газоконденсатного месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 28–38. EDN JFQJTX.

© Муминов С. А., Жуков В. С., 2023

© Muminov S. A., Zhukov V. S., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):28-38

Original article  
UDC 550.8.014:552.08  
EDN JFQJTX

## INVESTIGATION OF THE DEPENDENCE OF ROCK STRENGTH FROM THE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD ON THEIR POROSITY STRUCTURE

Sardorbek A. Muminov<sup>1,3</sup>, Vitaly S. Zhukov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia

<sup>2</sup>Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

<sup>3</sup>Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

<sup>1</sup>S\_Muminov@vniigaz.gazprom.ru

<sup>2</sup>Vital.zhukov2018@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1159-5559>

**Abstract.** The results of experimental laboratory studies of compressive and tensile strength and the few of petrophysical parameters of limestone, sandstone, and siltstone samples of Cretaceous (K1ap, K2t), Permian (P1s-ar), and Carboniferous (C2b1pk) age are considered. Graphs of dependence of strength parameters of the studied samples in comparison with the structure of

their pore space are given. It is shown that the strength parameters of the studied samples are influenced by the presence of fractured porosity in them. Dependences of compressive and tensile strength on the porosity value and the fraction of fractured component in it, having high reliability, which can be useful in optimization of drilling wells of field development.

**Keywords:** porosity, fractured porosity, longitudinal wave velocity, compressive strength, tensile strength

**For citation:** Muminov S. A., Zhukov V. S. Investigation of the dependence of rock strength of the Astrakhan gas condensate field on their porosity structure // Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):28-38. (In Russ.). EDN JFQJTX.

### Введение

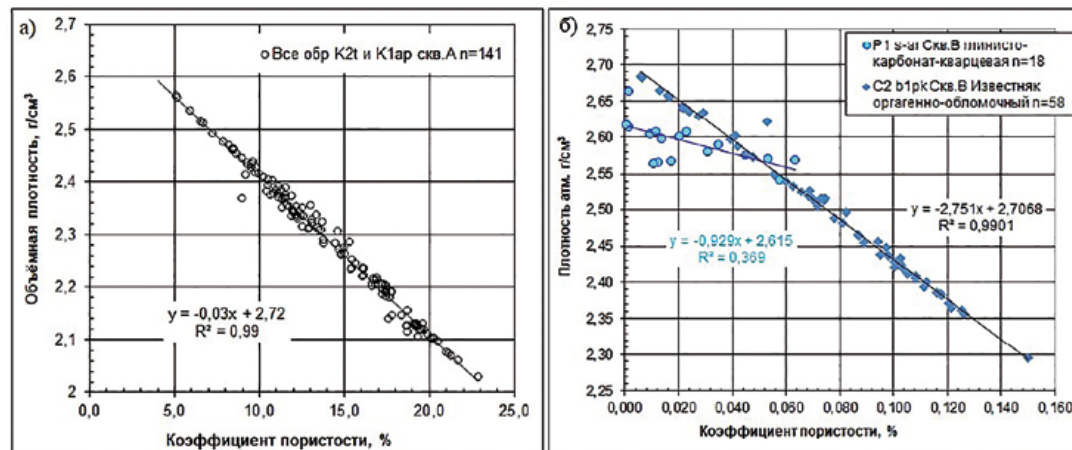
Упругие и прочностные свойства горных пород сильно зависят от их литолого-минералогического состава и структуры порового пространства [1]. Актуальной задачей при разработке Астраханского месторождения является оценка прочностных свойств горных пород, величины которых необходимо знать при строительстве и эксплуатации скважин. Интенсивные вариации локального напряженно-деформированного состояния во времени в нефтегазоносных осадочных бассейнах, приуроченных к разломным зонам [2, 3], оказывают влияние на процессы разработки месторождений углеводородов [4, 5]. Разработку месторождений углеводородов на истощение можно представить в виде увеличения вертикально

ориентированного сжатия, сопровождающего увеличение эффективного давления [6]. Данная работа посвящена исследованию влияния структуры порового пространства, в частности величины и доли трещинной пористости, на прочностные свойства исследованных образцов горных пород Астраханского нефтегазоконденсатного месторождения.

### Объект и методика исследований

Определения пределов прочности на сжатие и растяжение, пористости и скоростей распространения упругих волн проводились на 216 сухих и водонасыщенных образцах в соответствии с ГОСТами и методикой [7]. На образцах известняков, песчаников и алевролитов с пористостью от 0,1 до 23,0 %, изготовленных из кер-





**Рисунок 1** – Зависимости плотности от пористости исследованных образцов: а) известняка, алевролита, песчаника скважины А; б) глинисто-карбонатно-кварцевой породы и известняка органогенно-обломочного скважины В

на мелового возраста (*K1ap, K2t*) скважины А и пермского (*P1s-ar*) и каменноугольного (*C2b1pk*) возраста скважины В, были определены упругие параметры и величины прочности на сжатие и растяжение по аналогии с работами [8, 9].

Для оценки трещинной и межзерновой пористости горных пород использовано отношение измеренного значения скорости продольных волн  $V_p$  к скорости в твердой матрице горной породы  $V_{PM}$ , названное авторами [9] «нормированная скорость». Учитывая, что общая пористость состоит из межзерновой и трещинной компонент, было получено выражение (1) для расчета величины трещинной пористости с использованием значений нормированной скорости продольной волны и общей пористости:

$$m_{fr} = (100,0 - 1,60m - 100 \frac{V_p}{V_{PM}}) / 20,4. \quad (1)$$

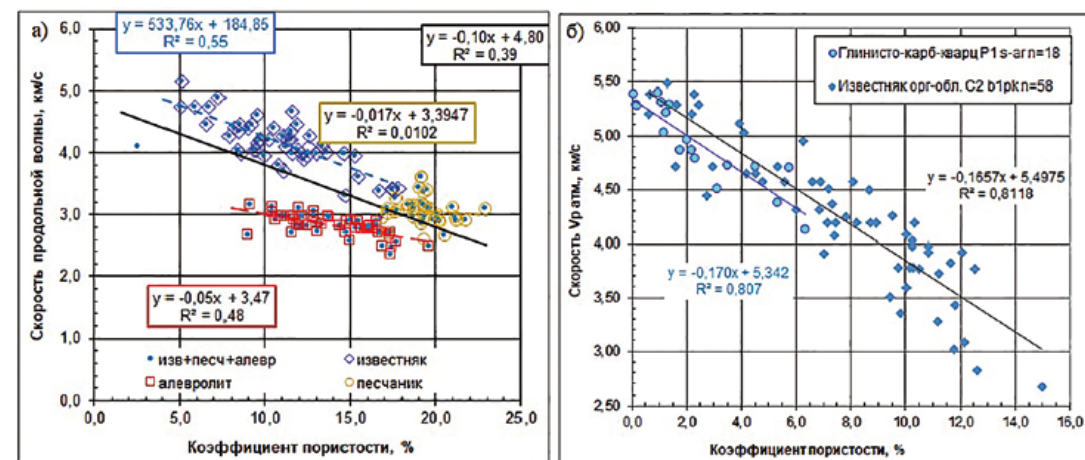
Определения величин пористости, скоростей распространения упругих волн были выполнены по методикам, аналогичным тем, что приведены в работах [10–12].

### Результаты экспериментальных исследований

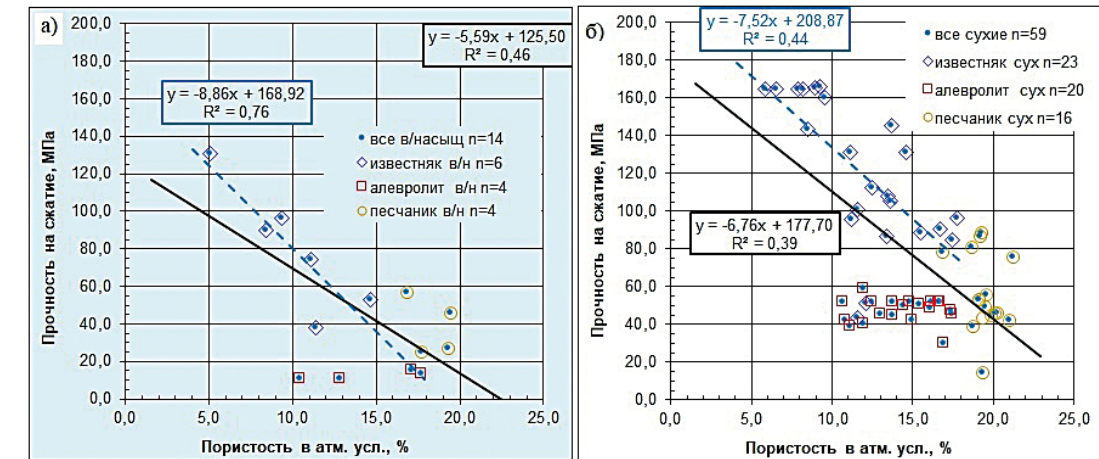
Предварительное сопоставление пористости и объемного веса (плотности) всех исследованных образцов (рисунок 1) показало, что плотность образцов тесно связана с пористостью, которая является одним из основных петрофизических и емкостных параметров коллекторов месторождений нефти и газа.

Однако для разных литологических типов пород эти параметры имеют свои закономерности. Так как использованная нами методика определения трещинной пористости зависит от литологической однородности образцов, были построены зависимости «плотность – пористость» для разделения образцов по их литологии для ее дальнейшего эффективного и корректного применения для каждого из литотипов.

Также проводилось определение скорости распространения упругих продольных волн с величиной пористости, которое показало, что тесная связь и надежная зависимость между ними существуют в пределах отдельных литологических типов: например, известняк, песчаник, алевролит (рисунок 2). Однако досто-



**Рисунок 2** – Зависимости скорости продольной волны от пористости исследованных образцов: а) известняка, алевролита, песчаника скважины А; б) глинисто-карбонатно-кварцевой породы и известняка органогенно-обломочного скважины В



**Рисунок 3** – Зависимости предела прочности на сжатие от пористости влагонасыщенных и сухих образцов известняка, алевролита, песчаника скважины А

верность аппроксимации линейной зависимостью и теснота связи уже несколько ниже, чем у зависимости «плотность – пористость».

Зависимость скорости продольной волны (рисунок 2) от величины пористости также оказалась менее информативной ( $R_2=0,39-0,82$ ) для всей исследованной коллекции образцов и существенно отличается для разных литологических типов горных пород. Так, для известняков достоверность аппроксимации линейной зависимостью связи скорости продольной волны и пористости находится в пределах от 0,55 (скважина А) до 0,81 (скважина В). В то же время для глинисто-карбонатно-кварцевой породы (скважина В) достоверность аппроксимации составила 0,81, а для алевролитов и песчаников (скважина А) – от 0,48 до 0,01. Возможно, из-за сложной структуры их порового пространства трещинная пористость составляла от 0,0 до 1,0 %, а доля трещинной пористости в составе общей пористости достигала 10 %.

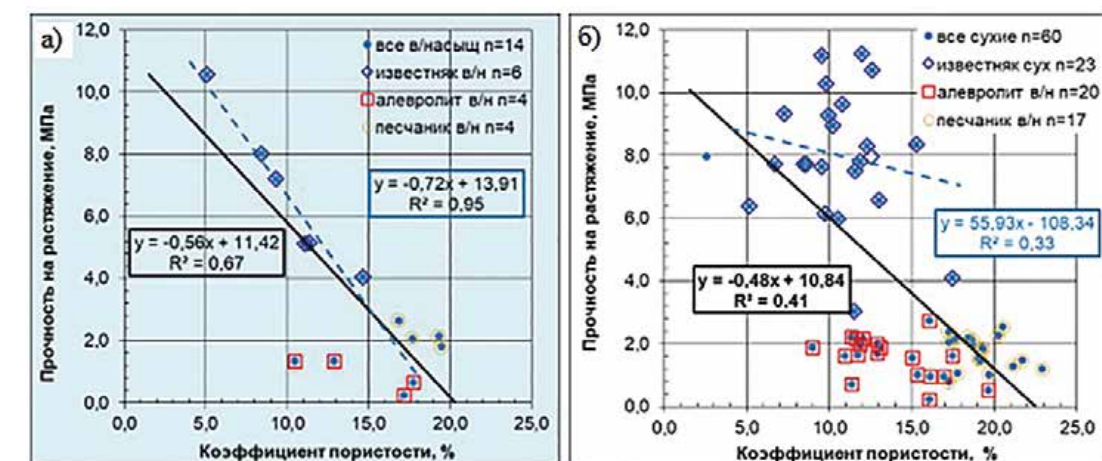
Определение предела прочности на сжатие исследованных образцов позволило выявить его зависимость

от величины пористости: прочность закономерно снижается с ростом пористости как для сухих образцов, так и для насыщенных водой (рисунок 3). Стоит отметить, что общая тенденция снижения прочности с ростом пористости подтвердилась для алевролита и песчаника, но малое количество исследованных образцов (по четыре образца) не позволило выявить статистически надежную зависимость.

Сравнение результатов определения прочности на сжатие сухих и влагонасыщенных образцов (рисунок 3) подтвердило влияние воды на величину прочности. Сухие образцы одинаковой пористости имели более высокие величины прочности относительно образцов, насыщенных влагой. Это может говорить о том, что при обводнении пластов их прочность будет снижаться.

Сопоставление предела прочности на растяжение и пористости насыщенных водой и сухих образцов скважины А (рисунок 4) позволило получить приемлемые зависимости между этими параметрами.

Несмотря на малое количество исследованных образцов, очевидно (рисунок 4), что и предел прочности



**Рисунок 4** – Зависимости предела прочности на растяжение от пористости: а) влагонасыщенных и б) сухих образцов известняка, алевролита, песчаника скважины А



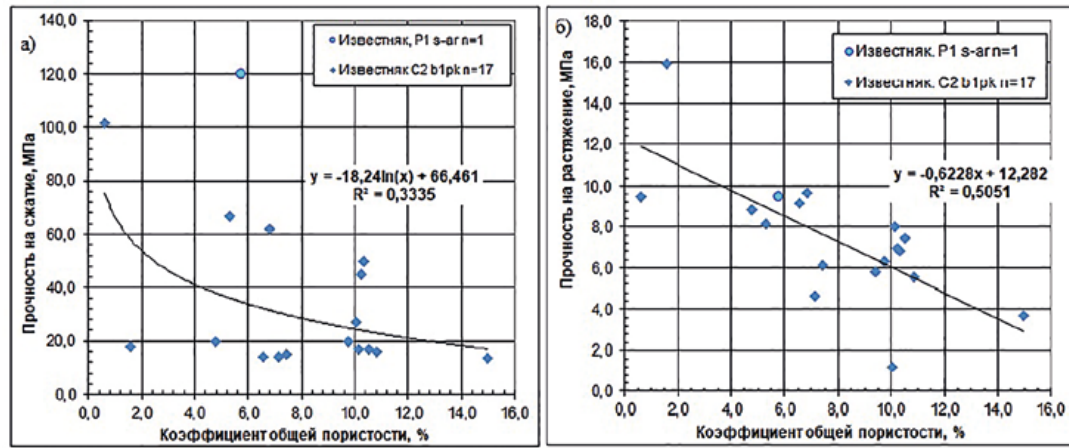


Рисунок 5 – Зависимость прочности на сжатие и растяжение от пористости сухих образцов известняка органогенно-обломочного скважины В

на растяжение уменьшается с увеличением пористости как для сухих образцов, так и для образцов, насыщенных влагой. Также видно, что наличие влаги в образцах в целом снижает их прочность. Однако статистически достоверная зависимость прочности на растяжение от пористости получена только на образцах известняка ( $R^2 = 0,95$ ), насыщенных влагой (рисунок 4а), для сухих образцов достоверность аппроксимации линейной зависимостью довольно мала:  $0,33-0,41$ .

Аналогичные исследования зависимости прочности на сжатие и растяжение от пористости сухих образцов известняка из скважины В подтвердили, что пределы прочности на сжатие и растяжение снижаются с ростом общей (открытой) пористости (рисунок 5). Но эти зависимости прочности от пористости не рекомендуются применять на практике, так как достоверность их аппроксимации логарифмической зависимостью довольно мала:  $R^2 = 0,33-0,42$ .

**Обсуждение**

В связи с неоднозначным определением влияния пористости на прочность стало очевидно, что для выяснения факторов, влияющих на прочность, необходимо привлечь для обсуждения дополнительные резуль-

таты исследований, характеризующие структуру пористости [10, 11]. Были рассмотрены величины трещинной пористости, полученные при обработке петрофизических параметров образцов по методике, описанной в работах [12–14], с использованием величин измеренных значений общей (открытой) пористости и скорости продольных волн на образцах и в их минеральной матрице по выражению (1).

Результаты сопоставления влияния трещинной пористости на пределы прочности при сжатии насыщенных влагой и сухих образцов скважины А приведены на рисунке 6.

Рисунок 6 показывает, что трещинная пористость не оказывает доминирующего влияния на прочность при сжатии ни для образцов, насыщенных влагой, ни для сухих образцов, так как линейные зависимости имеют низкую достоверность аппроксимации. Сравнение рисунков 3 и 6 показывает, что доминирующим фактором для величины прочности на сжатие образцов скважины А является величина общей пористости. Однако сопоставление прочности на сжатие с величиной доли трещинной пористости в общей пористости (рисунок 7) показало, что влияние величины последней существенно. Так, с ростом

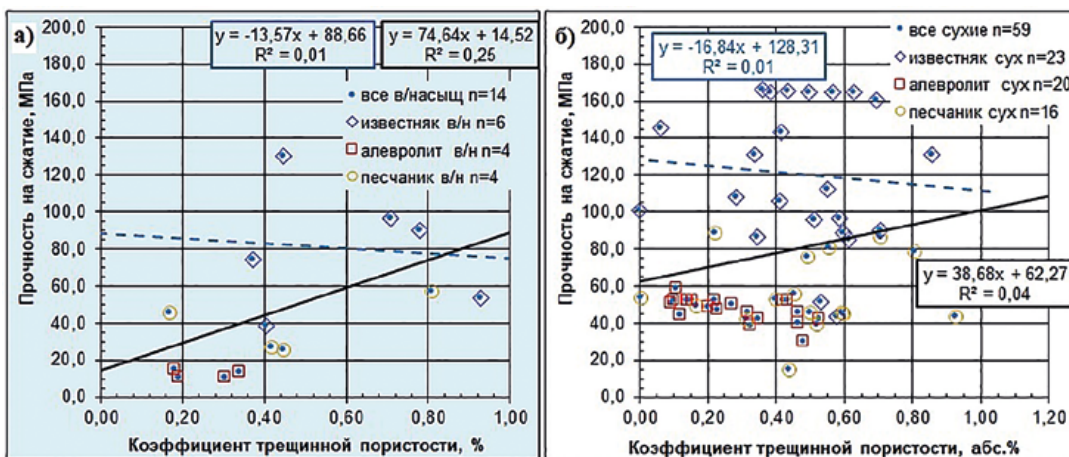


Рисунок 6 – Зависимости предела прочности на сжатие от трещинной пористости водонасыщенных и сухих образцов известняка, алевролита, песчаника скважины А

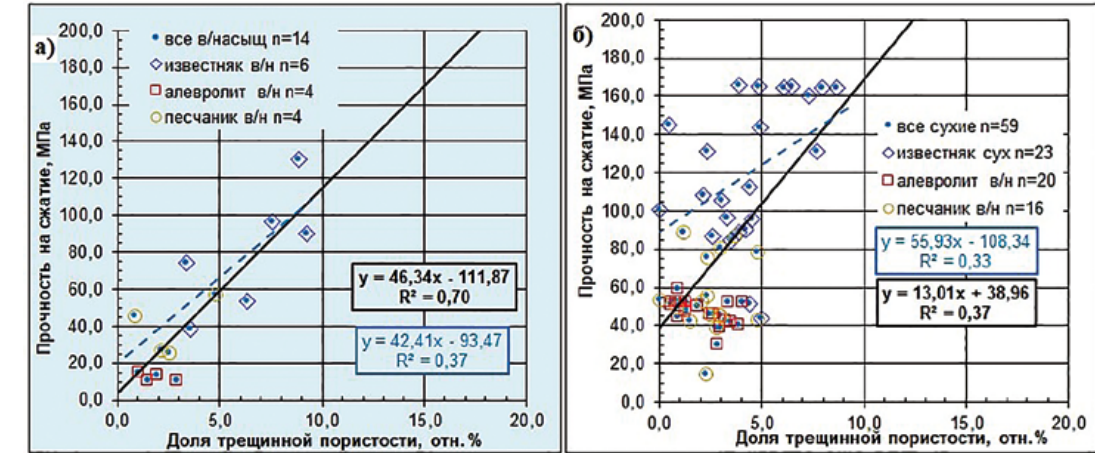


Рисунок 7 – Зависимости предела прочности на сжатие от доли трещинной пористости водонасыщенных и сухих образцов известняка, алевролита, песчаника скважины А

доли трещинной пористости растет и прочность на сжатие. Причем аналогичная зависимость отмечена и для сухих образцов.

Связано это, возможно, с тем, что относительная доля трещинной пористости больше в низкопористых

образцах (рисунок 8), а их прочность выше, чем у образцов с большой пористостью (рисунок 3).

Рассмотрим влияние трещинной пористости на предел прочности на растяжение влагонасыщенных и сухих образцов скважины А (рисунок 9).

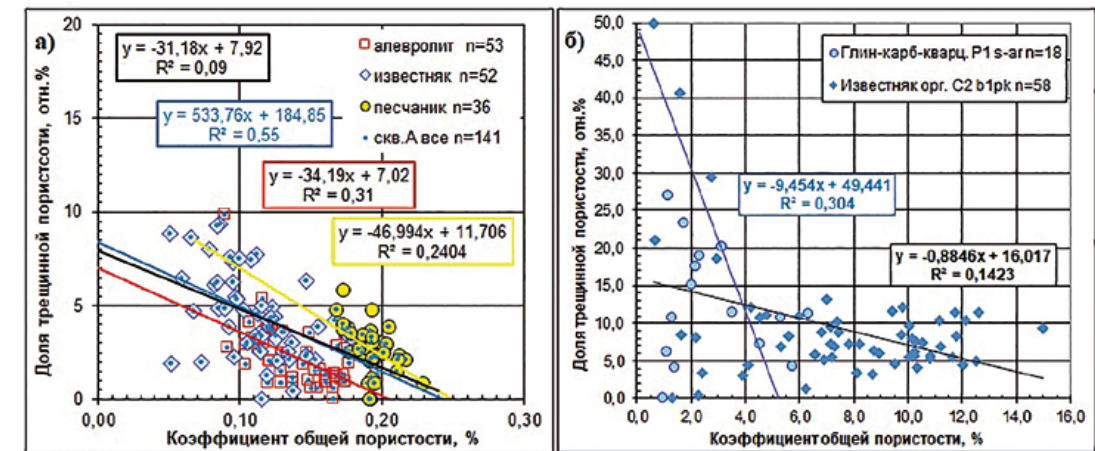


Рисунок 8 – Зависимости доли трещинной пористости от общей пористости исследованных образцов: а) известняка, алевролита, песчаника скважины А; б) глинисто-карбонатно-кварцевой породы и известняка органогенно-обломочного скважины В

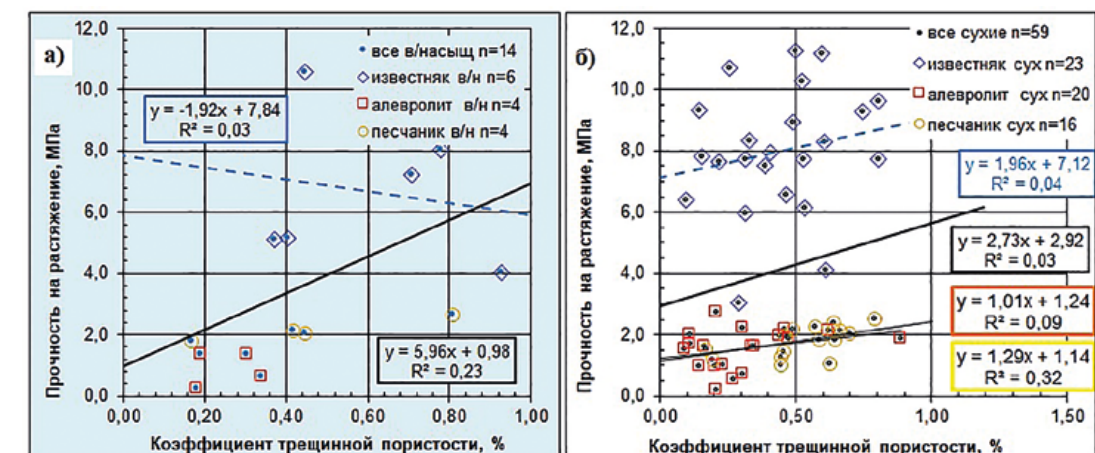


Рисунок 9 – Зависимости предела прочности на растяжение от трещинной пористости водонасыщенных и сухих образцов известняка, алевролита, песчаника скважины А



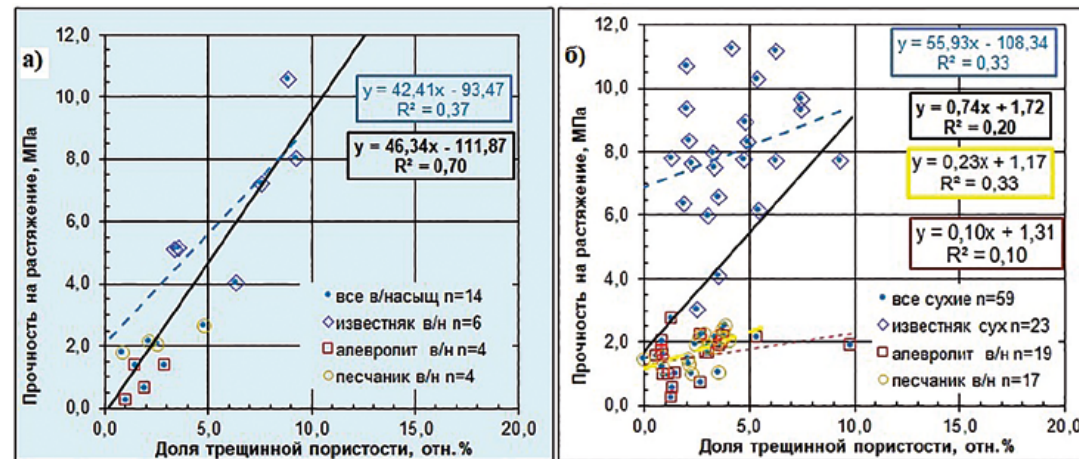


Рисунок 10 – Зависимости предела прочности на растяжение от доли трещинной пористости водонасыщенных и сухих образцов известняка, алевролита, песчаника скважины А

Рисунок 9 показывает, что трещинная пористость и в этом случае не оказывает доминирующего влияния на прочность при растяжении ни для образцов, насыщенных влагой, ни для сухих образцов, так как линейные зависимости имеют низкую достоверность аппроксимации. Сравнение рисунков 4 и 9 показывает, что доминирующим фактором для величины прочности на растяжение образцов скважины А является величина общей пористости. Достоверность линейной зависимости прочности на растяжение от общей пористости существенно выше, чем достоверность зависимости от трещинной пористости. Выявление зависимости прочности на растяжение с величиной доли трещинной пористости в общей пористости (рисунок 10) показало, что влияние величины последней существенно, особенно для влагонасыщенных образцов.

Так, с ростом доли трещинной пористости растет и прочность на растяжение. Причем аналогичная зависимость отмечена и для сухих образцов, но с более слабой достоверностью аппроксимации линейной зависимостью. Связано это, возможно, с тем, что относительная доля трещинной пористости больше в низ-

копористых образцах (рисунок 8), а их прочность на растяжение выше, чем у образцов с большой пористостью (рисунок 4).

Аналогичным образом рассмотрим и влияние трещинной пористости на величины прочности при сжатии и растяжении образцов известняка скважины В.

Рисунок 11 показывает, что величина трещинной пористости и в этом случае не оказывает значительного влияния на прочность при сжатии и растяжении для сухих образцов, так как полученные зависимости имеют достоверность аппроксимации ниже, чем те, которые были получены для зависимости прочности от величины общей пористости (рисунок 5). Очевидно, и в этом случае доминирующим фактором для величин прочности на сжатие и растяжение является общая (открытая) пористость. Подтверждением этого утверждения служат и зависимости пределов прочности на сжатие и растяжение от величины относительной доли трещинной пористости в общей пористости (рисунок 12, см. с. 35). Из рисунка 12 видно, что влияние доли трещинной пористости выражено слабо, так как достоверности аппроксимации зависимостей низкие, а основная группа образцов

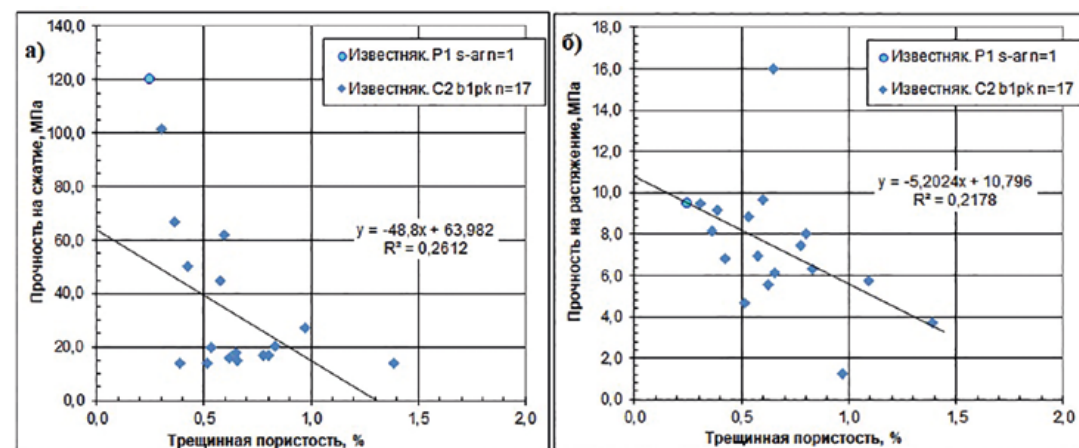


Рисунок 11 – Зависимость предела прочности на сжатие и растяжение от трещинной пористости сухих образцов известняка скважины В

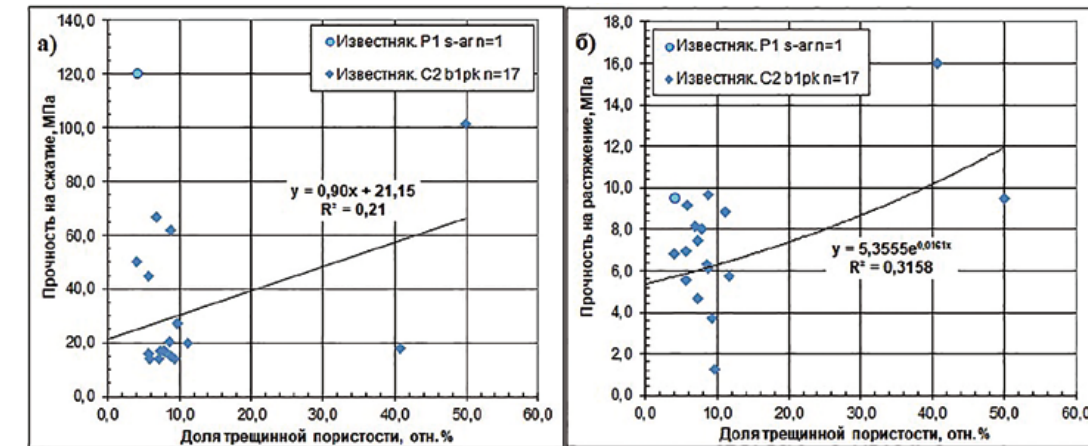


Рисунок 12 – Зависимость предела прочности на сжатие и растяжение от доли трещинной пористости сухих образцов известняка скважины В

(за исключением одного-двух) отражает тенденцию снижения прочности при увеличении доли трещинной пористости.

Сопоставление прочностных параметров образцов с величиной общей пористости, трещинной пористости и ее доли в общей пористости (рисунки 3–4 и 10) показало, что увеличение как величины общей пористости, так и ее трещинной компоненты снижает прочность образцов как на сжатие, так и на растяжение. Однако с увеличением доли трещинной пористости в общей пористости прочность и на сжатие, и на растяжение увеличиваются. Анализ корреляционных зависимостей между прочностными и емкостными характеристиками образцов, выполненный по аналогии с работой [15], позволяет получить представление о степени влияния того или иного параметра. С этой целью нами были рассчитаны коэффициенты парной корреляции между общей пористостью, ее межзерновой и трещинной компонентами и такими прочностными параметрами, как прочность на сжатие, прочность на растяжение, сцепление, угол

разрушения, и ряда упругих параметров сухих и водонасыщенных образцов всей исследованной коллекции образцов скважины А (таблица 1) скважины В (таблица 2).

Анализ таблицы 1 показал, что с прочностью на сжатие и растяжение тесно связана скорость продольной волны, так как их парные коэффициенты корреляции с прочностью на сжатие и растяжение всех 140 водонасыщенных и сухих образцов известняка, песчаника и алевролитов изменяются от 0,83 до 0,91, что говорит об их тесной связи. Тесно связаны с прочностью на сжатие и растяжение величина общей пористости и доля трещинной пористости в ней, а также величина межзерновой пористости: парный коэффициент корреляции  $r = -0,68...0,90$ . Причем если увеличение общей пористости и ее межзерновой компоненты снижает прочность на сжатие и растяжение (отрицательные величины коэффициентов корреляции), то увеличение доли трещинной пористости способствует росту прочности (положительные величины коэффициентов корреляции). Этот факт может

Таблица 1 – Коэффициенты парной корреляции прочностных и емкостных параметров водонасыщенных и сухих образцов скважины А

140 образцов	Прочностные свойства водонасыщенных образцов						Прочностные свойства сухих образцов			
	Модуль Юнга статический	Коэффициент Пуассона статический	Предел прочности на сжатие	Предел прочности на растяжение	Сцепление	Угол разрушения	Модуль Юнга статический	Коэффициент Пуассона статический	Предел прочности на сжатие	Предел прочности на растяжение
Трещинная пористость	0,69	0,20	0,50	0,47	0,49	-0,04	0,08	-0,09	0,24	0,22
Межзерновая пористость	-0,09	-0,05	-0,70	-0,83	-0,83	0,17	-0,17	0,15	-0,63	-0,65
Доля трещинной пористости	0,46	0,15	0,86	0,90	0,90	-0,08	0,15	-0,17	0,60	0,29
Пористость	-0,06	-0,04	-0,68	-0,82	-0,81	0,17	-0,17	0,15	-0,62	-0,64
Скорость продольной волны	0,21	0,54	0,84	0,91	0,87	-0,34	0,54	-0,30	0,83	0,84

**Таблица 2 – Коэффициенты парной корреляции прочностных, упругих и емкостных параметров сухих образцов известняка скважины В**

Параметры	Общая пористость	Межзерновая пористость	Трещинная пористость	Доля трещинной пористости	Скорость продольной волны	Скорость поперечной волны	Предел прочности на сжатие (18 обр.)	Прочность на растяжение (18 обр.)	Модуль Юнга статич. (18 обр.)	Коэф-т Пуассона статич. (18 обр.)	Модуль Юнга динамич.	Коэф-т Пуассона динамич.
Общая пористость	1,00	1,00	0,69	-0,36	-0,90	-0,90	-0,45	-0,72	-0,26	0,31	-0,92	0,01
Межзерновая пористость	1,00	1,00	0,64	-0,41	-0,87	-0,86	-0,42	-0,72	-0,25	0,31	-0,89	-0,01
Трещинная пористость	0,69	0,64	1,00	0,18	-0,94	-0,94	-0,59	-0,49	-0,39	0,23	-0,90	0,11
Доля трещинной пористости	-0,36	-0,41	0,18	1,00	0,07	0,07	0,25	0,53	0,15	-0,22	0,11	0,04
Скорость продольной волны	-0,90	-0,87	-0,94	0,07	1,00	1,00	0,54	0,66	0,33	-0,29	0,99	-0,07
Скорость поперечной волны	-0,90	-0,86	-0,94	0,07	1,00	1,00	0,54	0,64	0,31	-0,29	0,99	-0,15
Прочность на сжатие	-0,45	-0,42	-0,59	0,25	0,54	0,54	1,00	0,28	0,72	-0,19	0,57	-0,18
Прочность на растяжение	-0,72	-0,72	-0,49	0,53	0,66	0,64	0,28	1,00	0,11	-0,24	0,66	0,04
Е статич.	-0,26	-0,25	-0,39	0,15	0,33	0,31	0,72	0,11	1,00	-0,11	0,34	0,13
К-т Пуассона, статич.	0,31	0,31	0,23	-0,22	-0,29	-0,29	-0,19	-0,24	-0,11	1,00	-0,27	0,14
Е динамич.	-0,92	-0,89	-0,90	0,11	0,99	0,99	0,57	0,66	0,34	-0,27	1,00	-0,10
К-т Пуассона, динамич.	0,01	-0,01	0,11	0,04	-0,07	-0,15	-0,18	0,04	0,13	0,14	-0,10	1,00

говорить о том, что трещины в этих породах не взаимосвязаны, возможно, хаотично ориентированы и не способствуют снижению прочности образцов. Вероятно, обусловлено это и тем, что относительная доля трещинной пористости больше в низкопористых образцах (рисунок 8а), а их прочность на растяжение выше, чем у образцов с большой пористостью (рисунок 4а).

Аналогичный статистический анализ тесноты связи предела прочности на сжатие сухих образцов известняка скважины В показал (таблица 2), что он наиболее тесно связан со статическим модулем Юнга: коэффициент корреляции  $r = 0,72$ . Также значима связь с величиной трещинной пористости  $r = -0,59$  и динамическим модулем Юнга  $r = 0,57$ .

Прочность на растяжение образцов известняка скважины В наиболее тесно связана с величинами открытой и межзерновой пористости: коэффициент корреляции  $r = -0,72$ . Теснота связи с динамическим модулем Юнга и скоростью продольных волн  $r = 0,66$  (таблица 2).

Разработка месторождений углеводородов и бурение скважин зачастую сопровождаются сейсмическими и деформационными последствиями [2, 16], и учет влияния как величины общей пористости, так и трещинной и межзерновой ее компонент, а также наличия влаги в пласте на прочностные свойства горных пород позволит повысить обоснованность выбора технологий строительства скважин и разработки месторождения.

### Заключение

Две компоненты пористости – межзерновая и трещинная – оказывают существенно различное влияние на величины прочностных параметров. Экспериментально выявлено, что доля трещинной пористости в общей пористости значительно влияет на прочностные параметры исследованных образцов. Получены зависимости предела прочности на сжатие и растяжение от общей пористости и доли трещинной пористости для влагонасыщенных образцов известняка из скважины А и сухих образцов известняка из скважины В с высокой степенью достоверности аппроксимации линейными зависимостями и коэффициентами корреляции.

Зависимости, выявленные в результате данных исследований, могут быть использованы для оценки прочностных параметров горных пород Астраханского месторождения и геомеханического моделирования исследованных интервалов, что позволит повысить эффективность строительства скважин при разработке месторождения.

### Список источников

1. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
2. Кузьмин Ю. О. Индуцированные сейсмические процессы на месторождениях нефти и газа // Проблемы недропользования. 2019. № 4(23). С. 9–17. <https://doi.org/10.25635/2313-1586.2019.04.009>.
3. Жуков В. С., Кузьмин Ю. О. Физическое моделирование современных геодинамических процессов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2003. № 5. С. 71–77.
4. Жуков В. С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2010. № 6. С. 341–349.
5. Жуков В. С., Семенов Е. О., Кузьмин Ю. О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018. № 5(37). С. 82–99.
6. Жуков В. С. Основные причины изменения комплекса физических свойств коллекторов при разработке месторождений углеводородов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 4(20). С. 174–183.
7. Жуков В. С. Люгай Д. В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: Учебное пособие. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. 56 с.
8. Муминов С. А., Попов С. Н. Экспериментальные исследования упруго-прочностных свойств карбонатного коллектора одного из месторождений Прикаспийской впадины // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции, Москва, 20–21 октября 2022 года. Москва: ИПНГ РАН, 2022. С. 260–261.
9. Жуков В. С. Оценка прочностных и упругих свойств горных пород дагинского горизонта шельфа Сахалина // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2020. № 4. С. 44–57. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2020-4-0-44-57>.
10. Жуков В. С., Кузьмин Ю. О., Салов Б. Г. Деформации и трещинообразование в образцах горных пород при длительном воздействии постоянных сжимающих напряжений // Модельные и натурные исследования очагов землетрясений: Сборник / Институт физики Земли АН СССР. М.: Издательство «Наука». 1991. С. 156–163.
11. Рыжов А. Е., Жуков В. С., Иселидзе О. В., Дахнов А. В., Семенов Е. О. Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа // Разработка месторождений углеводородов: Сборник научных трудов / Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. С. 154–168.
12. Жуков В. С. Кузьмин Ю. О. Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. С. 39–50. <https://doi.org/10.31857/S0002333720040109>.
13. Жуков В. С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2012. № 1(9). С. 148–152.
14. Жуков В. С., Моторыгин В. В. Анализ некоторых способов оценки трещинной пористости // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2017. № 3(31). С. 207–215.
15. Кольчугин А. Н., Зиганшин Э. Р., Морозов В. П. [и др.]. Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 4. С. 65–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.5>.
16. Кузьмин Ю. О. Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа // Геофизические процессы и биосфера. 2021. Т. 20. № 4. С. 103–121. <https://doi.org/10.21455/GPB2021.4-7>.

### References

1. Dobrynin V. M. Deformations and changes in physical properties of oil and gas reservoirs. M.: Nedra, 1970. 239 p. (In Russ.).
2. Kuzmin Y. O. Induced Deformations of Fault Zones // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2019. Vol. 55. No. 5. P. 753–765. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S1069351319050069>.
3. Zhukov V. S., Kuzmin Yu. O. Physical modeling of modern geodynamic processes // Mining information-analytical bulletin. 2003. No. 5. P. 71–77. (In Russ.).
4. Zhukov V. S. Assessment of changes in the physical properties of reservoirs caused by the development of oil and gas fields // Mining information and analytical bulletin. 2010. No. 6. P. 341–349. (In Russ.).
5. Zhukov V. S., Semenov Ye. O., Kuzmin Yu. O. Dynamics of physical properties of reservoirs at development of oil and gas fields // Scientific and Technical Collection “Vesti gazovoy nauki”. 2018. No. 5(37). P. 82–99. (In Russ.).
6. Zhukov V. S. Principal causes of change of a complex of physical properties of producing formation by oil and gas fields development // Scientific and Technical Collection “Vesti gazovoy nauki”. 2014. No. 4(20). P. 174–183. (In Russ.).
7. Zhukov V. S. Lyugai D. V. Determination of filtration-capacitance and elastic properties and electrical parameters of rock samples in modeling reservoir conditions: Textbook. M.: Gazprom VNIIGAZ, 2016. 56 p. (In Russ.).
8. Muminov S. A., Popov S. N. Experimental studies of elastic-strength properties of carbonate reservoir of one of the fields of the Caspian depression // Actual problems of oil and gas: Proceedings of the V All-Russian Youth Scientific Conference, Moscow, October 20–21, 2022. M.: IPNG RAS, 2022. P. 260–261. (In Russ.).
9. Zhukov V. S. Estimating the strength and elasticity of rocks in the Dagi formation on the Sakhalin shelf // Mining information-analytical bulletin. 2020. No. 4. P. 44–57. (In Russ.). <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2020-4-0-44-57>.



10. Zhukov V. S., Kuzmin Yu. O., Salov B. G. Deformation and cracking in rock samples under prolonged exposure to constant compressive stresses // Model and field studies of earthquake sources: Collection / Institute of Earth Physics, USSR Academy of Sciences. M.: "Nauka", 1991. P. 156–163. (In Russ.).

11. Ryzhov A. E., Zhukov V. S., Iselidze O. V., Dakhnov A. V., Semenov E. O. Dynamics of changes in physical properties of productive rock samples during the development of oil and gas fields // Development of hydrocarbon fields: Collection of scientific papers / Research Institute of natural gases and gas technologies – Gazprom VNIIGAZ. M.: Gazprom VNIIGAZ, 2008. P. 154–168. (In Russ.).

12. Zhukov V. S., Kuzmin Yu. O. The Influence of Fracturing of the Rocks and Model Materials on P-Wave Propagation Velocity: Experimental Studies // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2020. Vol. 56. No. 4. P. 470–480. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S1069351320040102>.

13. Zhukov V. S. Estimation of reservoir fracturing by the velocity of elastic waves propagation // Scientific and Technical Collection "Vesti gazovoy nauki". 2012. No. 1(9). P. 148–152. (In Russ.).

14. Zhukov V. S., Motorygin V. V. Examining few methods for estimation of porosity // Scientific and Technical Collection "Vesti gazovoy nauki". 2017. No. 3(31). P. 207–215. (In Russ.).

15. Kolchugin A. N., Ziganshin E. R., Morozov V. P., Bystrov E. S., Korolev E. A., Gilfanov S. I. Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan // Georesources. 2022. Vol. 24. No. 4. P. 65–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.5>.

16. Kuzmin Yu. O. Deformational consequences of oil and gas field development // Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics. 2021. Vol. 57. No 11. P. 1479–1497. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S0001433821110062>.

**Информация об авторах**

**Сардорбек Абдулахат Угли Муминов**, младший научный сотрудник, аспирант

**Виталий Семенович Жуков**, доктор технических наук, главный научный сотрудник

**Information about the authors**

**Sardorbek A. Muminov**, junior researcher, graduate student

**Vitaliy S. Zhukov**, doctor of technical sciences, chief researcher

Статья поступила в редакцию 22.09.2023; одобрена после рецензирования 26.09.2023; принята к публикации 28.09.2023.

The article was submitted 22.09.2023; approved after reviewing 26.09.2023; accepted for publication 28.09.2023.

**GasSuf**

**24–26 октября 2023**

Россия, Москва, Крокус Экспо

21-я Международная выставка газобаллонного, газозаправочного оборудования и техники на газомоторном топливе

The advertisement features a stylized illustration of a car and a gas station sign. The sign is blue and white with the word "GAS" in large, bold letters. Below the sign, the words "LNG", "CNG", and "LPG" are listed vertically. The car is depicted in a simplified, glowing style with red and blue outlines. The background is dark blue with a grid of small white dots.

**LNG**  
**CNG**  
**LPG**

**GAS**

Забронируйте  
стенд  
[www.gassuf.ru](http://www.gassuf.ru)

Организатор  
**MVK**  
Международная  
Выставочная  
Компания  
+7 (495) 252 11 07  
[gassuf@mvk.ru](mailto:gassuf@mvk.ru)

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 40–49

Научная статья  
УДК 622.279.32  
EDN HVXKWM

## К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ СТРАТЕГИИ НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННОЙ В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Виктор Владимирович Шишляев<sup>1</sup>, Екатерина Владимировна Швачко<sup>2</sup>, Александр Николаевич Васильев<sup>3</sup>, Вячеслав Павлович Пименов<sup>4</sup>

<sup>1,2,3,4</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

<sup>1</sup>V\_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

<sup>2</sup>E\_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru

<sup>3</sup>A\_Vasilev@vniigaz.gazprom.ru

<sup>4</sup>V\_Pimenov@vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** В настоящей работе теоретически рассмотрена начальная стадия освоения метано-угольной скважины, когда давление в скважине выше, чем давление начала десорбции метана. Эта стадия относительно просто и надежно может быть смоделирована с помощью численного решения уравнения переноса. Численный анализ поля давления в угольном пласте проводится с учетом

изменения трещиноватой пористости и проницаемости пласта при понижении давления. В сочетании с полевыми данными по давлению и дебиту воды, полученными на начальном этапе освоения скважины, численное моделирование может уточнить свойства угольного резервуара и выбрать оптимальную стратегию дальнейшего освоения скважины.

**Ключевые слова:** освоение скважины, угольный пласт, трещиноватая сжимаемость, численное моделирование, гидравлический разрыв пласта

**Для цитирования:** Шишляев В. В., Швачко Е. В., Васильев А. Н., Пименов В. П. К выбору оптимальной стратегии начальной стадии освоения скважины, пробуренной в угольном пласте // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 40–49. EDN HVXKWM.

© Шишляев В. В., Швачко Е. В., Васильев А. Н., Пименов В. П., 2023

© Shishlyaev V. V., Shvachko E. V., Vasiliev A. N., Pimenov V. P., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):40-49

Original article  
UDC 622.279.32  
EDN HVXKWM

## TOWARDS THE SELECTION OF THE OPTIMAL STRATEGY FOR THE INITIAL STAGE OF DEVELOPMENT OF A WELL DRILLED IN A COAL SEAM

Viktor V. Shishlyaev<sup>1</sup>, Ekaterina V. Shvachko<sup>2</sup>, Alexander N. Vasiliev<sup>3</sup>, Vyacheslav P. Pimenov<sup>4</sup>

<sup>1,2,3,4</sup>LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia

<sup>1</sup>V\_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

<sup>2</sup>E\_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru

<sup>3</sup>A\_Vasilev@vniigaz.gazprom.ru

<sup>4</sup>V\_Pimenov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This paper theoretically examines the initial stage of development of a coal-methane well, when the pressure in the well is higher than the pressure at the beginning of methane desorption. This stage can be relatively simply and reliably modeled using a numerical solution of the transport equation. Numerical analysis of the pressure field in a coal seam is carried out

taking into account changes in fractured porosity and permeability of the formation with decreasing pressure. In combination with field data on water pressure and flow rate obtained at the initial stage of well development, numerical modeling can clarify the properties of a coal reservoir and select the optimal strategy for further development of the well.

**Keywords:** well development, coal seam, fractured compressibility, numerical modeling, hydraulic fracturing

**For citation:** Shishlyaev V. V., Shvachko E. V., Vasiliev A. N., Pimenov V. P. Towards the selection of the optimal strategy for the initial stage of development of a well drilled in a coal seam. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):40-49. (In Russ.). EDN HVXKWM.

### Введение

Освоение скважины для добычи метана из угольных пластов является одним из основных технологических процессов в рабочем цикле жизни скважины, который может определять эффективную добычу газа в период промышленной эксплуатации. Процесс освоения представляет собой комплекс технологических операций, осуществляемых на скважине, включающий мероприятия по очистке прискважинной зоны пласта, вызову притока пластового флюида и выводу скважины на запланированный технологический режим эксплуатации. Важную роль в успешном освоении скважин играет время создания депрессии на пласты (скорость

снижения динамического уровня воды в затрубном пространстве), которое обусловлено как сложными физическими процессами, происходящими в пласте, так и геолого-технологическими мероприятиями, выполненными в скважине.

Разработка оптимальной стратегии процесса освоения скважины для добычи метана из угольных пластов является довольно сложной задачей. В первую очередь это связано с большой трещиноватой сжимаемостью и очень малой пьезопроводностью угольного пласта, которая может быть в сотни раз меньше, чем пьезопроводность традиционных нефтегазовых пластов [1].



**Особенности процесса добычи газа из угольных пластов**

Добыча метана из угольных пластов имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при разработке технологии добычи газа. Как показывает практический опыт освоения скважин, давление начала десорбции газа  $P_{дес}$  в угольных пластах значительно меньше, чем начальное пластовое давление  $P_0$  (на 20–30 атм). Отношение давления начала десорбции к начальному пластовому давлению  $P_{дес}/P_0$  для угольных пластов Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения варьируется в пределах 0,5–0,85. Трещины в угольных пластах в естественном состоянии практически всегда заполнены пластовой водой (водонасыщенность – 100 %), добыча газа из пластов требует принудительного откачивания пластовой жидкости с применением скважинного насосного оборудования. Начальный этап освоения скважины, когда проводится откачка пластовой воды и давление в околоскважинном пространстве остается выше давления десорбции, характеризуется однофазным течением воды. При дальнейшем снижении давления в пласте происходит собственно добыча газа: в пласте имеет место двухфазный поток «вода – газ».

Вследствие большой трещиноватой сжимаемости пьезопроводность угольного пласта очень мала и в процессе вызова притока воды размеры области пониженного давления вокруг добывающей скважины (или трещины гидроразрыва) увеличиваются аномально медленно. При этом возникают большие градиенты давления в пласте. В то же время малая механическая прочность твердой матрицы угля накладывает ограничения на максимально допустимую величину градиента давления и скорости фильтрации воды в угольном пласте, так как микрочастицы, образовавшиеся при разрушении матрицы угля, могут значительно уменьшить трещиноватую проницаемость пласта вблизи скважины (трещины).

Оптимальная стратегия начальной стадии освоения скважины включает в себя:

- достижение минимально возможных значений градиентов давления в резервуаре;
- уменьшение (насколько это возможно при выполнении предыдущего пункта) продолжительности начальной (чисто водяной) стадии освоения скважины.

Медленный темп создания депрессии необходим и для релаксации горного массива после гидроразрыва пласта, способствующей щадящему закреплению пропанта в трещине ГРП. Следует отметить, что мировой опыт [2, 3] также свидетельствует о необходимости медленного темпа создания депрессии для предотвращения повреждения угольного коллектора и наиболее полного развития депрессионной воронки без блокирования приточных каналов системы кливажей.

**Постановка задачи**

В процессе освоения и эксплуатации метаноугольных скважин поток флюида выносит из околоскважинной

зоны мелкие фракции породы и шлама, которые забивают порово-трещинные каналы залежи и могут существенно уменьшить эффективную проницаемость околоскважинной зоны. Значительное содержание твердых примесей в потоке флюида (до 15 г/л), которые могут накапливаться на забое и в стволе скважины, ухудшает продуктивные характеристики и снижает добычу. Механические примеси приводят к закупорке скважинного насосного оборудования с последующим подклиниванием и остановкой насоса, что требует их ремонта или замены.

Согласно работе [4], существует пороговое значение градиента давления в угольном пласте (порядка 2–3 атм/м), ниже которого генерация микрочастиц практически не происходит, а при увеличении градиента давления выше этой величины количество мелких твердых частиц угля в потоке пластовой воды быстро увеличивается.

Одной из задач, возникающих при обосновании технологических режимов, обеспечивающих нормальную работу метаноугольных скважин, является разработка методики расчетной оценки и минимизации градиентов давления в угольном пласте.

**Моделирование течения воды к скважине**

Цилиндрически симметричное уравнение для давления воды в угольном резервуаре с добывающей скважиной можно записать в виде:

$$b(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \cdot \left( -\chi(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = 0. \quad (1)$$

В этой модели учитывается, что трещиноватая пористость  $\phi$  и проницаемость  $k$  угольного пласта зависят от давления:

$$\phi(P) = \phi_0 \cdot b(P); \quad (2)$$

$$k(P) = k_0 \cdot b(P)^{n_k}, \quad (3)$$

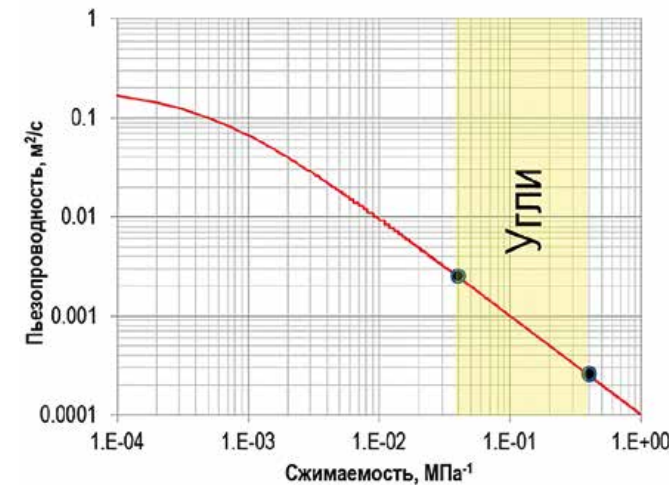
$$\text{где } b(P) = e^{c_f(P-P_0)}, \quad (4)$$

$\phi_0$  и  $k_0$  – трещиноватая пористость и проницаемость при начальном давлении  $P_0$ ;  $c_f$  – трещиноватая сжимаемость угольного пласта ( $c_f = 0,04 \div 0,4 \text{ МПа}^{-1}$  [1, 5]);  $n_k = 2 \div 4$  – безразмерный параметр, который обычно принимается равным 3.

$$\chi(P) = \frac{k(P)}{\mu \cdot \phi_0 \cdot (\beta + c_f)}, \quad (5)$$

$\chi$  [м<sup>2</sup>/с] – коэффициент пьезопроводности пласта, рассчитанный по начальной пористости  $\phi_0$ ;  $\beta$  – сжимаемость воды ( $\beta \approx 5 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ );  $\eta$  – вязкость воды.

На **рисунке 1** на с. 43 показана зависимость коэффициента пьезопроводности  $\chi$  от сжимаемости  $c_f$ , рассчитанная для постоянных значений пористости и проницаемости ( $k=1 \text{ мД}$ ,  $\eta = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ,  $\phi = 0,01$ ).



**Рисунок 1** – Зависимость коэффициента пьезопроводности  $\chi$  от трещиноватой сжимаемости  $c_f$  ( $k=1 \text{ мД}$ ,  $\eta = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$  и  $\phi = 0,01$ )

Из рисунка видно, что трещиноватой сжимаемостью угольного пласта ( $c_f = 0,04 \div 0,4 \text{ МПа}^{-1}$  [1]) соответствуют пьезопроводности в диапазоне  $\chi = 0,0003 \div 0,003 \text{ [м}^2/\text{с]}$ . Эти значения приблизительно в 100 раз меньше, чем пьезопроводность большинства нефтегазовых пластов.

Начальным условием задачи (1) является:

$P(r_w \leq r < r_e)$ , где  $r_w$  – радиус скважины;  $r_e$  – радиус внешней границы резервуара. На внешней границе обычно задается условие непротекания:  $\frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r_e} = 0$ . На поверхности скважины задается давление:  $P(r_w, t) = P(r_w, t)$  или поток жидкости  $Q_w(t)$  [м<sup>3</sup>/с]:

$$Q_w(t) = -h \cdot 2\pi \cdot r_w \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r_w}, \quad (6)$$

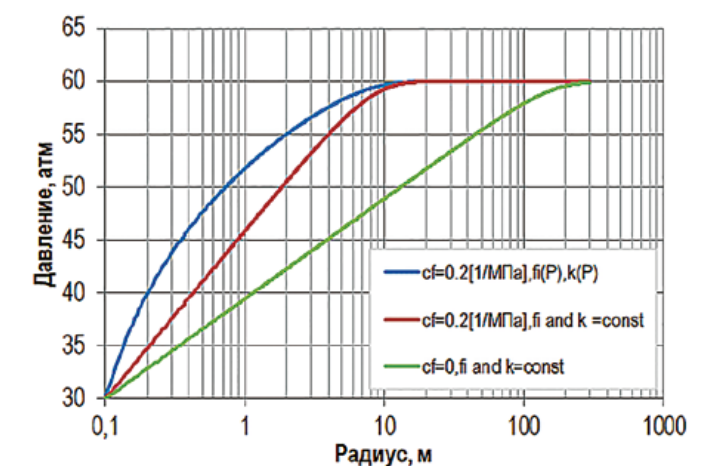
где  $h$  [м] – толщина продуктивного пласта (зоны притока/инъекции).

Численное решение задачи проводилось с использованием пакета *COMSOL Multiphysics* для следующих параметров:  $r_w = 0,1 \text{ м}$ ,  $r_e = 300 \text{ м}$ ,  $k_0 = 1 \text{ мД}$ ,  $n = 3$ ,  $c_f = 0,2 \text{ МПа}^{-1}$ ,  $\phi_0 = 0,01$ . Давление в скважине задавалось формулой:

$$P_w = P_0 - \Delta P + \Delta P \cdot \exp\left(-\frac{t}{t_p}\right), \quad (7)$$

где  $P_0 = 6 \text{ МПа}$ ,  $\Delta P = 3 \text{ МПа}$ ,  $t_p = 1 \text{ сутки}$ .

На **рисунке 2** приведены расчетные профили давления в угольном пласте спустя 12 часов после резкого снижения давления в скважине, полученные по полной модели (синяя линия), по модели со сжимаемостью пласта  $c_f = 0,2 \text{ МПа}^{-1}$ , но с постоянными значениями проницаемости и пористости (красная линия) и без сжимаемости пласта (зеленая линия).



**Рисунок 2** – Расчетные профили давления в угольном пласте спустя 12 часов после резкого снижения давления в скважине, полученные по полной модели (синяя линия), по модели со сжимаемостью пласта, но постоянными значениями проницаемости и пористости (красная линия) и без сжимаемости пласта (зеленая линия)

Из рисунка видно, что наибольшее влияние на скорость распространения границы области пониженного давления в пласте оказывает трещиноватая сжимаемость угольного пласта. При  $c_f = 0$  за 12 часов после начала добычи давление понижается в области радиусом приблизительно 300 м. При  $c_f = 0,2 \text{ МПа}^{-1}$  радиус этой области равен приблизительно 10 м. Зависимость пористости и проницаемости от давления значительно увеличивает градиент давления вблизи скважины.

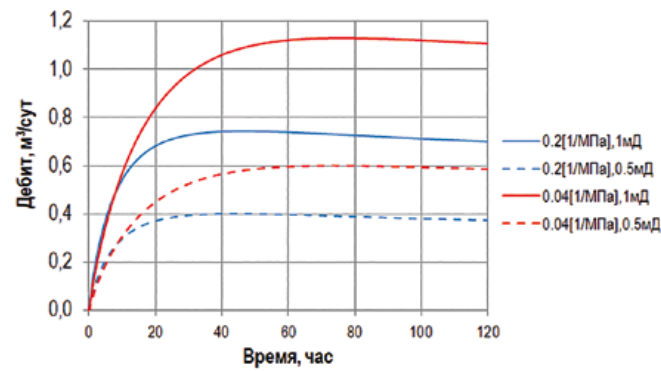
При постоянной пористости и проницаемости пласта величина  $\chi$  определяет изменение со временем радиуса  $R$  области пониженного давления вокруг добывающей скважины:

$$R \approx c \cdot \sqrt{\chi \cdot t}, \quad (8)$$

где  $c = 1 \div 3$  – безразмерный коэффициент, который зависит от того, какое значение давления принять для определения радиуса области снижения давления. Легко показать, что эта формула хорошо согласуется с кривыми, приведенными на рисунке 2.

Влияние начальной проницаемости и трещиноватой сжимаемости угольного пласта на изменение дебита воды со временем показано на **рисунке 3** см. с. 44. Расчеты проводились для толщины продуктивного пласта  $h = 5 \text{ м}$ , проницаемости 0,5 и 1,0 мД, сжимаемости  $c_f = 0, 0,04$  и  $0,2 \text{ МПа}^{-1}$  и характерном времени  $t_p$  снижения давления в скважине (7)  $t_p = 24 \text{ часа}$ .

Очевидно, что дебит воды увеличивается с увеличением проницаемости. Интересно, что дебит при сжимаемости  $0,04 \text{ МПа}^{-1}$  больше, чем при сжимаемости  $0,2 \text{ МПа}^{-1}$ , хотя сжимаемость увеличивает



**Рисунок 3** – Изменение дебита воды со временем при различных значениях начальной проницаемости и трещиноватой сжимаемости угольного пласта

градиент давления около скважины (рисунок 3). Это связано с тем, что дебит (6) пропорционален также проницаемости, которая у поверхности скважины приблизительно в четыре раза меньше при сжимаемости 0,2 МПа<sup>-1</sup>.

**2D XY моделирование течения воды к трещине гидроразрыва**

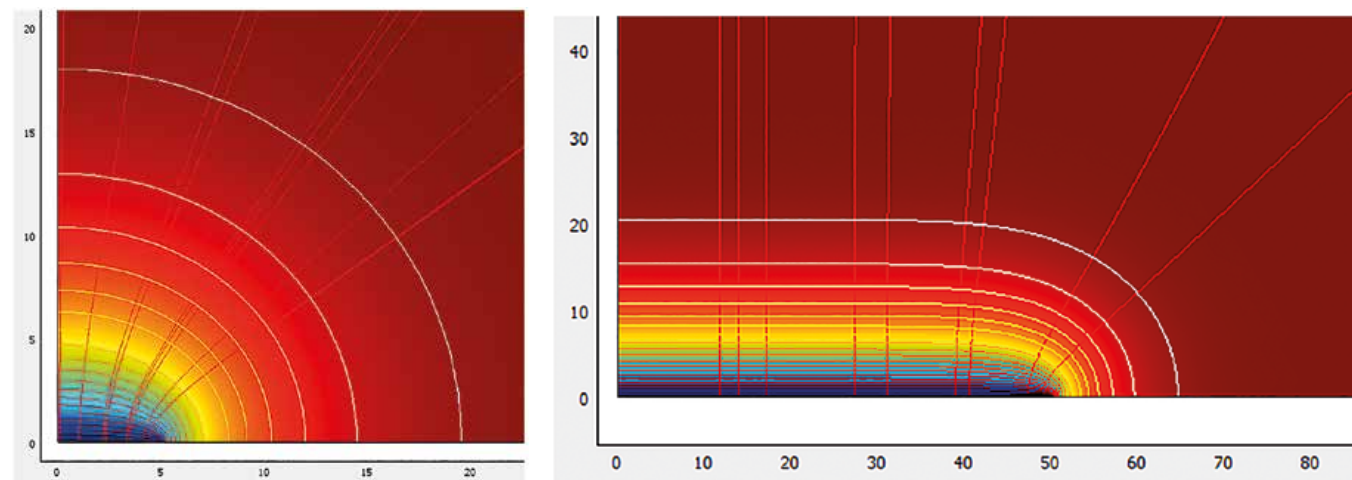
Рассмотрим схему течения жидкости в горизонтальном пласте к трещине гидроразрыва. Пусть  $L$  – полудлина трещины,  $r_e$  – расстояние от середины трещины гидроразрыва до внешней границы резервуара. Предполагается, что  $L \ll r_e$ .

2D XY уравнение для давления воды в резервуаре имеет вид:

$$b \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \nabla(-\chi \cdot \nabla P) = 0, \quad (9)$$

Начальным условием задачи (9) является:

$P(x^2 + y^2 < r_e^2, t = 0) = P_0$ , на внешней границе обычно задается условие непротекания:  $\nabla P|_{r_e} = 0$ , на поверхности трещины задается давление:



**Рисунок 4** – Распределения давления в пласте при полудлине трещины гидроразрыва  $L = 5$  м (слева) и  $50$  м (справа) после добычи в течение 30 часов, рассчитанные для  $r_e = 300$  м,  $k_0 = 1$  мД,  $n_k = 3$ ,  $c_f = 0,2$  МПа<sup>-1</sup>,  $\phi_0 = 0,01$ ,  $P_0 = 60$  атм,  $\Delta P = 30$  атм,  $t_p = 1$  час

$P(-L < x < L, y = 0, t) = P_w(t)$ . В данной работе не учитываются ширина трещины и потери давления в трещине, которые, по нашим оценкам, при типичных значениях дебита воды очень малы.

Дебит скважины с трещиной гидроразрыва рассчитывается по формуле:

$$Q_{sim} \left[ \frac{M^3}{c} \right] = h \cdot 4 \int_0^L \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{y=0} dx. \quad (10)$$

На рисунке 4 приведены распределения давления в пласте при  $L = 5$  м (слева) и  $50$  м (справа) после добычи в течение 30 часов, рассчитанные для  $r_e = 300$  м,  $k_0 = 1$  мД,  $n_k = 3$ ,  $c_f = 0,2$  МПа<sup>-1</sup>,  $\phi_0 = 0,01$ ,  $P_0 = 60$  атм,  $\Delta P = 30$  атм,  $t_p = 1$  час.

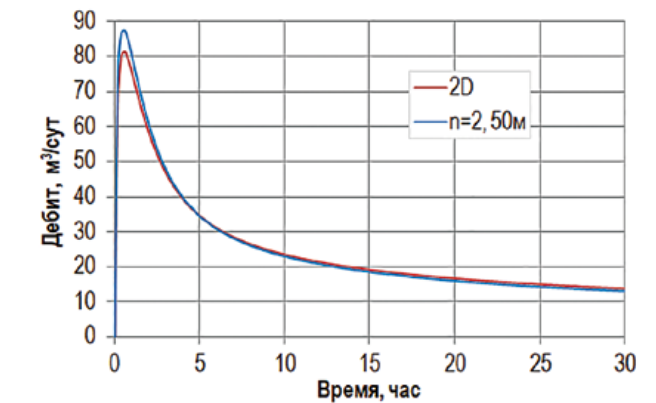
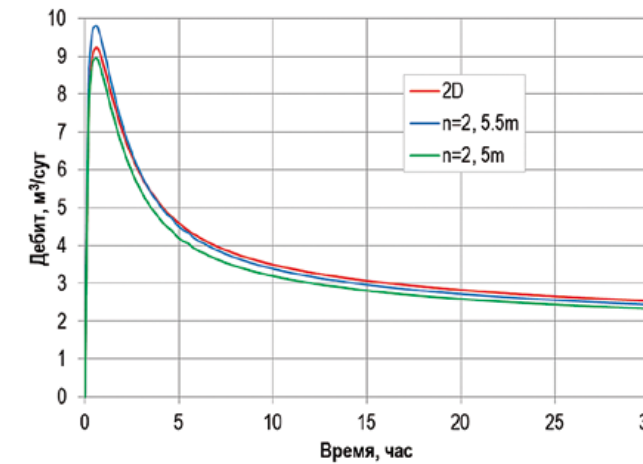
Соответствующие зависимости дебитов скважин от времени приведены на рисунке 5 на с. 45 красными линиями.

Двухмерное моделирование течения в пласте к трещине гидроразрыва дает достаточно надежную оценку дебита и его изменений со временем, но для проведения подобных расчетов требуются продвинутые коммерческие симуляторы (например, COMSOL Multiphysics). Эти программы сложно использовать в инженерных приложениях: например, для оценки свойств резервуара и для оптимизации режима работы добывающей скважины. В следующих разделах рассмотрены более простые, приближенные модели, которые могут быть использованы в инженерных приложениях.

**Приближенная 1D-модель течения к трещине гидроразрыва**

Базовыми понятиями разработанной квазиодномерной модели течения воды в пласте с трещиной гидроразрыва являются:

- эффективное расстояние  $x$  до поверхности трещины;
- поверхность фильтрации, зависящая от этого расстояния  $A(x)$ .



**Рисунок 5** – Зависимости дебитов скважин от времени (красные линии) при полудлине трещины гидроразрыва  $L = 5$  м (слева) и  $50$  м (справа)

При малых значениях  $x$  ( $x \ll L$ ) поверхность фильтрации равна  $A = 4L$ , а на больших расстояниях от трещины гидроразрыва поверхность фильтрации стремится к  $A = 2\pi \cdot x$  (для пласта толщиной 1 м).

Для приближенного моделирования течения жидкости к трещине гидроразрыва предлагается использовать одномерное уравнение переноса (11), которое является обобщением уравнения (1), в котором  $2\pi \cdot r$  заменяется на  $A(x)$ :

$$b(P) \cdot A(x) \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left( A(x) \cdot \left( -\chi(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \right) \right) = 0. \quad (11)$$

Уравнение (11) имеет простой физический смысл: масса жидкости в слое  $A(x) \cdot dx$  изменяется в результате разницы потоков массы через границы этого слоя.

Одномерное уравнение (11) решается в области  $r_w < x < r_e$ . Если при этом принять, что  $A(x) = 2\pi \cdot x$ , то мы будем иметь цилиндрически симметричную модель потока жидкости к скважине.

Для зависимости поверхности фильтрации  $A(x)$  от эффективного расстояния  $x$  до трещины гидроразрыва предлагается использовать следующее соотношение:

$$A(x, L, n) = 4L \cdot \left[ 1 + \left( \frac{2\pi x}{4L} \right)^n \right]^{1/n}, \quad (12)$$

где  $n = 2 \div 3$  – безразмерный параметр, который подбирается по результатам сравнения результатов расчета по одномерной модели (11) с результатами численного моделирования соответствующей двумерной задачи.

Дебит скважины с трещиной гидроразрыва рассчитывается по формуле:

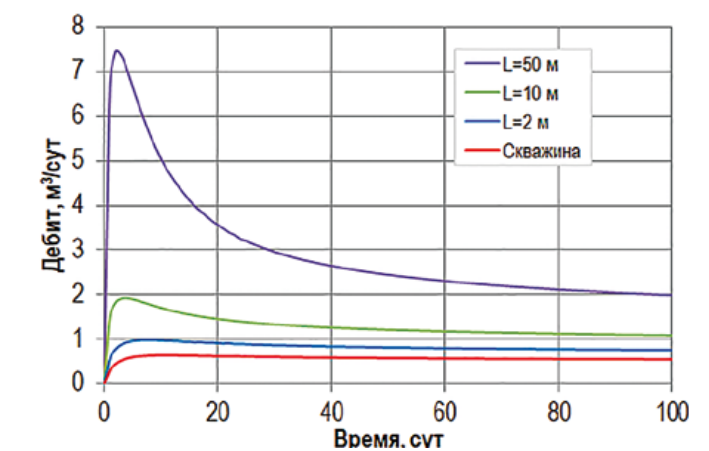
$$Q_{sim} \left[ \frac{M^3}{c} \right] = h \cdot A \cdot \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{r_w}. \quad (13)$$

Результаты верификации приближенной 1D-модели (11), (12) на 2D-модели (9) приведены на рисунке 5. В случае  $L(2D) = 50$  м хорошее совпадение получено при  $L(1D) = 50$  м и  $n = 2$ . Наибольшее отличие между кривыми составляет приблизительно 6 % (при  $t = t_p = 1$  час). В случае  $L(2D) = 5$  м оптимальным значением параметра  $n$  также является  $n = 2$ , но оптимальное значение  $L(1D)$  немного больше 5 м.

В целом рисунок 5 показывает, что предложенная 1D-модель (11), (12) с  $v$  может быть использована для приближенного моделирования течения в пласте к скважине с гидроразрывом.

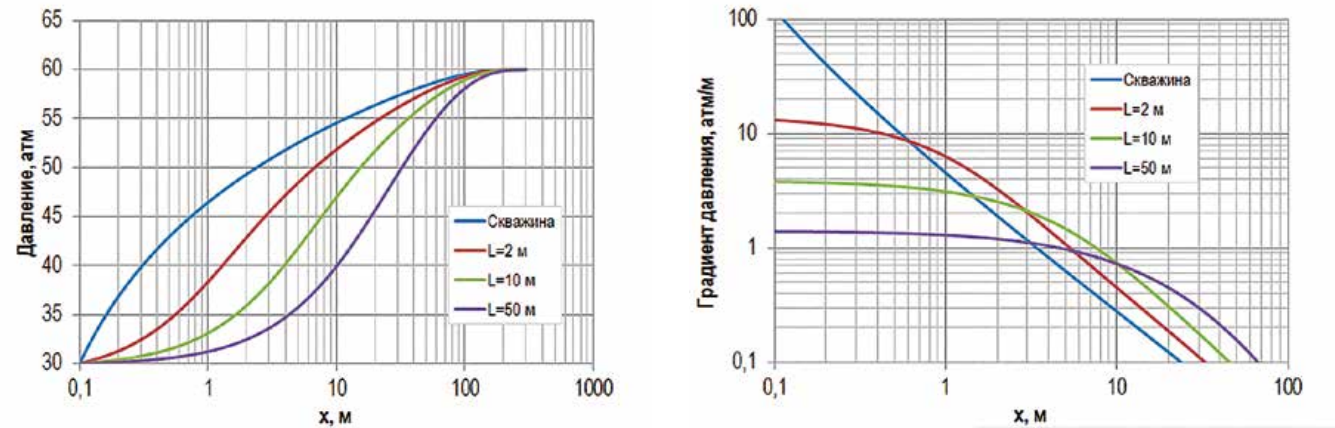
**Численное моделирование течения к трещине гидроразрыва с помощью приближенной 1D-модели**

На рисунке 6 приведены результаты расчетов изменения дебита воды от времени, полученные для скважины (красная линия) и трещин гидроразрыва с полудлинной  $L = 2$  м, 10 м и 50 м,  $c_f = 0,2$  МПа<sup>-1</sup>,  $\Delta P = 3$  МПа,  $t_p = 5$  сут



**Рисунок 6** – Зависимость дебита от времени для скважины (красная линия) и трещин гидроразрыва с полудлинной  $L = 2$  м, 10 м и 50 м,  $c_f = 0,2$  МПа<sup>-1</sup>,  $\Delta P = 3$  МПа,  $t_p = 5$  сут



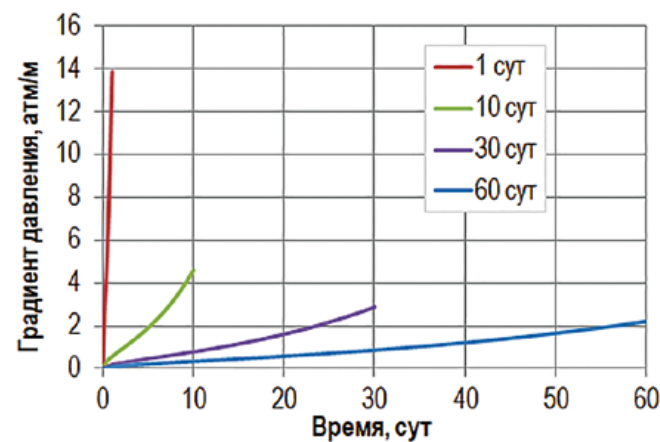


**Рисунок 7** – Зависимость распределения давления (слева) и градиента давления (справа) в угольном пласте от эффективного расстояния  $x$  до трещины гидроразрыва для скважины (синяя линия) и трещины гидроразрыва с полудлиной 2 м, 10 м и 50 м. Продолжительность добычи – 100 сут

ной  $L = 2, 10$  м и  $50$  м,  $c_f = 0,2$  МПа $^{-1}$ ,  $k = 1$  мД,  $n_k = 3$ ,  $\phi_0 = 0,01$ ,  $\Delta P = 3$  МПа,  $t_p = 5$  сут,  $h = 5$  м,  $n = 2$ .

Из рисунка 6 видно, что на начальной стадии (первые  $5 \div 10$  суток) длина трещины очень сильно влияет на дебит. В течение первых 30 суток дебит быстро снижается и после трех месяцев добычи дебиты для скважины и трещин с полудлиной  $L = 2, 10$  м и  $50$  м равны соответственно  $0,56, 0,76, 1,1$  и  $2$  м $^3$ /сут. Согласно этим данным, увеличение полудлины трещины гидроразрыва до  $50$  м приводит к увеличению в  $3,5$  раза квазистационарного дебита трещины по сравнению с дебитом скважины.

На рисунке 7 приведена зависимость распределения давления (слева) и градиента давления (справа) в угольном пласте от эффективного расстояния  $x$  до трещины гидроразрыва для скважины (синяя линия) и трещины гидроразрыва с полудлиной  $2, 10$  м и  $50$  м после добычи в течение 100 суток.



**Рисунок 8** – Зависимость градиента давления у поверхности трещины от времени, прошедшего после начала добычи, для времени снижения давления в скважине (14)  $t_p = 1$  сут,  $10$  сут,  $30$  сут и  $t_p = 60$  сут

Из этого рисунка видно, что увеличение полудлины трещины гидроразрыва до  $50$  м кардинально (в  $50 \div 100$  раз) уменьшает градиент давления у поверхности трещины.

Рассмотрим вопрос о влиянии скорости снижения давления в скважине на градиент давления вблизи трещины, который может быть причиной уменьшения эффективности работы скважины.

Примем линейный закон снижения давления в скважине (14), который означает, что депрессия  $\Delta P$  достигается спустя время  $t_p$  после начала добычи:

$$P(x = r_w, t) = P_0 - \Delta P + \Delta P \cdot (1 - t/t_p). \quad (14)$$

На рисунке 8 приведены зависимости градиента давления вблизи трещины гидроразрыва от времени, прошедшего после начала добычи, для времени снижения давления в скважине (14)  $t_p = 1$  сут,  $10$  сут,  $30$  сут и  $t_p = 60$  сут.

Из рисунка видно, что наибольший градиент давления достигается в конце времени  $t_p$  снижения давления в скважине. При  $t_p = 1$  сут наибольший градиент давления равен  $14$  атм/м, при  $t_p = 10$  сут –  $4$  атм/м, при  $t_p = 30$  сут –  $2,5$  атм/м и при  $t_p = 60$  сут –  $2$  атм/м.

**Основные результаты численного моделирования начальной стадии освоения метанугольной скважины**

В результате проведенного численного анализа начальной стадии (до начала дегазации угля) освоения скважины, пробуренной в угольном пласте, можно сделать следующие выводы:

- трещина гидроразрыва с полудлиной порядка  $50$  м позволяет в несколько раз увеличить дебит скважины и существенно (приблизительно в  $100$  раз) уменьшить максимальные значения градиента давления в угольном пласте;
- снижение давления в скважине с трещиной гидроразрыва в течение  $20 \div 30$  суток позволяет умень-

шить максимальный градиент давления в  $5 \div 7$  раз по сравнению со временем снижения давления, равным одним суткам. Дальнейшее (свыше 30 суток) увеличение времени снижения давления существенно уменьшает величину максимального градиента давления.

**Приближенная оценка максимального градиента давления в угольном пласте**

В данном разделе приведен приближенный аналитический подход к выбору оптимальной стратегии начальной стадии освоения скважины, пробуренной в угольном пласте. В рамках данного подхода не учитывается зависимость пористости и проницаемости пласта от давления, поэтому его можно рекомендовать только для предварительной оценки максимального градиента давления в угольном пласте. С другой стороны, он позволяет наглядно продемонстрировать совместное влияние различных факторов на градиент давления.

Стационарное, цилиндрически симметричное распределение давления  $Pa(r)$  в водяном резервуаре вокруг добывающей скважины описывается известной формулой:

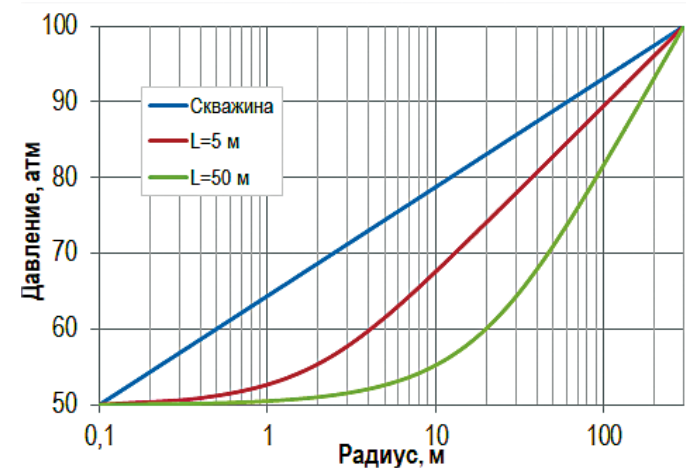
$$Pa(r) = P_w + (P_e - P_w) \cdot \frac{\ln(r/r_w)}{\ln(r_e/r_w)}, \quad (15)$$

где  $P_e$  и  $P_w$  – давление на внешней границе резервуара и давление в скважине,  $r_e$  и  $r_w$  – радиус внешней границы резервуара и радиус скважины.

Градиент давления в пласте определяется формулой:

$$\frac{dPa}{dr} = Pa_r = \frac{P_e - P_w}{r \cdot \ln(r_e/r_w)}. \quad (16)$$

Стационарное решение уравнения (11) для давления в пласте с трещиной гидроразрыва (предполагается, что  $\chi = \text{const}$ ) имеет вид:



$$P(x, L) = P_w + (P_e - P_w) \cdot \left( \frac{\int_{r_w}^x \frac{dx}{A(x, L)}}{\int_{r_w}^{r_e} \frac{dx}{A(x, L)}} \right). \quad (17)$$

Градиент давления в пласте определяется формулой:

$$\frac{dP}{dx} = P_x = \frac{P_e - P_w}{A(x, L) \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dx}{A(x, L)}}. \quad (18)$$

На рисунке 9 приведены профили давления (слева) и градиента давления (справа), рассчитанные по формулам (15) – (19) для следующих параметров:  $r_w = 0,1$  м,  $r_e = 300$  м,  $P_e = 100$  атм,  $P_w = 50$  атм. Синяя линия соответствует скважине, красная – трещине гидроразрыва с полудлиной  $L = 5$  м, коричневая –  $L = 50$  м.

Наибольший градиент давления достигается у поверхности трещины (скважины). При увеличении полудлины трещины до  $50$  м градиент давления уменьшается приблизительно в  $100$  раз, что хорошо согласуется с приведенными выше результатами численного моделирования.

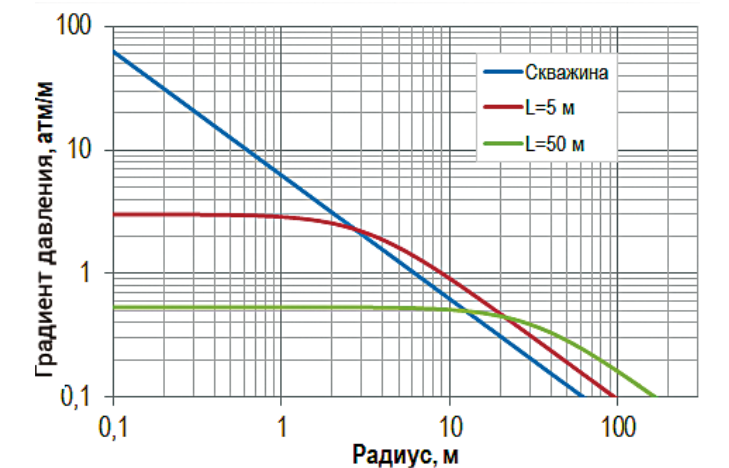
Приведенное выше решение (17) для стационарного распределения давления в пласте со скважиной гидроразрыва с помощью метода последовательной смены квазистационарных состояний [6] может быть использовано для приближенного решения нестационарной задачи постепенного понижения давления в скважине.

Будем считать, что радиус внешней границы области пониженного давления (где давление  $P = P_e$ ) увеличивается по закону ( $c$  – безразмерный параметр, в дальнейшем принято  $c = 2$ ):

$$r_e(t, \chi) = r_w + c \cdot \sqrt{\chi \cdot t}, \quad (19)$$

а давление в скважине уменьшается в течение времени  $t_p$  ( $t < t_p$ ) согласно формуле (14).

В этом случае распределение давления в резервуаре зависит от координаты  $x$ , времени  $t$ , полудлины трещины  $L$ , пьезопроводности пласта  $\chi$  и времени снижения давления в скважине  $t_p$ :



**Рисунок 9** – Профили давления (слева) и градиента давления (справа), рассчитанные по формулам (15) – (19) для следующих параметров:  $r_w = 0,1$  м,  $r_e = 300$  м,  $P_e = 100$  атм,  $P_w = 50$  атм

$$P(x, t, t_p, L, \chi) = \begin{cases} P_0(x, t, t_p, L, \chi) & r < r_e(t, \chi) \\ P_e & otherwise \end{cases}, \quad (20)$$

где

$$P_0(x, t, t_p, L, \chi) = P_w(t, t_p) + [P_e - P_w(t, t_p)] \cdot \left( \int_{r_e}^x \frac{dx}{A(x, L)} \right) / \left( \int_{r_e}^{r_e(t, \chi)} \frac{dx}{A(x, L)} \right).$$

Наибольший градиент давления  $P_{xm}$ , который достигается у поверхности трещины, определяется формулой:

$$P_{xm}(t, t_p, L, \chi) = \frac{P_e - P_w(t, t_p)}{A(r_w, L) \cdot \int_{r_w}^{r_e(t, \chi)} \frac{dx}{A(x, L)}}. \quad (21)$$

Максимальный градиент давления  $P_{xmax}$  достигается в конце времени снижения давления:

$$P_{xmax}(t_p, L, \chi) = P_{xm}(t_p, t_p, L, \chi). \quad (22)$$

На рисунке 10 приведены зависимости максимального градиента давления (атм/м) от времени снижения давления ( $t_p = 0,5 \div 50$  сут) для скважины и разных значений полудлины трещины гидроразрыва ( $L = 25, 50$  м) и пьезопроводности пласта ( $\chi = 0,001, 0,002$  м<sup>2</sup>/с).

Из рисунка 10 (слева) видно, что трещина гидроразрыва позволяет очень сильно уменьшить максимальное значение градиента давления в угольном пласте, причем разница между  $L = 25$  м и  $50$  м не очень существенна. Относительно слабо влияет также величина пьезопроводности пласта. Важным фактором, позволяющим значительно (в 3 ÷ 5 раз) уменьшить градиент давления, является продолжительность  $t_p$  снижения давления в скважине (рисунок 10, справа). Максимальный градиент давления быстро снижается при увеличении  $t_p$  до 20 ÷ 30 дней. Дальнейшее увеличение величины  $t_p$  не приводит к заметному уменьшению максимального градиента давления.

Формула (22) для максимального градиента давления  $P_{xmax}$  в угольном пласте может быть записана в существенно более простом виде:

$$P_{xmax}(t_p, L, \chi) = \Delta P / \int_{r_w}^{r_w + c \cdot \sqrt{\chi \cdot t_p}} f(x, L) dx, \quad (23)$$

где

$$f(x, L) = \left[ 1 + \left( \frac{\pi x}{2L} \right)^n \right]^{-\frac{1}{n}}. \quad (24)$$

Расчеты по этой формуле могут быть легко выполнены даже с помощью электронной таблицы Excel, что важно для инженерных приложений разработанного подхода. Точность полученных оценок максимального градиента давления в угольном пласте определяется в основном достоверностью значений полудлины трещины гидроразрыва и пьезопроводности угольного пласта.

В результате численного и приближенного аналитического моделирования течения жидкости к скважине и к трещине гидроразрыва показано, что:

- максимальный градиент давления определяется продолжительностью стадии снижения давления, полудлиной трещины гидроразрыва и пьезопроводностью угольного пласта;
- трещина ГРП с полудлиной  $L$  около 50 м позволяет снизить максимальный градиент давления в десятки раз по сравнению со скважиной без трещины ГРП. Дальнейшее увеличение величины  $L$  слабо влияет на величину максимального градиента давления;
- оптимальной продолжительностью  $t_p$  снижения давления в скважине является 7–12 суток. Уменьшение этой величины до 1–2 суток увеличивает градиент давления в 3–5 раз, а дальнейшее увеличение величины  $t_p$  слабо влияет на максимальный градиент давления.

Следует отметить, что важным параметром, влияющим на градиент давления, является пьезопроводность угольного пласта, которая определяется его трещиноватой пористостью и сжимаемостью. Она варьируется в довольно широких пределах и может

быть в сотни раз меньше, чем пьезопроводность традиционных нефтегазовых пластов. Количественная оценка пьезопроводности угольных пластов необходима для разработки оптимальной стратегии освоения метанугольных скважин.

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Seidle J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. PennWell Corporation, 2011. 401 p.
2. Shida Chen, Dazhen Tang, Shu Tao, Yanhui Yang, Longwei Chen. Current status and key factors for coalbed methane development with multibranch horizontal wells in the Southern qinshui basin of China. Energy Science & Engineering, 2019, 7(5):1572–1587.
3. Yan X., Zhang S., Tang S., Li Z., Zhang Q., Wang J., et al. Quantitative optimization of drainage strategy of coalbed methane well based on the dynamic behavior of coal reservoir permeability, 2020, Scientific Reports 10(1).
4. Bai T., et al, 2015. Characterization of coal fines generation: a micro-scale investigation // Journal of natural gas science and engineering. Volume 27. Part 2. November 2015. Pages 862–875.
5. Васильев А. Н., Шишляев В. В., Кузнецов Р. В. Методические подходы к построению геолого-гидродинамических моделей для оценки снижения газоносности угольных пластов при проектировании заблаговременной дегазации шахтных полей // Проблемы недропользования. 2022. № 2(33). С. 5–22.
6. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Каневская Р. Д., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.

### References

1. Seidle J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. PennWell Corporation, 2011. 401 p.
2. Shida Chen, Dazhen Tang, Shu Tao, Yanhui Yang, Longwei Chen. Current status and key factors for coalbed methane development with multibranch horizontal wells in the Southern qinshui basin of China. Energy Science & Engineering, 2019, 7(5):1572–1587.
3. Yan X., Zhang S., Tang S., Li Z., Zhang Q., Wang J., et al. Quantitative optimization of drainage strategy of coalbed methane well based on the dynamic behavior of coal reservoir permeability, 2020, Scientific Reports 10(1).
4. Bai T., et al, 2015. Characterization of coal fines generation: a micro-scale investigation // Journal of natural gas science and engineering. Volume 27. Part 2. November 2015. Pages 862–875.
5. Vasilev A. N., Shishlyayev V. V., Kuznetsov R. V. Methodological approaches to the construction of geological and hydrodynamic models for assessing the reduction in gas content of coal seams when designing early degassing of mine fields // Problems of subsoil use. 2022. No. 2(33). P. 5–22. (In Russ).
6. Basniev K. S., Dmitriev N. M., Kanevskaya R. D., Maksimov V. M. Underground hydromechanics. M.-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2006. 488 p. (In Russ).

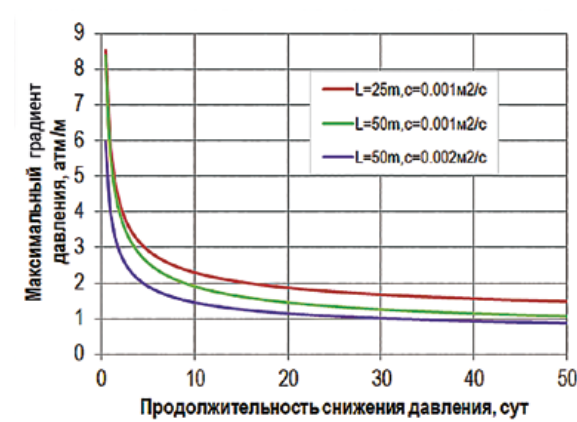
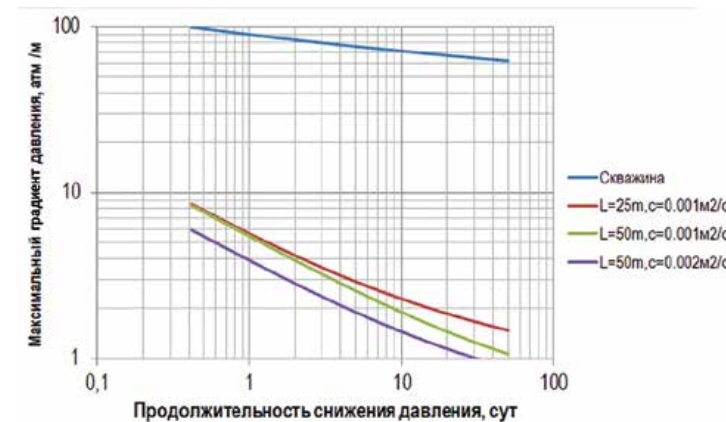
### Информация об авторах

**Виктор Владимирович Шишляев**, начальник лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ  
**Екатерина Владимировна Швачко**, начальник центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири  
**Александр Николаевич Васильев**, начальник лаборатории технологий строительства скважин по объектам ТРИЗ  
**Вячеслав Павлович Пименов**, главный специалист лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ

### Information about the authors

**Viktor V. Shishlyayev**, head of the laboratory of geological and technological modeling and monitoring of TRIZ field development  
**Ekaterina V. Shvachko**, head of the center for geological support of field development in the European part and Western Siberia  
**Alexander N. Vasilev**, head of the laboratory of well construction technologies for TRIZ objects  
**Vyacheslav P. Pimenov**, chief specialist of the laboratory of geological and technological modeling and monitoring of TRIZ deposit development

Статья поступила в редакцию 15.08.2023; одобрена после рецензирования 20.09.2023; принята к публикации 28.09.2023. The article was submitted 15.08.2023; approved after reviewing 20.09.2023; accepted for publication 28.09.2023.



**Рисунок 10** – Зависимость максимального градиента давления (атм/м) (на поверхности трещины) от времени снижения давления ( $t_p = 0,5 \div 50$  сут) для скважины и разных значений полудлины трещины гидроразрыва ( $L = 25, 50$  м) и пьезопроводности пласта ( $\chi = 0,001, 0,002$  м<sup>2</sup>/с)



Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 50–56

Научная статья  
УДК 543.272:553  
EDN OFBJTQ

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА СКВАЖИН, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ

Александр Иосифович Ермолаев<sup>1</sup>, Булат Наилович Мирсаяпов<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,

Москва, Россия

<sup>1</sup>ermolaev.a@gubkin.ru

<sup>2</sup>mir.bulat@mail.ru

**Аннотация.** Предложен алгоритм расчета давления, температуры, фактической и критической скоростей потока диоксида углерода в скважине при его закачке в объект геологического хранения. Критическая скорость потока определяет минимальное число скважин, предназначенных для закачки заданного количества CO<sub>2</sub>. Предлагаемое решение

позволяет без привлечения специализированных программ для моделирования многофазного потока определить необходимое количество скважин для закачки заданного количества CO<sub>2</sub> с учетом минимизации рисков эрозии и коррозии внутрискважинного оборудования (без учета геологических ограничений).

**Ключевые слова:** диоксид углерода, закачка, нагнетательные скважины, давление, температура, критическая скорость, число скважин

**Для цитирования:** Ермолаев А. И., Мирсаяпов Б. Н. Определение количества скважин, предназначенных для закачки диоксида углерода в геологические структуры // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 50–56. EDN OFBJTQ.

© Ермолаев А. И., Мирсаяпов Б. Н., 2023

© Ermolaev A. I., Mirsayapov B. N., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):50-56

Original article  
UDC 543.272:553  
EDN OFBJTQ

## CALCULATION OF THE NUMBER OF WELLS INTENDED FOR INJECTION OF CARBON DIOXIDE IN GEOLOGICAL STRUCTURES

Alexander I. Ermolaev<sup>1</sup>,  
Bulat N. Mirsayapov<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

<sup>1</sup>ermolaev.a@gubkin.ru

<sup>2</sup>mir.bulat@mail.ru

**Abstract.** An algorithm for calculating the pressure, temperature, actual and critical flow rates of carbon dioxide in a well during its injection into a geological storage facility is proposed. The critical flow rate determines the minimum number of wells intended to inject a given amount of CO<sub>2</sub>. The proposed solution

makes it possible to determine the required number of wells for injection of a given amount of CO<sub>2</sub> without using specialized programs for multiphase flow simulation, taking into account the minimization of the risks of erosion and corrosion of downhole equipment (without taking into account geological restrictions).

**Keywords:** carbon dioxide, injection, injection wells, pressure, temperature, critical velocity, number of wells

**For citation:** Ermolaev A. I., Mirsayapov B. N. Calculation of the number of wells intended for injection of carbon dioxide in geological structures. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):50-56. (In Russ.). EDN OFBJTQ.

### Введение

Настоящая статья посвящена вопросам оценки параметров, определяющих движение CO<sub>2</sub> по стволу скважины при его нагнетании в геологические структуры. Геологическое размещение диоксида углерода может производиться для различных целей [1]:

- повышение флюидоотдачи (нефте-, конденсатоотдачи);
- замена части буферного газа подземных хранилищ газа (ПХГ);
- длительное хранение/захоронение диоксида углерода.

При проектировании процессов закачки диоксида углерода в геологические структуры одной из основных задач является определение количества скважин,

необходимых для нагнетания заданного количества CO<sub>2</sub>.

Для расчета количества скважин используется следующая формула:

$$N = \frac{Q}{365 \cdot K \cdot q}, \quad (1)$$

где  $N$  – количество скважин, шт.;

$Q$  – годовая закачка CO<sub>2</sub>, т/год;

$K$  – коэффициент эксплуатации скважин, б/р;

$q$  – суточная приемистость одной «средней» скважины, т/сут.

Если годовая закачка, коэффициент эксплуатации скважин известны, то задача определения количества скважин сводится к определению приемистости

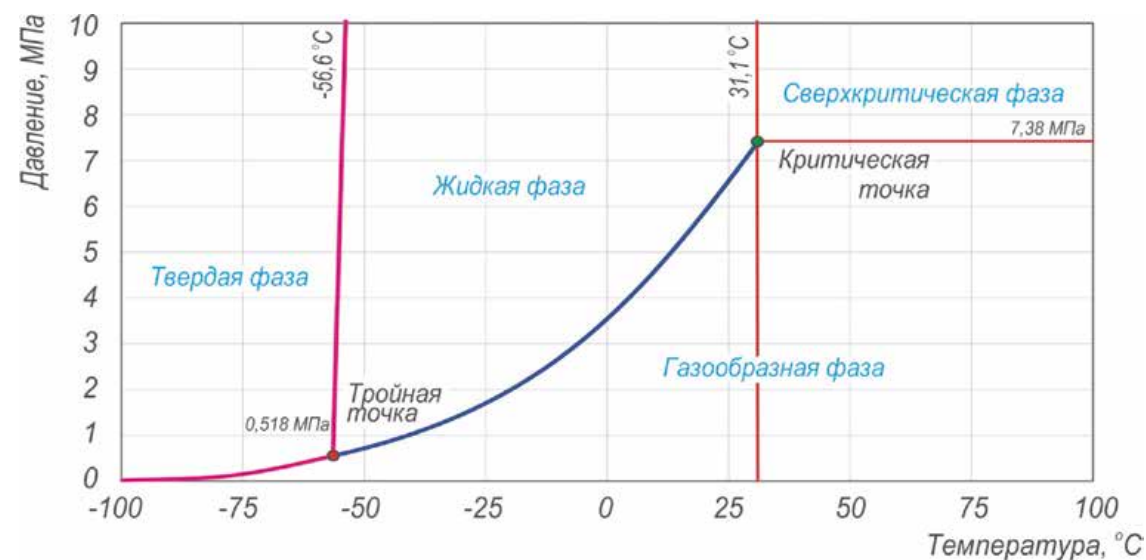


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма CO<sub>2</sub> [1]

и параметров «средней» скважины, когда считается, что все скважины одинаковы по своим техническим параметрам и технологическим возможностям.

При определении приемистости скважины основной задачей является прогнозирование параметров (давления, температуры) потока диоксида углерода в скважине. Это обусловлено особенностью CO<sub>2</sub>, в согласии с которой предполагаемый диапазон термобарических условий при закачке может соответствовать его различным агрегатным состояниям (газообразное, жидкое, сверхкритическое) в стволе скважины (рисунок 1) [1].

В свою очередь, агрегатное состояние определяет физические свойства и, соответственно, распределение давления, температуры и скорости потока диоксида углерода по стволу скважины. Ниже приведен алгоритм расчета параметров процесса закачки CO<sub>2</sub>, учитывающий отмеченные особенности.

### Алгоритм расчета параметров процесса закачки углекислого газа

Для моделирования потока диоксида углерода в стволе скважины можно привлекать специализированные программные комплексы (Pipesim, Olga, PROSPER и т. д.). В случае отсутствия программных комплексов, подобных приведенным выше, расчет давления, температуры и скорости закачиваемого CO<sub>2</sub> можно выполнить с помощью алгоритма, описанного в статье [2]. В основу алгоритма положены законы сохранения массы (уравнение неразрывности), импульса, энергии, соответственно [2]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + V \frac{\partial \rho}{\partial z} + \rho \frac{\partial V}{\partial z} = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \rho g_z - \rho \frac{\partial V}{\partial t} - \rho F_f, \quad (3)$$

$$c_p \frac{dT}{dt} = Q_c + Q_f + \left( \frac{1}{\rho} + c_j c_p \right) \frac{dP}{dt}, \quad (4)$$

где  $\rho$  – плотность потока, кг/м<sup>3</sup>;  
 $t$  – временная координата, с;  
 $V$  – скорость потока, м/с;  
 $g_z$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $F_f$  – параметр трения, Н/кг;  
 $T$  – температура потока, К;  
 $Q_c$  – скорость теплообмена с окружающей средой за счет теплопередачи, отнесенная к единице массы, Дж/(с·кг);  
 $Q_f$  – скорость теплообмена с окружающей средой за счет трения, отнесенная к единице массы, Дж/(с·кг);  
 $c_p$  – теплоемкость потока, Дж/(кг·К);  
 $c_j$  – коэффициент Джоуля – Томсона потока, К/Па.

Так как закачка диоксида углерода в объект хранения производится на протяжении долгого времени (месяцы, годы), в решении задачи будет рассматриваться закачка CO<sub>2</sub> с установившимися параметрами потока (давление, температура, скорость потока), то есть без учета изменения параметров потока во времени, что свойственно для короткого промежутка (минуты, часы) в начале закачки. Исходя из уравнений (2) – (4), расчет скорости, давления и температуры потока диоксида углерода в определенной точке скважины выполняется по следующим формулам:

$$V_{i+1} = V_i - \frac{1}{\rho_i} V_i (\rho_{i+1} - \rho_i), \quad (5)$$

$$P_{i+1} = P_i + \rho_i \Delta z \left( g_{z_i} - V_i \frac{V_{i+1} - V_i}{\Delta z} - F_{f_i} \right), \quad (6)$$

$$T_{i+1} = T_i + \frac{\Delta z}{V_i} \frac{Q_{ci+1} + Q_{fi+1}}{c_{pi+1}} + \left( \frac{1}{\rho_{i+1} c_{pi+1}} + c_{ji+1} \right) (P_{i+1} - P_i), \quad (7)$$

где  $i$  – номер шага по глубине скважины;  
 $\Delta z$  – шаг по глубине скважины.

Параметры, входящие в соотношения (5) – (7), можно рассчитать по следующим формулам [2]:

$$V_{i+1} = V_i - \frac{1}{\rho_i} V_i (\rho_{i+1} - \rho_i),$$

$$Q_c = (T_g - T) / \left( m \sum_t R_t \right), \quad (8)$$

где  $T_g$  – пластовая температура на заданной глубине, К (определяется прямыми замерами или рассчитывается при помощи геотермического градиента);  
 $T$  – температура потока, К;  
 $m$  – масса потока, кг;  
 $R_t$  – термическое сопротивление  $t$ -го слоя стенки скважины, К/Вт;

$$R_t = \frac{1}{2\pi\lambda H} \ln \frac{r_o}{r_i}, \quad (9)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности  $t$ -го слоя стенки скважины, Вт/(м·К);  
 $H$  – длина сегмента скважины, м;  
 $r_o$  – внешний диаметр  $t$ -го слоя стенки скважины, м;  
 $r_i$  – внутренний диаметр  $t$ -го слоя стенки скважины, м;

$$F_f = \frac{fV^2}{4r_i}, \quad (10)$$

$$f = \left( -2 \lg \left( \frac{\Delta/2r_i}{3,7065} - \frac{5,0452}{Re} \lg \left( \frac{(\Delta/2r_i)^{1,1098}}{2,8257} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right) \right) \right)^2, \quad (11)$$

$$Q_f = F_f V, \quad (12)$$

где  $f$  – коэффициент трения, б/р;  
 $V$  – скорость потока, м/с;  
 $r_i$  – внутренний диаметр сечения трубы, по которой движется поток диоксида углерода, м;  
 $\Delta$  – шероховатость стенки трубы, по которой движется поток диоксида углерода, м;  
 $Re$  – число Рейнольдса, б/р.

Представленные формулы (5) – (12) позволяют определить изменение по стволу скважины давления, температуры и скорости потока диоксида углерода. Учитывая связь между  $q$  – значением приемистости скважины и скоростью потока в определенной точке ствола скважины, скорость потока CO<sub>2</sub> можно рассчитать по формуле:

$$q = 86,4 V_i \rho_i \pi d_i^2 / 4, \quad (13)$$

где скорость выражается в м/с, приемистость скважин – в т/сут, а  $d$  – внутренний диаметр трубы, по которой движется поток диоксида углерода, м.

### Пример применения алгоритма

Результаты расчета давления и температуры потока диоксида углерода с помощью приведенных выше формул были сопоставлены с измеренными значениями давления и температуры потока CO<sub>2</sub> в нескольких скважинах подземных хранилищ диоксида углерода в Китае. Сравнение показало хорошее совпадение результатов расчета с фактическими замерами: максимальное отклонение расчетных значений давления и температуры от измеренных значений составило 5%.

Кроме этого, результаты, полученные с помощью предлагаемого алгоритма, были сопоставлены при одинаковых исходных данных с результатами, полученными с помощью специализированного программного комплекса по моделированию многофазных потоков Pipesim.

Тестовые расчеты выполнялись при следующих исходных данных. Предполагается закачка 2 000 000 т/год с устьевыми температурой, равной 0 °С, и давлением 3,7 МПа (при этом значении устьевого давления обеспечивается репрессия в 0,5÷0,6 МПа) в вертикальные скважины (конструкция представлена в таблице 1). Стартовое количество скважин принято равным

Таблица 1 – Конструкция скважин

Глубина, м	Внутренний диаметр проходного сечения, мм	Установленное оборудование	Примечание
0	113	НКТ	–
7	113	НКТ	–
8	71,4	Клапан-отсекатель	Предотвращает утечку CO <sub>2</sub> при разгерметизации устьевого оборудования и/или наземной инфраструктуры
648	113	НКТ	–
650	97,4	Мандрель датчика	Устанавливается внутрискважинный датчик контроля давления и температуры потока CO <sub>2</sub>
1300	113	НКТ	–
1302	97,4	Мандрель датчика	Устанавливается внутрискважинный датчик контроля давления и температуры потока CO <sub>2</sub>
1990	113	НКТ	–
1992	97,4	Мандрель датчика	Устанавливается внутрискважинный датчик контроля давления и температуры потока CO <sub>2</sub>
2000	113	НКТ	–
2050	168	Обсадная колонна	–



трем. При этом количестве скважин приемистость одной скважины составит порядка 22,3 кг/сек.

На **рисунках 2 и 3** представлена графическая иллюстрация сопоставления результатов расчета давления и температуры потока CO<sub>2</sub>, полученных при помощи алгоритма [2] (давление P<sub>1</sub> и температура T<sub>1</sub>) и специализированной программы (давление P<sub>2</sub> и температура T<sub>2</sub>) при одинаковых входных параметрах. Как следует из графиков, результаты расчета параметров потока в стволе скважины, полученные при помощи алгоритма [2], показывают хорошее совпадение по давлению (забойное давление P<sub>1</sub> = 20,81 МПа, забойное давление P<sub>2</sub> = 20,91 МПа, Δ = 0,1 МПа) и температуре (забойная температура T<sub>1</sub> = 292,4 К, забойная температура T<sub>2</sub> = 297,1 К, Δ = 4,7 К) с результатами, полученными при использовании специализированной программы. Таким образом, была подтверждена корректность алгоритма расчета давления и температуры потока CO<sub>2</sub> по стволу скважины при его закачке.

После определения распределения давления, температуры и скорости потока CO<sub>2</sub> по стволу скважины можно перейти к решению задачи определения приемистости скважины. В данной статье рассматриваются технологические ограничения, оказывающие влияние на приемистость скважин, предназначенных для закачки диоксида углерода. К таким ограничениям относятся эрозия и коррозия внутрискважинного оборудования.

Влияние этих негативных процессов на внутрискважинное оборудование можно уменьшить удале-

нием механических примесей из потока, снижением скорости потока, добавлением ингибиторов коррозии в поток и использованием коррозионноустойчивых материалов. Так как предполагаются использование внутрискважинного оборудования в коррозионноустойчивом исполнении и закачка предварительно подготовленного диоксида углерода (как продукта производственных процессов), то есть лишённого механических примесей и осушенного (риск образования угольной кислоты минимален), процесс коррозии сводится к минимуму.

Эрозионные процессы зависят от скорости потока. Максимально возможная скорость потока, предотвращающая эрозию и коррозию внутрискважинного оборудования, регламентируется стандартом API RP-14E и его российским аналогом ГОСТ Р ИСО 13703-2018 [3]. Данные стандарты ограничивают фактическую скорость потока максимальным критическим значением, определяемым выражением:

$$V_{кр} = C / \sqrt{\rho}, \quad (14)$$

где  $V_{кр}$  – критическая скорость потока CO<sub>2</sub>, м/с;  
 $\rho$  – плотность потока диоксида углерода, кг/м<sup>3</sup>;  
 $C$  – эмпирический коэффициент, (кг/(м·с<sup>2</sup>))<sup>0,5</sup>.

Значение эмпирического коэффициента  $C$  зависит от наличия механических примесей и коррозионноактивных компонентов в потоке, материала стенок оборудования и т. п. Согласно ГОСТ Р ИСО 13703-2018, значение  $C$  составляет 122 (кг/(м·с<sup>2</sup>))<sup>0,5</sup>.

Для решения задачи закачки CO<sub>2</sub> данное значение является неактуальным, так как (см. выше) предполагается закачка подготовленного диоксида углерода, что минимизирует наличие механических примесей и воды в потоке и, соответственно, минимизирует риск эрозионных и коррозионных процессов. Авторы работ [4, 5, 6, 7] приводят различные значения коэффициента  $C$ , которые зависят от различных факторов (агрегатное состояние потока, наличие механических примесей, материал стенки трубы и т. д.). Наиболее приемлемым значением коэффициента  $C$  для решения задачи закачки диоксида углерода (в жидком или сверхкритическом агрегатном состоянии) является 220 (кг/(м·с<sup>2</sup>))<sup>0,5</sup> [4, 5].

Таким образом, задача определения количества скважин сводится к поиску такого значения приемистости, которое обеспечит скорость потока ниже критического значения по всему стволу скважины.

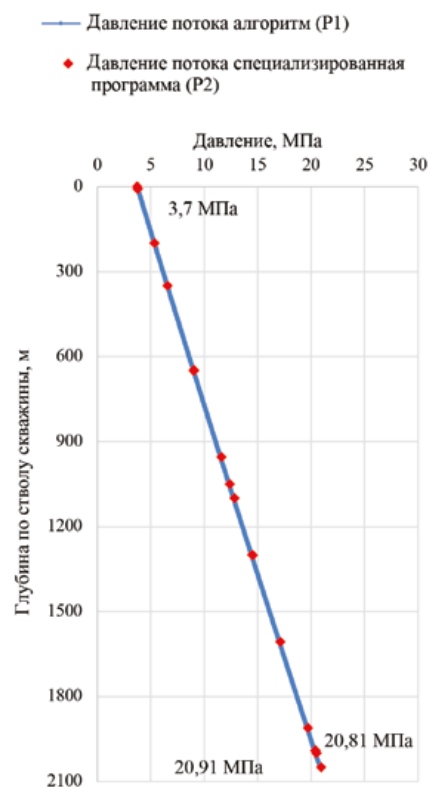
Для представленных выше исходных данных рассмотрим закачку CO<sub>2</sub>. На **рисунке 4** приведено распределение фактической скорости потока (красная линия) по стволу скважины в сравнении с критической скоростью потока при значении  $C = 122$  (кг/(м·с<sup>2</sup>))<sup>0,5</sup> (ГОСТ Р ИСО 13703-2018) и предлагаемым значением  $C = 220$  (кг/(м·с<sup>2</sup>))<sup>0,5</sup>.

Каждый «пик» на графике распределения фактической скорости потока CO<sub>2</sub> характеризует «узкие» места в стволе скважины: интервалы установки

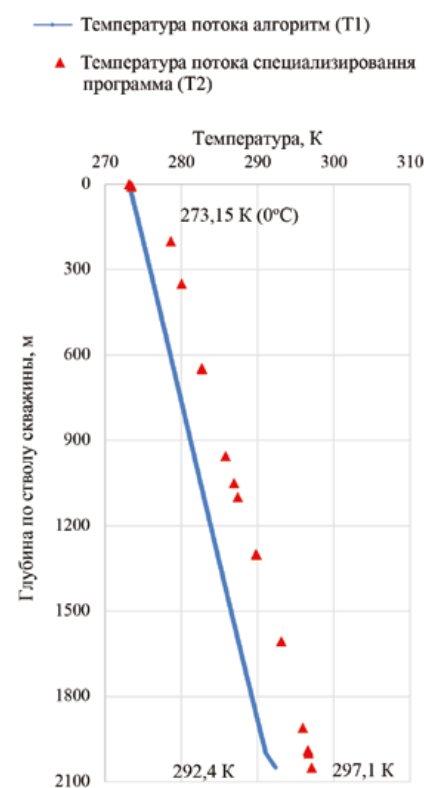
мандрелей внутрискважинных датчиков и клапана-отсекателя. Из данного распределения следует, что в интервале установки клапана-отсекателя значение фактической скорости потока CO<sub>2</sub> пересекается с критическим значением (рисунком 4) для  $C = 122$  (кг/(м·с<sup>2</sup>))<sup>0,5</sup>. Это означает, что при таких граничных условиях приемистость скважины должна быть уменьшена, чтобы обеспечить значение скорости ниже критического значения по всему стволу скважины, следовательно, количество скважин, необходимых для закачки заданного количества диоксида углерода, должно быть увеличено с трех до пяти (**рисунком 5**). В соответствии с этим увеличивается стоимость реализации проекта по закачке CO<sub>2</sub> в геологическую структуру.

Из рисунков 4 и 5 следует, что правильная оценка значения параметра, ограничивающего скорость потока (коэффициент  $C$ ), для решения задачи закачки диоксида углерода в геологические структуры позволит рассчитать достаточное (исходя из технологических ограничений) количество скважин, необходимых для закачки заданного количества диоксида углерода. С учетом соотношения (14) формулу (1) можно преобразовать к виду:

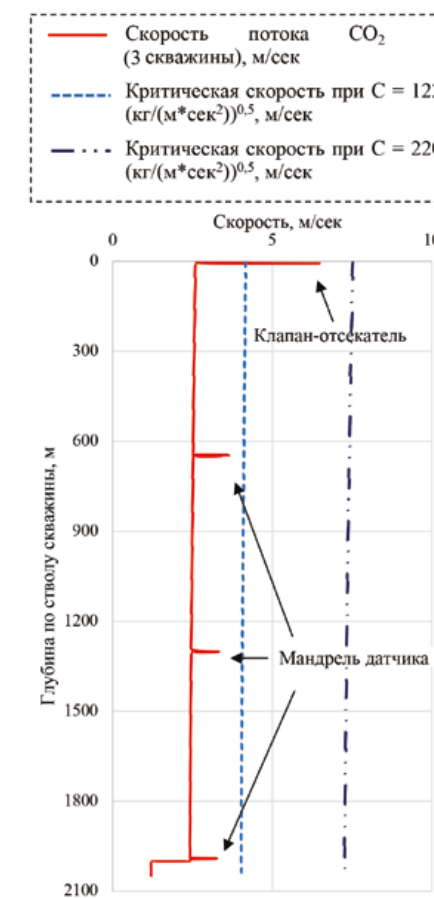
$$N = \frac{4Q}{86,4 \cdot 365 \pi K C d_{крит}^2 \sqrt{\rho_{крит}}} \cdot \quad (14)$$



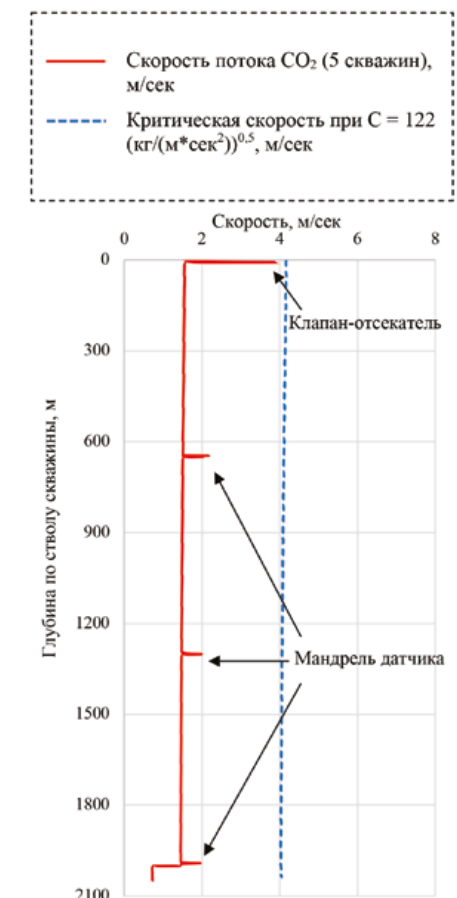
**Рисунок 2** – Распределение давления по стволу



**Рисунок 3** – Распределение температуры по стволу



**Рисунок 4** – Распределение скорости потока 3 скважин



**Рисунок 5** – Распределение скорости потока 5 скважин

При  $C = 220 \text{ (кг/(м·сек}^2))^{0.5}$  выражение (18) принимает вид:

$$N = \frac{Q}{1734480\pi K d_{крит}^2 \sqrt{\rho_{крит}}}, \quad (15)$$

где  $N$  – количество скважин, шт.;  
 $Q$  – годовая закачка  $\text{CO}_2$ , т/год;  
 $K$  – коэффициент эксплуатации скважин (можно принять равным 0,95), б/р;  $d_{крит}$  – критический внутренний диаметр проходного сечения в стволе скважины, в котором ожидается максимальная скорость потока  $\text{CO}_2$ , м;  $\rho_{крит}$  – критическая плотность потока

$\text{CO}_2$ , соответствующая интервалу критического диаметра,  $\text{кг/м}^3$ .

### Заключение

В рамках проделанной работы предложен алгоритм расчета давления и температуры потока в стволе скважины при закачке диоксида углерода и обосновано значение коэффициента  $C$ , определяющего критическую скорость потока  $\text{CO}_2$  при его закачке в скважину.

Предлагаемый подход позволяет определить минимальное, исходя из технологических ограничений, количество скважин, необходимых для закачки заданного количества диоксида углерода.

### Список источников

1. Дмитриевский А. Н., Хан С. А., Дорохин В. Г. Геологическое захоронение диоксида углерода. Теория, история и методология. Москва: ФЛИНТА, 2023. 296 с.
2. Wan N.-H., Wang L.-S., Hou L.-T., Wu Q.-L., Xu J.-Y. Modeling Transient Flow in CO2 Injection Wells by Considering the Phase Change. Processes 2021, 9, 2164. <https://doi.org/10.3390/pr9122164>.
3. ГОСТ Р ИСО 13703-2018 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и монтаж трубопроводных систем на морских добывающих платформах». URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161345>.
4. Madani Sania F., Huizingab S., Esaklulc K. A., Nesica S. Review of the API RP 14E erosional velocity equation: Origin, applications, misuses, limitations and alternatives, Wear 426–427 (2019) 620–636. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2019.01.119>.
5. Wang Yun, Zhang Jianjun. An optimized calculation method of critical erosion flow rates of UGS injection/production wells. Natural Gas Industry B 7 (2020), 262–268. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.10.008>.
6. Arabnejad H., Shirazi S. A., McLaury B. S., Shadley J. R. A Guideline to Calculate Erosional Velocity Due to Liquid Droplets for Oil and Gas Industry, in: Society of Petroleum Engineers. Amsterdam, Netherlands, 2014. <https://doi.org/10.2118/170951-MS>.
7. Peterhead CCS Project. 11.097 Well Completion Concept Select Report, 2014. URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/531051/Peterhead\\_-\\_11.097\\_Well\\_Completion\\_Concept\\_Select\\_Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/531051/Peterhead_-_11.097_Well_Completion_Concept_Select_Report.pdf).

### References

1. Dmitriyevskiy A. N., Khan S. A., Dorokhin V. G. Geological disposal of carbon dioxide. Theory, history and methodology. Moscow: FLINTA, 2023. 296 p. (In Russ.).
2. Wan N.-H., Wang L.-S., Hou L.-T., Wu Q.-L., Xu J.-Y. Modeling Transient Flow in CO2 Injection Wells by Considering the Phase Change. Processes 2021, 9, 2164. <https://doi.org/10.3390/pr9122164>.
3. GOST R ISO 13703-2018 "Oil and gas industry. Design and installation of pipeline systems on offshore production platforms". URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161345>. (In Russ.).
4. Madani Sania F., Huizingab S., Esaklulc K. A., Nesica S. Review of the API RP 14E erosional velocity equation: Origin, applications, misuses, limitations and alternatives, Wear 426–427 (2019) 620–636. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2019.01.119>.
5. Wang Yun, Zhang Jianjun. An optimized calculation method of critical erosion flow rates of UGS injection/production wells. Natural Gas Industry B 7 (2020), 262–268. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.10.008>.
6. Arabnejad H., Shirazi S. A., McLaury B. S., Shadley J. R. A Guideline to Calculate Erosional Velocity Due to Liquid Droplets for Oil and Gas Industry, in: Society of Petroleum Engineers. Amsterdam, Netherlands, 2014. <https://doi.org/10.2118/170951-MS>.
7. Peterhead CCS Project. 11.097 Well Completion Concept Select Report, 2014. URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/531051/Peterhead\\_-\\_11.097\\_Well\\_Completion\\_Concept\\_Select\\_Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/531051/Peterhead_-_11.097_Well_Completion_Concept_Select_Report.pdf).

### Информация об авторах

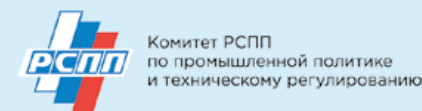
**Александр Иосифович Ермолаев**,  
 доктор технических наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений  
**Булат Наилевич Мирсаяпов**,  
 аспирант кафедры

### Information about the authors

**Alexander I. Ermolaev**,  
 doctor of technical sciences, head of gas production department  
**Bulat N. Mirsayapov**,  
 graduate student of the department

Статья поступила в редакцию 15.08.2023; одобрена после рецензирования 14.09.2023; принята к публикации 20.09.2023.  
 The article was submitted 15.08.2023; approved after reviewing 14.09.2023; accepted for publication 20.09.2023.

### ОРГАНИЗАТОРЫ:



Комитет РСПП по промышленной политике и техническому регулированию



Правительство Волгоградской области



Межотраслевой совет по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе России

### ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



Евразийская конформность



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ РОССИИ



РОССТАНДАРТ



ГАЗПРОМ



ТЕХЭКСПЕРТ



РОССИЙСКИЙ ИНСТИТУТ СТАНДАРТИЗАЦИИ



Российское газовое общество



РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

18-20 октября 2023  
 Волгоград



# НЕФТЕГАЗ СТАНДАРТ

### КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Анализ текущего состояния системы технического регулирования и стандартизации и ее роль в развитии евразийской экономической интеграции
- Деятельность технических комитетов по стандартизации по разработке стандартов для нефтегазового комплекса
- Меры по преодолению последствий санкционного режима
- Роль технического регулирования и стандартизации в развитии сотрудничества России и ЕАЭС с КНР и странами БРИКС, ШОС
- Институт нефтегазовых технологических инициатив как инструмент поддержки российских производителей

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО В ПРОГРАММЕ

- Заседание ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»
- Ознакомительная экскурсия на производственное предприятие

[www.neftegazstandart.info](http://www.neftegazstandart.info)

### ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ОБРАЩАТЬСЯ

Жадан Марина | +7 (495) 730-76-16 (доб. 427)  
 ZhadanMP@cbtc.ru | моб. +7 (916) 554-37-49  
 Иванов Иван | +7 (495) 231-33-99 (доб. 232)  
 IvanovIA@cbtc.ru | моб. +7 (926) 232-52-92





Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 58–65

Научная статья  
УДК 622.276  
EDN QPDWFJ

## ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: КОНЦЕНТРИЧЕСКИЙ ЛИФТ

**И. В. Стоноженко<sup>1</sup>, А. А. Плосков<sup>2</sup>, О. В. Николаев<sup>3</sup>, В. Г. Васильев<sup>4</sup>, А. В. Соломахин<sup>5</sup>**  
<sup>1,2,3</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия, <sup>4,5</sup>ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия  
<sup>1</sup>i.stonozhenko@yandex.ru  
<sup>2</sup>ploskov86@yandex.ru  
<sup>3</sup>o-nikolaev@yandex.ru  
<sup>4</sup>slik77@mail.ru  
<sup>5</sup>solomax82@mail.ru

**Аннотация.** Обводнение газовых скважин, проявляющееся, как правило, на поздней стадии разработки месторождений, существенно сокращает как текущую производительность промысла, так и конечную газоотдачу. С целью снижения негативных последствий обводнения применяются специальные меры, одной из которых является оснащение скважин концентрическими лифтовыми колоннами – КЛК. Несмотря на широкое распространение этой технологии, в настоящее время не существует удовлетворительной научной теории, позволяющей проводить достоверные оценки ее эффективности и прогнозировать производительность оснащенных КЛК скважин.

Для восполнения этого пробела в научном сопровождении процессов добычи газа в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана методика расчета режимов работы обводненных скважин, оснащенных КЛК,

основанная на результатах экспериментальных исследований ГЖП. В статье приводится описание методики и примеры ее использования для прогнозирования режимов работы реальных скважин.

Предложенная модель и методика представляют собой эффективный инструмент как для расчетов производительности оснащенных КЛК скважин, так и на предварительном этапе принятия решений о целесообразности применения этой технологии в каждом конкретном случае; могут применяться в алгоритмах систем автоматизированного управления работой скважин, кустов и промысла в целом.

Разработанная методология моделирования работы скважин, оснащенных КЛК, рекомендуется к использованию в процессах проектирования обустройства и реконструкции газопромысловых систем.

**Ключевые слова:** технологии эксплуатации, поздняя стадия разработки, концентрический лифт, гидродинамическое моделирование, экспериментальные исследования, газожидкостные потоки, потери давления, забойное давление, устьевое давление, дебит

**Для цитирования:** Стоноженко И. В., Плосков А. А., Николаев О. В., Васильев В. Г., Соломахин А. В. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: концентрический лифт // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 58–65. EDN QPDWFJ.

© Стоноженко И. В., Плосков А. А., Николаев О. В., Васильев В. Г., Соломахин А. В., 2023

© Stonozhenko I. V., Ploskov A. A., Nikolaev O. V., Vasiliev V. G., Solomakhin A. V., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):58-65

Original article  
UDC 622.276  
EDN QPDWFJ

## TECHNOLOGIES FOR THE OPERATION OF GAS WELLS AT THE LATE STAGE OF FIELD DEVELOPMENT: ARTIFICIAL CONCENTRIC LIFT

**I. V. Stonozhenko<sup>1</sup>, A. A. Ploskov<sup>2</sup>, O. V. Nikolaev<sup>3</sup>, V. G. Vasiliev<sup>4</sup>, A. V. Solomakhin<sup>5</sup>**  
<sup>1,2,3</sup>LLC “Gazprom VNIIGAZ”, Moscow, Russia, <sup>4,5</sup>PJSC “Gazprom”, St. Petersburg, Russia  
<sup>1</sup>i.stonozhenko@yandex.ru  
<sup>2</sup>ploskov86@yandex.ru  
<sup>3</sup>o-nikolaev@yandex.ru,  
<sup>4</sup>slik77@mail.ru  
<sup>5</sup>solomax82@mail.ru

**Abstract.** The liquid loading of gas wells, which usually occurs at a late stage of field development, significantly reduces not only the current productivity of the field, but also the final gas recovery. In order to reduce the negative effects of flooding, special measures are taken, one of the most common of which is the technology of concentric lift columns -CLK. However, there is not yet a full-fledged scientific methodology for calculating the hydrodynamic characteristics of CLK, which is necessary to predict the productivity of wells equipped with it.

The article describes a universal hydrodynamic model of gas-liquid flows in pipes of circular and annular cross sections, developed at Gazprom VNIIGAZ Ltd based on the results of experimental studies, as well as a method for calculating the operation modes of wells equipped

with CLC based on it. The application of the technique is illustrated by practical examples.

The developed model and method for calculating wells are an effective tool for modeling CLK and can be used both at the stage of making managerial decisions on the feasibility of using this technology in each specific case, and for long-term forecasting of the productivity of wells equipped with it and fields in general. The proposed model can also be used in the algorithms of automated control systems for the operation of wells, clusters and the field as a whole.

The proposed methodology for modeling the operation of wells equipped with CLC is recommended for use in the process of designing the arrangement and reconstruction of gas production systems.

**Keywords:** production technologies, late stage of development, artificial concentric lift, hydrodynamic modeling, experimental studies, gas-liquid flows, pressure losses, bottom hole pressure, wellhead pressure, flow rate

**For citation:** Stonozhenko I. V., Ploskov A. A., Nikolaev O. V., Vasiliev V. G., Solomakhin A. V. Technologies of operation of gas wells at the late stage of field development: concentric lift // Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):58-65. (In Russ.). EDN QPDWFJ.

### Введение

Поздняя стадия разработки газовых месторождений зачастую сопровождается обводнением скважин, приводящим к целому ряду осложнений в процессе их дальнейшей эксплуатации. На этом этапе перед добывающими предприятиями встает задача выбора тех-

нологии устойчивого подъема газожидкостных смесей (ГЖС) по стволам скважин на поверхность. Одной из наиболее известных технологий эксплуатации обводненных скважин является КЛК – концентрическая лифтовая колонна, представляющая собой конструкцию из двух концентрически расположенных труб

разного диаметра, образующих два канала движения пластовой продукции: центральную лифтовую колонну (ЦЛК) круглого сечения и межтрубное кольцевое пространство (МКП), образованное внешней поверхностью ЦЛК и внутренней поверхностью основной лифтовой колонны (ОЛК).

**Особенности существующей методологии КЛК**

Однако современная методология расчета КЛК пока не обрела завершённой формы. При расчете КЛК используется только один определяющий параметр – минимальный дебит лифтовой трубы, рассчитываемый по одной из формул для минимальной скорости газа, обеспечивающей вынос жидкости [1–6]. При этом расчет потерь давления в стволе скважины производится по соотношениям для однофазного газа. Такой подход обладает ограниченными возможностями и не позволяет осуществить полноценный анализ работы КЛК.

В последнее время появились работы, в которых учитывается влияние жидкости на потери давления в трубе [7–9]. Эти работы основаны на результатах экспериментальных исследований газожидкостных потоков (ГЖП) в трубах круглого сечения. Очевидно, расчет КЛК представляет собой более сложную задачу, чем расчет одиночной лифтовой трубы, поскольку в этом случае течение ГЖС может сопровождаться перераспределением между каналами количества движущихся компонентов смеси независимо друг от друга и возникновением вследствие этого положительных обратных связей по давлению, приводящих к гидродинамической неустойчивости и пульсациям потока смеси. При этом существует три возможных варианта организации потоков, соответствующих трем типам КЛК: 1) ГЖП в ЦЛК, однофазный газовый поток (ОГП) в МКП; 2) ОГП в ЦЛК, ГЖП в МКП; 3) ГЖП в ЦЛК и в МКП.

**Разработка гидродинамической модели КЛК**

Методика расчетов КЛК первого типа с использованием гидродинамической модели ГЖП в трубах круглого сечения была опубликована в 2015 году [7, 10]. С тех пор в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» получен значительный объем новых экспериментальных данных, на базе которого удалось осуществить уточнение модели и расширить область ее применения, в том числе на течения в каналах кольцевого сечения [11].

В данной статье приводится описание универсальной гидродинамической модели ГЖП в трубах круглого и кольцевого сечений, методика расчета КЛК и примеры ее использования для расчетов режимов работы скважин, оснащенных КЛК или планируемых к оснащению.

В модели фигурируют следующие безразмерные параметры [11]:

модифицированный параметр Фруда (по газу):

$$Fr^* = \frac{\rho_g}{\rho_j} \cdot \frac{u^2}{gD_h}; \quad (1)$$

безразмерный градиент давления:

$$i = \frac{dp}{dL} \cdot \frac{1}{\rho_j g}; \quad (2)$$

параметр Вебера:

$$We = \frac{\rho_j D_h v^2}{\sigma}; \quad (3)$$

параметр Бузинова:

$$Bu = Fr_{ж}^{1/3} \cdot Eo^{2/3} \cdot \left(\frac{D_0}{D_h}\right)^2; \quad (4)$$

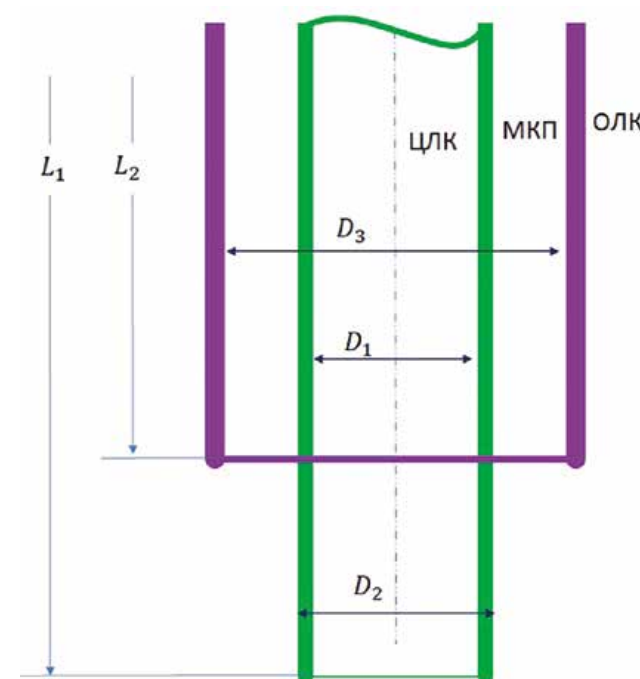
$Fr_{ж}$  – параметр Фруда по жидкости:

$$Fr_{ж} = \frac{v^2}{gD_h}; \quad (5)$$

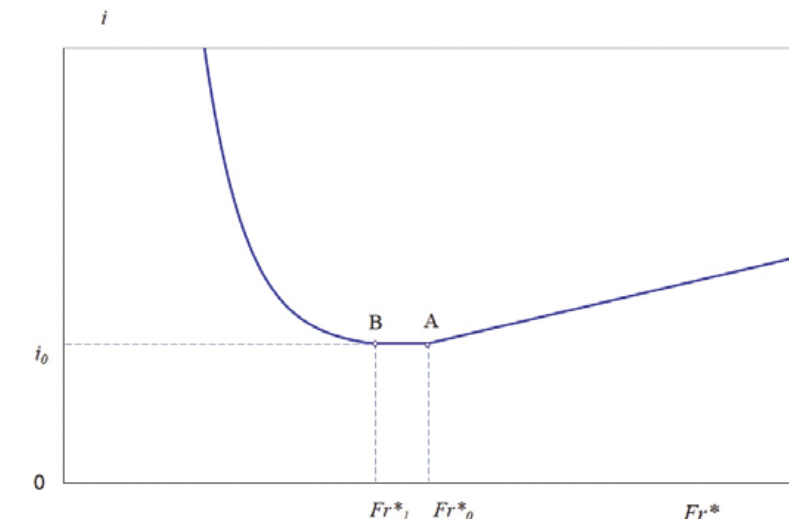
$Eo$  – параметр Этвеша:

$$Eo = \frac{\rho_j g D_h^2}{\sigma}; \quad (6)$$

где  $u$  – средняя по сечению трубы скорость газовой фазы;  $v$  – средняя по сечению трубы скорость жидкой фазы;  $p$  – давление;  $\rho$  – плотность флюида;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе «жидкость – газ»;  $g$  – ускорение свободного падения;  $L$  – длина трубы; для канала кольцевого сечения (рисунк 1) гидравлический диаметр  $D_h = D_3 - D_2$ , эффективный диаметр  $D_{ef} = (D_3^2 - D_2^2)^{1/2}$ ; для канала круглого сечения (ЦЛК)  $D_h = D_{ef} = D_1$ ;  $D_1$  – внутренний диаметр ЦЛК;  $D_2$  – внешний диаметр ЦЛК;  $D_3$  – внутренний диаметр ОЛК;  $D_0$  – характерный размер элементарной структуры турбулентного двухфазного вихря; эмпирически установлено, что для динамичной смеси «газ – вода»  $D_0 =$



**Рисунок 1** – Схема взаимного расположения каналов в КЛК



**Рисунок 2** – Типичный вид универсальной зависимости потерь давления в вертикальном ГЖП круглого и кольцевого сечений

0,055 м; нижние индексы «ж» и «г» относят параметр соответственно к жидкости или газу.

Типичный вид универсальной зависимости градиента давления в вертикальных каналах круглого и кольцевого сечений  $i$  от расходной характеристики газа  $Fr^*$  при фиксированном расходе жидкости (то есть при  $Bu = const$ ) представлен на рисунке 2, где выделены точки с координатами  $A(Fr_0^*, i)$  и  $B(Fr_1^*, i)$ , разделяющие три характерные участка кривой:

- 1)  $Fr^* > Fr_0^*$  – правая ветвь, аппроксимируется полиномом первой степени; соответствует дисперсно-кольцевому режиму ГЖП;
- 2)  $Fr_1^* > Fr^* > Fr_0^*$  – участок минимума потерь давления, который в силу малой кривизны, небольшого диапазона величин по оси абсцисс и исчезающе малого диапазона величин по оси ординат с достаточной для практики точностью может быть аппроксимирован полиномом нулевой степени; соответствует переходному режиму ГЖП;
- 3)  $Fr^* < Fr_1^*$  – левая ветвь; при  $Fr^* \rightarrow 0$  имеет место тенденция  $i \rightarrow 1$ . По характеру левой ветви можно видеть, что она может быть аппроксимирована гиперболой или экспонентой; соответствует вспененному режиму ГЖП.

Расчетная модель определяет координаты точек A и B, а также функциональные зависимости  $\frac{dp}{dL} = f(Q_g, q_j, D, p)$  на каждом из трех участков кривой.

Параметр  $Fr_0^*$  определяется по соотношению:

$$Fr_0^* = 1,15 - 1,15 \left(1 - \frac{1}{d}\right) \cdot e^{-4,6 We^{0,5}}. \quad (7)$$

Здесь обозначено  $\bar{d} = \frac{D_h}{D_0}$ . Параметр  $i_0$  определяется по соотношению:

$$i_0 = \lambda/2 \cdot Fr_0^* + \xi \cdot Bu - 0,0012, \quad (8)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидродинамического сопротивления канала для газовой фазы;  $\xi$  – коэффициент гидродинамического сопротивления

для жидкой фазы в составе ГЖС: для трубы круглого сечения  $\xi = 0,00667$ , для трубы кольцевого сечения  $\xi = 0,00785$ . Необходимо отметить, что экспериментально полученные для газовых потоков в трубах кольцевого сечения величины коэффициентов гидродинамического сопротивления трубы  $\lambda$  [11] существенно превышают расчетные значения даже с учетом влияния муфт [12]. Этому вопросу авторы планируют посвятить отдельную работу, а для практического использования рекомендуется применять числовой множитель 1,7 при коэффициенте гидродинамического сопротивления ОЛК  $\lambda_{мкп} = 1,7 \cdot \lambda_{olk}$ .

Первый участок характеристики вертикального ГЖП (правая ветвь) соответствует высоким скоростям газа и описывается уравнением:

$$i = i_0 + \lambda/2 \cdot (Fr^* - Fr_0^*). \quad (9)$$

Абсцисса границы между вторым и третьим участками фиксируется по величине:

$$Fr_1^* = Fr_0^* - \frac{9,48 \cdot 10^{-2}}{\bar{d}} - 0,0659. \quad (10)$$

На втором участке характеристики ГЖП потери давления минимальны:

$$i = i_0 = i_{min} = const. \quad (11)$$

На третьем участке (левая ветвь характеристики) потери давления в потоке определяются соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} i &= \frac{G_B}{G_B + 1,5}, \\ G_B &= C_B \cdot \left(\frac{Fr_1^* - Fr^*}{Fr^* + 0,001}\right)^{D_B} + \frac{1,5i_0}{1 - i_0}, \\ C_B &= \frac{0,0248}{\bar{d}} + \frac{7,27 \cdot 10^{-5}}{\bar{d}^2}, \quad D_B = 0,996 + \frac{0,75}{\bar{d}} + \frac{0,397}{\bar{d}^2}, \end{aligned} \right\} (12)$$



где  $C_B, D_B, G_B$  – вспомогательные параметры.

Величина перепада давления в размерном виде вычисляется по формуле:

$$dp = \left(i + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}}\right) \cdot g \rho_{\text{ж}} \cdot dL. \quad (13)$$

Соотношения (7) – (13) отражают зависимость потерь давления в ГЖП от геометрии канала, давления, скоростей и свойств газовой и жидкой фаз. Эта зависимость является экспериментально обоснованной и справедливой в диапазоне расходов жидкости, ограниченных неравенством:

$$Vu < 19,0, \quad (14)$$

которое в условиях газовых промыслов выполняется всегда.

Представленная модель (1) – (13) является универсальной для лифтовых и концентрических колонн скважин газовых и газоконденсатных месторождений.

### Методика расчета КЛК

Методика расчета КЛК 1-го типа описана в [7] и [11]; эта же методика применяется и для расчета КЛК 2-го типа. Принцип расчета, заложенный в методике, иллюстрируется на **рисунке 3**, где представлена гидродинамическая обстановка на забое скважины, оснащенной КЛК. Для рассматриваемого примера использованы данные одной из скважин Уренгойского НГКМ. Характеристика основного канала с ГЖП изображена синей линией. Ее пересечение с кривой притока газа из пласта в точке А соответствует рабочим параметрам на забое: дебиту газа  $Q_1 = 35$  тыс. м<sup>3</sup>/сут, забойному давлению  $P_{\text{заб}} = 1,905$  Мпа и дебиту жидкости  $q_{\text{ж}} = 0,3$  м<sup>3</sup>/сут при водогазовом факторе ВГФ = 8,5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При создании во вспомогательном канале ОГП с дебитом  $Q_2 = 65$  тыс. м<sup>3</sup>/сут совместная суммарная характеристика двух каналов сместится вправо до точки В, параметры рабочего режима будут равны  $Q = 89$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $P_{\text{заб}} = 1,764$  Мпа

и  $q_{\text{ж}} = 0,76$  м<sup>3</sup>/сут. При выборе величины дебита ОГП во вспомогательном канале необходимо обеспечить выполнение трех условий: 1) жидкость не должна поступать во вспомогательный канал, что обеспечивается выполнением неравенства  $Fg^* < Fg_1^*$  для вспомогательного канала; 2) давление на устье вспомогательного канала с ОГП не может быть меньше заданного рабочего устьевого давления; 3) давление на забое не должно быть меньше величины, обеспечивающей устойчивую работу основного канала с ГЖП. Третье условие может иметь другую формулировку, аналогичную по смыслу: максимальное давление на устье основного канала с ГЖП не может быть меньше заданного рабочего устьевого давления. Все три условия требуют ограничения дебита ОГП во вспомогательном канале некоторой максимальной величиной; актуальной является наименьшая величина из трех.

### Анализ работы скважин, оснащенных КЛК

В качестве примера рассмотрим работу скважины Уренгойского НГКМ, оснащенной КЛК, параметры которой представлены в **таблице 1** (скважина № 1). Здесь а и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта,  $P_{\text{пл}}$  и  $P_{\text{уст}}$  – пластовое и устьевое давление, ВГФ – водогазовый фактор. Скважина до оснащения КЛК задавливалась.

На рисунке 4 представлены характеристики скважины при эксплуатации по ЦЛК, МКП и ОЛК в виде зависимостей  $P_{\text{уст}}(Q)$ . Изображена также характеристика притока газа к забою – индикаторная линия пласта. Из рисунка следует, что при заданном устьевом давлении:

- 1) скважина до оснащения КЛК начала задавливаться; перед задавливанием ее дебит составлял около 113 тыс. м<sup>3</sup>/сут;
- 2) эксплуатация скважины по КЛК 2-го типа невозможна, поскольку максимальное давление в МКП не превышает устьевого рабочего давления;

**Таблица 1** – Параметры скважин и пластов в расчетных примерах

№	L <sub>1</sub> , м	L <sub>2</sub> , м	D <sub>1</sub> , мм	D <sub>2</sub> , мм	D <sub>3</sub> , мм	a, 10 <sup>-2</sup> МПа <sup>2</sup> · сут/тыс. м <sup>3</sup>	b, 10 <sup>-2</sup> (МПа · сут/тыс. м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	ВГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	P <sub>пл</sub> , МПа	P <sub>уст</sub> , МПа
1	1052	1050	52	60	153	0,312	0,0052	8,5	1,95	1,44
2	1820	1792	52	60	103	1,560	0,00312	15	4,10	2,70

3) целесообразна эксплуатация скважины по КЛК 1-го типа; регулированием штуцера на устье МКП можно получить суммарный дебит газа до 92 тыс. м<sup>3</sup>/сут, при этом активизируется ограничивающее условие 3 по дебиту ОГП в МКП.

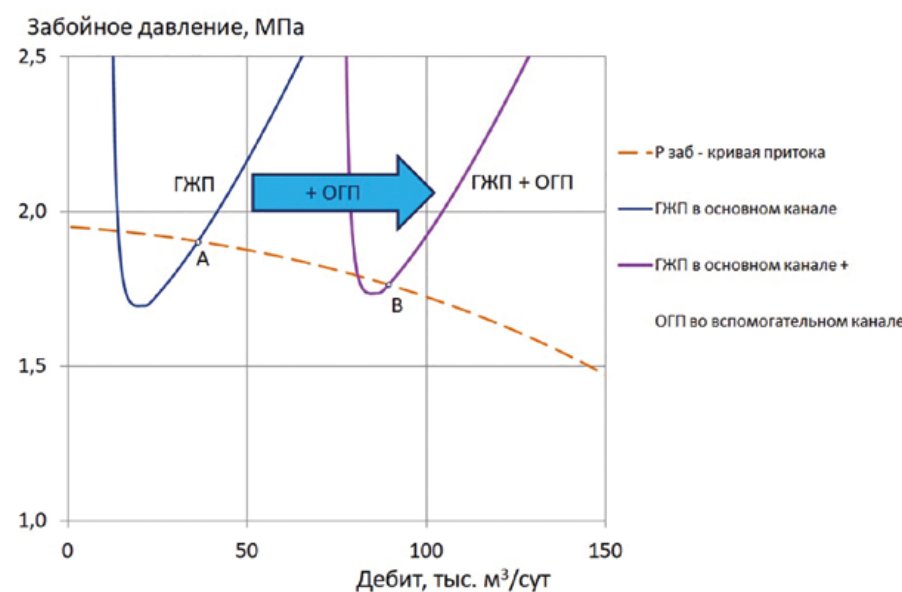
В качестве второго примера рассмотрим целесообразность оснащения КЛК скважины Оренбургского НГКМ (скважина 2 в таблице 1), характеристики которой до и после спуска ЦЛК представлены на рисунке 5. Из рисунка следует, что эксплуатация скважины по ЦЛК вместо ОЛК преимуществ по давлению не даст, а дебит при этом снизится существенно: с 223 до 56 тыс. м<sup>3</sup>/сут, хотя снижение дебита можно частично компенсировать отбором однофазного газа по МКП до величины 127 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Имеется возможность реализации КЛК 2-го типа с эксплуатацией скважины по МКП с дебитом 109 тыс. м<sup>3</sup>/сут и возможностью компенсации снижения дебита посредством отбора однофазного газа по ЦЛК до величины 133 тыс. м<sup>3</sup>/сут, однако с точки зрения перспективы снижения пластового давления этот вариант хуже обоих предыдущих. Из изложенного следует вывод: рассматриваемую скважину нецелесообразно оснащать системой КЛК.

Таким образом, на приведенных примерах продемонстрирована возможность использования универсальной модели ГЖП для анализа режимов работы обводненной скважины как по ЦЛК, так и по МКП, то есть с применением КЛК 1-го и 2-го типов. Что касается КЛК 3-го типа, предусматривающего извлечение ГЖС одновременно по МКП и ЦЛК, из **рисунков 4 и 5** следует,

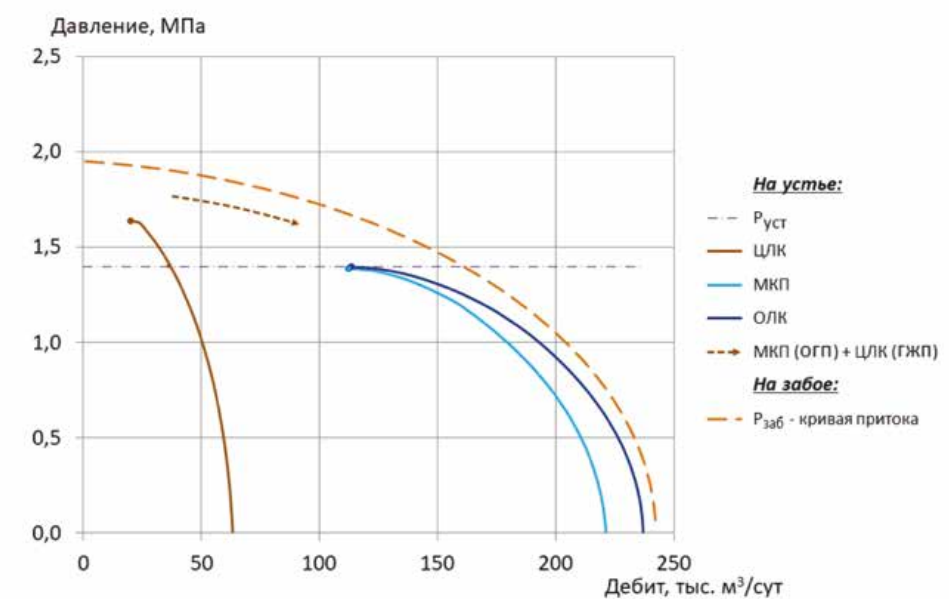
что в рассмотренных примерах ЦЛК в таком режиме задавится, поскольку забойное давление снизится до недопустимо малой величины и необходимый перепад давления для устойчивого выноса ГЖС обеспечиваться не будет. В то же время вопрос об организации ГЖП одновременно по двум каналам представляет большой практический интерес. Он достаточно обширен, поскольку требует анализа условий распределения фаз между обоими каналами, и будет рассмотрен в отдельной публикации. Кроме того, дополнительно необходимо рассмотреть важный аспект влияния на работу КЛК газожидкостных процессов на забое, поскольку они могут изменять распределение давления в системе, особенно в скважинах с протяженными интервалами вскрытия. Соответственно, их учет может приводить к другим практическим выводам.

### Выводы

1. Концентрический лифт может быть использован как эффективный технологический прием, направленный на компенсацию снижения дебитов вследствие замены лифтовых труб.
2. Концентрический лифт является «интеллектуальной» технологией, требующей как предварительного анализа целесообразности его использования в каждом конкретном случае, так и формирования четкого алгоритма оперативного регулирования работы скважины до момента окончания ее эксплуатации.
3. Модель ГЖП, описанная в статье, может быть использована при создании алгоритмов автоматизированного управления работой промысловых систем.



**Рисунок 3** – Иллюстрация методики расчета КЛК 1-го и 2-го типов



**Рисунок 4** – Иллюстрация работы КЛК скважины 1

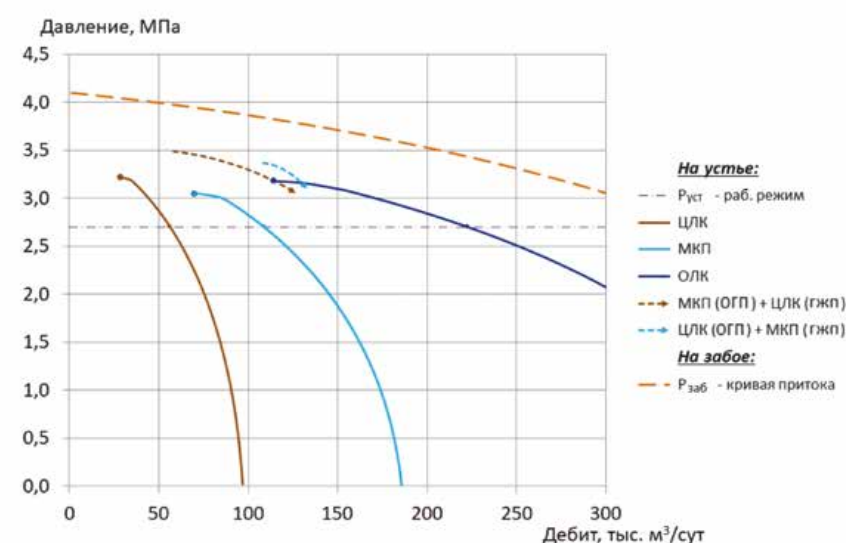


Рисунок 5 – Характеристики ЦЛК, МКП и ОЛК обводненной скважины Оренбургского ГКМ (скважина 2 в таблице 1)

4. Предложенные в статье универсальная модель вертикального ГЖП и методика расчета скважин с КЛК являются эффективным инструментом моделирования

КЛК и рекомендуются к использованию в процессе проектирования обустройства и реконструкции газопромышленных систем.

### Список источников

1. Шулятиков В. И., Дикамов Д. В. Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам: опыт и перспективы // Наука и техника в газовой промышленности. 2008. № 4. С. 11–19.
2. Епрынтцев А. С., Лапердин А. Н., Якимов И. Е. [и др.]. Методика расчета градиента давления многофазного потока газа и смеси конденсационной и пластовой вод по концентрическим лифтовым колоннам // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 4. С. 27–31.
3. Плосков А. А., Дикамов Д. В., Харахашьян Г. Ф. [и др.]. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовым колоннам // СТО Газпром 2-2.3-1017-2015. М.: ИРЦ Газпром, 2015. 53 с.
4. Пономарев А. И., Рагимов Т. Т., Шигидин О. А. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами // Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 4. С. 19–32.
5. Ибрагимова Д. Р., Горланов А. А., Юшков А. Ю. [и др.]. Моделирование технологий ПАВ и КЛК на примере маломощных газовых залежей с подстилающей водой // Научный журнал Российского газового общества. 2019. № 2(21). С. 26–30.
6. Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В. [и др.]. Современные методы расчета технологического режима работы газовых скважин с водопрооявлениями // Наука и техника в газовой промышленности. 2023. № 1. С. 44–59.
7. Николаев О. В., Харитонов А. Н., Стоноженко И. В. Использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. 2015. № 11(730). С. 31–35.
8. Николаев О. В., Соколов В. А., Бузинова О. В. [и др.]. Расчет технологических параметров двух- и трехфазных потоков в вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки // Р Газпром 2-2.4-1113-2017. Санкт-Петербург: ООО «Газпром экспо», 2018. 58 с.
9. Рагимов Т. Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей: дисс. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2022. 202 с.
10. Кирсанов С. А., Гордеев В. Н., Николаев О. В., Стоноженко И. В. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. 2017. № 4(751). С. 50–55.
11. Николаев О. В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дисс. ... д-ра техн. наук. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022. 328 с.
12. Caetano E. F. Upward vertical two-phase flow through an annulus – part I: Single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction // Journal of Energy Resources Technology. 1992. Vol. 114. P. 1–13.

### References

1. Shulyatkov V. I., Dikamov D. V. Operation of wells on concentric lift columns: experience and prospects // Science and technology in the gas industry. 2008. No. 4. P. 11–19. (In Russ.).
2. Epryntsev A. S., Laperdin A. N., Yakimov I. E. [et al.]. Method for calculating the pressure gradient of a multi-phase gas flow and a mixture of condensation and formation water along concentric lift columns // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2012. No. 4. P. 27–31. (In Russ.).
3. Ploskov A. A., Dikamov D. V., Kharakhashyan G. F. [et al.]. Exploitation of gas wells in the fields of the Nadym-Pur-Taz region using concentric lift columns // STO Gazprom 2-2.3-1017-2015. M.: IRTs Gazprom, 2015. 53 p. (In Russ.).
4. Ponomarev A. I., Ragimov T. T., Shigidin O. A. Experience in operating a gas well with concentric lift columns // Science. Innovation. Technologies. 2019. No. 4. P. 19–32. (In Russ.).
5. Ibragimova D. R., Gorlanov A. A., Yushkov A. Yu. [et al.]. Modeling of surfactant and CLK technologies on the example of thin gas deposits with underlying water // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2019. No. 2(21). P. 26–30. (In Russ.).
6. Nikolaev O. V., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V. [et al.]. Modern methods for calculating the technological regime of operation of gas wells with water intrusions // Science and technology in the gas industry. 2023. No. 1. P. 44–59. (In Russ.).
7. Nikolaev O. V., Kharitonov A. N., Stonozhenko I. V. The use of a concentric lift in the operation of gas wells at a late stage of field development // Gas industry. 2015. No. 11(730). P. 31–35. (In Russ.).
8. Nikolaev O. V., Sokolov V. A., Buzinova O. V. [et al.]. Calculation of technological parameters of two- and three-phase flows in vertical and inclined wells of gas and gas condensate fields at a late stage of development // R Gazprom 2-2.4-1113-2017. S.-P.: LLC "Gazprom Expo", 2018. 58 p. (In Russ.).
9. Ragimov T. T. Control of technological modes of operation of flooded wells on concentric lift columns at a late stage of development of gas deposits: diss. ... cand. tech. sciences. Ufa: UGNTU, 2022. 202 p. (In Russ.).
10. Kirsanov S. A., Gordееv V. N., Nikolaev O. V., Stonozhenko I. V. Empirical hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows in gas wells at a late stage of field development // Gas industry. 2017. No. 4(751). P. 50–55. (In Russ.).
11. Nikolaev O. V. Improving the methods of hydrodynamic modeling of gas production processes based on the results of experimental studies of gas-liquid flows: diss. ... dr. tech. sciences. M.: LLC "Gazprom VNIIGAZ", 2022. 328 p. (In Russ.).
12. Caetano E. F. Upward vertical two-phase flow through an annulus – part I: Single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction // Journal of Energy Resources Technology. 1992. Vol. 114. P. 1–13.

### Информация об авторах

**Иван Васильевич Стоноженко**,  
начальник лаборатории  
**Александр Александрович Плосков**,  
кандидат технических наук, начальник лаборатории  
**Олег Валерьевич Николаев**,  
доктор технических наук, заместитель начальника  
лаборатории  
**Вячеслав Георгиевич Васильев**,  
начальник отдела  
**Александр Владимирович Соломахин**,  
начальник управления

### Information about the authors

**Ivan V. Stonozhenko**,  
head of laboratory  
**Aleksandr A. Ploskov**,  
Ph.D. of engineering sciences, head of laboratory  
**Oleg V. Nikolaev**,  
doctor of sciences in technology, deputy head of laboratory  
**Vyacheslav G. Vasiliev**,  
head of department  
**Aleksandr V. Solomakhin**,  
head of directorate

Статья поступила в редакцию 22.06.2023; одобрена после рецензирования 14.09.2023; принята к публикации 20.09.2023.  
The article was submitted 22.06.2023; approved after reviewing 14.09.2023; accepted for publication 20.09.2023.



Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 66–72

Научная статья  
УДК 66.022.389  
EDN GRVEVI

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АКТИВНОГО УГЛЯ ОУ-А В ПРОЦЕССЕ ОЧИСТКИ АМИНОВЫХ АБСОРБЕНТОВ ОТ ПРОДУКТОВ ИХ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ

Дария Алексеевна Чудиевич<sup>1</sup>, Руслан Фаритович Гибадуллин<sup>2</sup>, Радмила Нурбулатовна Утегенова<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

<sup>1</sup>dchudoral@gmail.com

<sup>2</sup>mandragor@inbox.com

<sup>3</sup>radmila.utegenova@mail.ru

**Аннотация.** В статье проведена оценка возможности применения способа очистки растворов аминов, заключающегося в введении в раствор абсорбента дополнительных сорбционных центров в виде мелкодисперсного активированного угля ОУ-А в количестве 0,5–1,5 г/дм<sup>3</sup>, с последующим его охлаждением и фильтрацией. Показано, что предварительная обработка рас-

творов аминов мелкодисперсным активным углем ОУ-А позволяет очищать абсорбент от вспенивающих элементов – продуктов его термической деструкции. Также прослеживается зависимость глубины очистки от температуры обработки раствора амина. Предложена технологическая схема реализации вышеуказанного способа очистки аминовых растворов.

**Ключевые слова:** диэтанолламин, метилдиэтанолламин, пенообразование, высота пены, стабильность пены, примеси в аминовом растворе, продукты деградации, продукты термической деструкции, сорбционные центры

**Для цитирования:** Чудиевич Д. А., Гибадуллин Р. Ф., Утегенова Р. Н. Исследование возможности применения активированного угля ОУ-А в процессе очистки аминовых абсорбентов от продуктов их термического разложения // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 66–72. EDN GRVEVI.

© Чудиевич Д. А., Гибадуллин Р. Ф., Утегенова Р. Н., 2023

© Chudievich D. A., Gibadullin R. F., Utegenova R. N., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):66-72

Original article  
UDC 66.022.389  
EDN GRVEVI

## INVESTIGATION OF THE POSSIBILITY OF USING ACTIVATED CARBON OU-A IN THE PROCESS OF PURIFICATION OF AMINE ABSORBENTS FROM THEIR THERMAL DESTRUCTION PRODUCTS

Daria A. Chudievich<sup>1</sup>, Ruslan F. Gibadullin<sup>2</sup>, Radmila N. Utegenova<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Astrakhan state technical university, Astrakhan, Russia

<sup>1</sup>dchudoral@gmail.com

<sup>2</sup>mandragor@inbox.com

<sup>3</sup>radmila.utegenova@mail.ru

**Abstract.** The article evaluates the possibility of using a method for purification amine solutions, which consists in introducing additional sorption centers into the absorbent solution in the form of finely dispersed activated carbon OU-A in an amount of 0.5–1.5 g/dm<sup>3</sup>, followed by its cooling and filtration. It is shown that pretreatment of amine solutions with finely dispersed activated carbon

OU-A makes it possible to purify the absorbent from foaming elements – products of its thermal destruction. The dependence of the depth of purification on the processing temperature of the amine solution was also traced. A technological scheme for the implementation of the above method of purification of amine solutions is proposed.

**Keywords:** diethanolamine, methyldiethanolamine, foaming, foam height, foam stability, impurities in amine solution, degradation products, thermal destruction products, sorption centers

**For citation:** Chudievich D. A., Gibadullin R. F., Utegenova R. N. Investigation of the possibility of using activated carbon OU-A in the process of purification of amine absorbents from their thermal destruction products. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):66-72. (In Russ.). EDN GRVEVI.

### Введение

Особенностью сырья Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) является наличие в нем сернистых соединений (более 25 % об.) и содержание более 16 % об. двуокиси углерода [1]. С точки зрения экологии и безопасности использование такого газа недопустимо без определенных действий по очистке от вредных компонентов.

Состав природного газа АГКМ влияет на выбор технологии его очистки от вышеназванных компонентов. Проектом был выбран процесс очистки газа абсорбционным методом с помощью диэтанолламина (40-процентный водный раствор). Аминовый процесс очистки газа успешно эксплуатируется на Астраханском

газоперерабатывающем заводе (АГПЗ) почти 40 лет. Однако, помимо положительных аспектов (например, глубокая очистка газа от двуокиси углерода в присутствии сернистых соединений), серьезной проблемой является загрязнение абсорбента примесями различного происхождения и, как следствие, вспенивание абсорбента. С этими проблемами в той или иной мере сталкиваются все предприятия, на которых имеется такая технология очистки высокосернистого газа [2–5].

За время длительного периода эксплуатации установок очистки газа АГПЗ исследование причин загрязнения абсорбента, вспенивания амина, изучение новых абсорбентов не утратило своей актуальности.

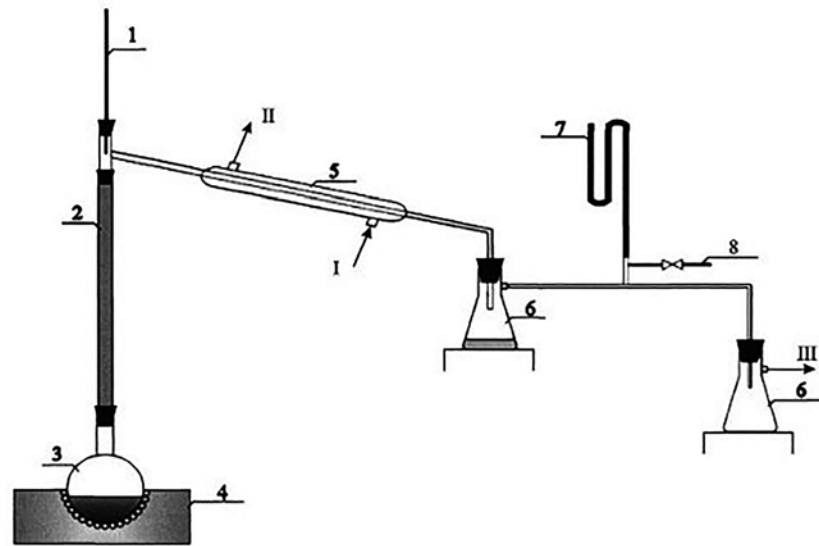


Рисунок 1 – Лабораторная установка вакуумной перегонки водного раствора абсорбента

I и II – вход и выход охлаждающей воды;  
 III – соединение с вакуумным насосом.  
 Установка состоит из термометра – 1, дефлегматора – 2, круглодонной колбы – 3, колбонагревателя – 4, прямого холодильника – 5, колбы Бунзена для сбора продукции вакуумной разгонки – 6, вакуумметра – 7. Для регулирования вакуума предусмотрен зажим – 8

Опыт эксплуатации установок аминовой очистки газа показывает, что адсорбционная очистка аминового раствора на угольных фильтрах является необходимой операцией для предотвращения вспенивания, так как только при этом возможно постоянное удаление продуктов термохимической и окислительной деструкции этаноламинов.

Повышение эффективности системы фильтрации является одним из перспективных направлений в защите установок аминовой очистки от нежелательного процесса вспенивания. Но из-за недостаточной изученности вопроса очистки аминового раствора от механических примесей и поверхностно активного вещества (ПАВ) методом фильтрации его возможности до конца не реализованы. Благодаря технологичности и созданию в последние годы новых фильтрующих материалов и сорбентов этот метод очистки аминового раствора, а следовательно, предотвращение процесса пенообразования в абсорбере и десорбере установок сероочистки может оказаться приоритетным.

Целью настоящей работы является изучение и оценка возможности применения дополнительной фильтрации абсорбента от образующихся возбуждающих пен. А также разработка предложений по модернизации существующей технологической схемы установки дополнительной очистки аминовых растворов АГПЗ.

**Объекты и методы исследований**

Объекты исследования: раствор диэтаноламина (ДЭА) (ТУ 2423-178-00203335-2007) в концентрации 40 %, раствор метилдиэтаноламина (МДЭА) в концентрации 40 %, продукты деградации диэтаноламина (ПДД), полученные при вакуумной дистилляции рабочих регенерированных растворов ДЭА, продукты деградации метилдиэтаноламина (ПДМ), полученные аналогичным способом, уголь активный осветляющий древесный порошкообразный ОУ-А (ГОСТ 4453-74).

Интервалы концентраций примесей определены исходя из значений, в пределах которых возможно изменение их содержания на основании многолетних наблюдений за работой установок аминовой очистки газа.

Критериями оценки пенообразования служили показатели высоты и стабильности (времени разрушения) пены, определяемые по СТП 05780913.25.13-2013 ООО «Газпром добыча Астрахань».

Для выделения (получения) продуктов деградации ДЭА и продуктов деградации МДЭА была собрана установка вакуумной перегонки рабочего раствора амина, отобранного из установок очистки газа от кислых компонентов АГПЗ (рисунок 1).

Вакуумная перегонка раствора амина проходила при постоянном остаточном давлении 2 МПа. Контроль давления проводили вакуумметром. Количество абсорбента, подвергаемого вакуумной перегонке, составляло 400–450 мл.

Дальнейшие исследования были направлены на подбор активированного угля, который мог бы активно адсорбировать ПДД и ПДМ из модельных растворов.

Модельные растворы были приготовлены из реактивов (ДЭА ХЧ и МДЭА ХЧ) в виде 40-процентного водного раствора с добавлением определенного количества примесей (ПДД и ПДМ).

**Результаты исследований**

Влияние продуктов термической деструкции на вспенивание рабочего раствора диэтаноламина достаточно изучено различными исследователями и также представленным коллективом авторов [3–5]. Из всех исследований следует, что уже 4–5 % масс. продуктов деградации в рабочем растворе на установках очистки газа приводят к вспениванию абсорбента. А если помимо ПДД находятся и другие пенообразователи (мелкодисперсные механические примеси, тяжелые

углеводороды, ПАВ и т. д.), процессы вспенивания резко увеличиваются [3–5].

Мало изучен процесс влияния продуктов деструкции, которые образуются в рабочем растворе МДЭА (на АГПЗ применяют МДЭА активированный марки МДЭА Е).

С целью определения предельных концентраций ПДД для дальнейшего изучения очистки рабочего раствора МДЭА Е с установок АГПЗ нами были приготовлены модельные растворы, в которые предварительно добавлены ПДД в количестве 1–5 % масс.

Эти растворы были исследованы на вспенивание по вышеприведенной методике.

Результаты исследования приведены на рисунке 2.

Данные, представленные на рисунке 2, показывают, что максимальные значения высоты и стабильности пены достигаются при концентрации продуктов деградации МДЭА 5 % масс. и составляют 27 мм и 248 секунд соответственно. Следует отметить, что продукты деградации МДЭА не вызывают сильного увеличения высоты столба пены, однако приводят к ее высокой стабильности. В реальных производственных условиях это означает, что эксплуатирующему персоналу приходится применять нестандартные меры по выводу установки на режим.

Изучив научно-технические публикации в области очистки аминовых растворов [4–5], авторы приняли решение исследовать способ очистки амина от высокомолекулярных примесей, которыми являются ПДД и ПДМ, заключающийся во введении в очищаемый раствор дополнительных сорбционных центров. Роль этих центров состоит в том, что при определенных условиях они должны сорбировать указанные примеси и выводить их из аминовой системы на узле фильтрации.

На основе литературных данных и проведенных предварительных исследований различных углей

(например, АГ-3, Техносорб-1 и др.) был выбран адсорбент – уголь активный осветляющий древесный порошкообразный ОУ-А (ГОСТ 4453-74), который имеет сильно развитую общую пористость, широкий диапазон пор и большую величину удельной поглощающей поверхности (более 1200 м<sup>2</sup> в 1 г угля). Активный уголь ОУ-А идеально подходит для очистки и осветления различных жидкостей и растворов (особенно от примесей органического характера со средним и высоким молекулярным весом).

Количество продуктов деградации в модельных растворах абсорбента варьировалось в пределах 3–6 % масс., что максимально приближено к их реальному содержанию в рабочем растворе.

Количество добавляемого активированного угля варьировалось от 0,1 до 1,0 г на дм<sup>3</sup>, температура проведения опытов составляла 10–20 °С. Время выдерживания пробы на водяной бане – 30 мин.

В последующем пробу фильтровали через фильтр «Синяя лента», фильтрат проверяли на вспениваемость.

Как было сказано выше, исследования проводились на модельных растворах как с ДЭА, так и с МДЭА. Такой выбор обосновывается тем, что на Астраханском ГПЗ на установках очистки газа от сернистых соединений и двуокиси углерода применяют ДЭА – абсорбент и МДЭА Е – абсорбент. Также на основании литературных источников было принято решение проводить исследования при температурном интервале 10–18 °С.

Согласно результатам предварительных исследований, проведенных авторами статьи, применение угля ОУ-А в количестве 0,1 г/дм<sup>3</sup> не оказывает особого влияния на степень очистки абсорбента любого типа от продуктов деградации. Интервал концентрации угля был выбран в пределах 0,5–1,5 г/дм<sup>3</sup>. Следует отметить, что введение в модельные растворы 0,5 г/дм<sup>3</sup> угля привело к незначительным улучшениям

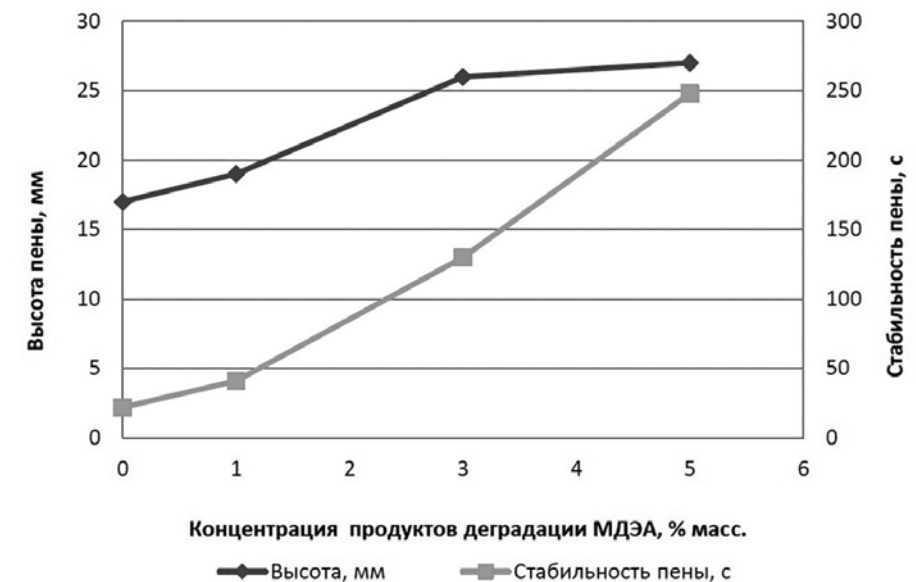


Рисунок 2 – График зависимости высоты пены и ее стабильности от концентрации продуктов деградации МДЭА



показателей очистки раствора и приводить результаты не имеет смысла.

Данные исследования адсорбционной способности угля ОУ-А при добавлении его в модельный раствор в количестве 1–1,5 г/дм<sup>3</sup> приведены в **таблицах 1 и 2**. В качестве параметра сравнения выбрана высота пены и ее стабильность до и после фильтрации через фильтр «Синяя лента», имитирующий фильтр механической очистки абсорбента на узле фильтрации промышленной установки.

Из данных, приведенных в таблицах 1 и 2, следует, что использование предварительной обработки аминов мелкодисперсным активным углем ОУ-А позволяет очищать абсорбент от вспенивающих элементов (продуктов деградации ДЭА). Также прослеживается зависимость глубины очистки амина от температуры обработки модельной смеси.

Известно, что ПДД, как и ПДМ, приводят к изменению основных показателей рабочего раствора – плотности и вязкости. Поскольку продукты термического разложения аминов являются высокомолекулярными соединениями, то их увеличение в модельном растворе также должно приводить к повышению показателей вязкости и плотности.

Таким образом, косвенным показателем адсорбции ПДД на исследуемом активном угле будет уменьшение этих показателей после фильтрации растворов.

Такие исследования были проведены авторами с модельными растворами ДЭА плюс ПДД, результаты представлены в **таблице 3** на с. 71.

**Таблица 1** – Результаты исследования адсорбционной способности активированного угля ОУ-А по отношению продуктов деградации ДЭА (содержание ОУ А = 1 г/л)

Температурный интервал опыта, °С	Содержание ПДД в модельной смеси (40-процентный водный раствор ДЭА), % масс.	Пенообразование до очистки (высота пены, мм / стабильность пены, с)	
		До очистки	После очистки
10	4	16,3/24,3	8,3/11,3
	5	21,3/29	15/15
	6	33,3/30,3	17/18
18	4	16,3/24,3	10,3/15,3
	5	21,3/29	16/17,3
	6	33,3/30,3	17,5/18

**Таблица 2** – Результаты исследования адсорбционной способности активированного угля ОУ-А по отношению продуктов деградации ДЭА (содержание ОУ А = 1,5 г/л)

Температурный интервал опыта, °С	Содержание ПДД в модельной смеси (40-процентный водный раствор ДЭА), % масс.	Пенообразование до очистки (высота пены, мм / стабильность пены, с)	
		До очистки	После очистки
10	4	20/26	16,3/19
	5	25/28,3	12/15
18	4	20/26	19/21,3
	5	25/28,3	13,5/16

Анализируя результаты, представленные в таблице 3, следует отметить, что в случае исследования адсорбции высокомолекулярных примесей при 10 °С результаты получили значимые. Таким образом, можно утверждать, что введение в раствор абсорбента активного угля перед фильтрацией позволяет очищать его от примесей. Эффективнее очистка проходит при более низких температурах. Однако и при температуре 18 °С адсорбция ПДД из модельного раствора позволяет улучшить качество абсорбента.

Аналогичные исследования были проведены и с модельными растворами МДЭА плюс ПДМ (продукты деградации мидилдиэтанолamina). Результаты исследований приведены в **таблице 4** на с. 71.

Из данных, приведенных в таблице 4, следует, что использование предварительной обработки аминов мелкодисперсным активным углем ОУ-А позволяет очищать абсорбент от вспенивающих элементов (продуктов деградации МДЭА). Также прослеживается зависимость глубины очистки амина от температуры обработки модельной смеси. Зависимости имеют аналогичный характер с полученными результатами при исследовании моделей ДЭА плюс ПДД.

На основе приведенных исследований нами предложено техническое решение применения описанной технологии очистки амина. Технологическая схема приведена на **рисунке 3** на с. 71.

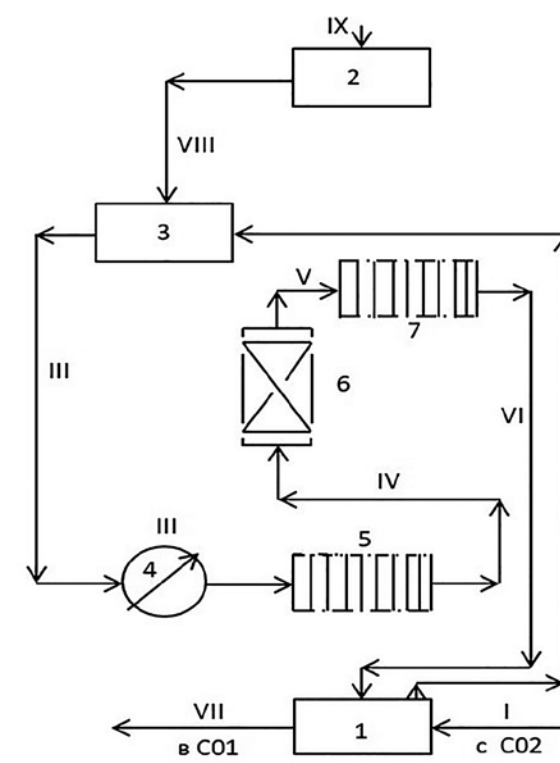
Аминовый раствор, содержащий укрупненные частицы ВМС, образующиеся за счет осаждения их на угольных частицах, подается в фильтр, 5, 10 % рас-

**Таблица 3** – Результаты определения плотности и вязкости модельных растворов ДЭА плюс ПДД до и после проведения очистки активированным углем ОУ-А

	Температура опыта, °С	Испытуемая среда	Продукты деградации, % масс.	Уголь ОУ-А, г/дм <sup>3</sup>	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, мм <sup>2</sup> /с
1		ДЭА	4	0	1,045	5,13
2	10	ДЭА	4	1	1,047	4,48
3	18	ДЭА	4	1	1,045	4,90
4		ДЭА	5		1,045	5,57
5	10	ДЭА	5	1	1,045	5,03
6	18	ДЭА	5	1	1,045	5,10
7		ДЭА	4		1,050	5,13
8	10	ДЭА	4	1,5	1,045	4,93
9	18	ДЭА	4	1,5	1,047	5,10
10		ДЭА	5		1,047	5,69
11	10	ДЭА	5	1,5	1,045	5,46
12	18	ДЭА	5	1,5	1,047	5,46

**Таблица 4** – Результаты исследования адсорбционной способности активированного угля ОУ-А по отношению к продуктам деградации МДЭА (содержание ОУ-А = 0,5 г/дм<sup>3</sup>)

Температурный интервал опыта, °С	Содержание ПДД в модельной смеси (40-процентный водный раствор ДЭА), % масс.	Пенообразование до очистки (высота пены, мм / стабильность пены, с)	
		До очистки	После очистки
10	4	30/36	18/22
	5	34/36	27/19
18	4	30/36	22/30
	5	34/36	26/18



твора направляется в фильтр 4 для очистки от низкомолекулярных продуктов деградации амина. Прямая длительность и работоспособность обеспечивается благодаря отсутствию во входном потоке ВМС, способных забивать микропоры активного угля и тем самым преждевременно выводить из эксплуатации фильтр.

**Рисунок 3** – Схема дополнительной очистки раствора амина от продуктов термической деградации

1 – емкость-сборник; 2 – диспергатор; 3 – смеситель; 4 – холодильник; 5, 6 – тканевые и угольный фильтры соответственно; I – раствор амина на очистку; II – регенерированный амин; III – раствор амина, содержащий активированный уголь; IV – раствор амина на угольный фильтр; V – раствор амина на тканевый фильтр; VI – очищенный раствор амина; VII – регенерированный раствор амина на абсорбцию; VIII – диспергированный активированный уголь на смешение с раствором амина; IX – уголь активный осветляющий марки ОУ-А



Очищенный от низкомолекулярных примесей поток содержит некоторое количество угольных частиц, к ним вводится дополнительное количество мелкодисперсных частиц угля для обеспечения их заданного количества. Ввод частиц угля осуществляется в смесителе 3, длина частицы необходимого размера готовится в диспергаторе 8. Аминовый раствор, содержащий частицы активного угля, возвращается на смешивание с основным потоком горячего регенерированного амина.

Преимущество предлагаемой схемы заключается в том, что она позволяет повысить степень очистки от продуктов деструкции аминового абсорбента любого типа.

Данная схема может быть реализована на АГПЗ, на территории установок по дополнительной очистке аминовых растворов, или может быть включен блок подачи активного угля и холодильник в рабочий узел фильтрации амина.

Следует отметить, что исследования находятся на начальном этапе и для подтверждения полученных

данных необходимо провести ряд опытов с варьированием всех показателей.

### Заключение

В ходе выполнения работы были проведены исследования влияния продуктов деградации МДЭА на его пенообразование. Было выявлено, что максимальные значения высоты и стабильности пены достигаются при концентрации продуктов деградации МДЭА 5 % масс. Показано, что предварительная обработка растворов аминов мелкодисперсным активным углем ОУ-А в А в количестве 0,5–1,5 г/дм<sup>3</sup> позволяет очищать абсорбент от вспенивающих элементов – продуктов его термической деструкции. Наблюдается зависимость глубины очистки от температуры обработки раствора амина. Эффективнее очистка проходит при более низких температурах. Предложена опытная технологическая схема дополнительной очистки рабочего раствора абсорбента.

### Список источников

1. ООО «Газпром добыча Астрахань». Технический справочник по Астраханскому газовому комплексу / под ред. Пономарева Г. С., Баранова М. М. Астрахань: типография «Нова», 2017. 189 с.
2. Шпелева Л. С., Альгириева Р. Р., Чудиевич Д. А. Комплексное решение проблемы качества рабочих растворов амина на установках очистки высокосернистых газов // II Научно-практическая молодежная конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность». Тезисы докладов. Москва: «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. 112 с.
3. Шкляр Р. Л., Мамаев А. В., Сиротин С. А., Чудиевич Д. А. Энергосберегающая технология очистки природного газа от кислых примесей // Газовая промышленность. 2014. № 4(705). С. 95–98.
4. Исмагилов Ф. Р., Вольцов А. А., Аминов О. Н. [и др.]. Экология и новые технологии очистки сероводородсодержащих газов. Уфа: Экология, 2000. 214 с.
5. Мифтяева Р. Р., Гибадуллин Р. Ф., Чудиевич Д. А. Влияние степени загрязнения химических абсорбентов, применяемых в процессах очистки газа, на их абсорбционную способность // Международная научно-техническая конференция «Инновационные технологии в обеспечении качества и безопасности химических и пищевых продуктов», 24–25 сентября 2021 года. Ташкентский химико-технологический институт (ТХТИ), Ташкент, Республика Узбекистан.

### References

1. Gazprom Dobycha Astrakhan LLC. Technical Guide to the Astrakhan Gas Complex / ed. by Ponomarev G. S., Baranov M. M. Astrakhan: Printing House "Nova", 2017. 189 p. (In Russ.).
2. Shpeleva L. S., Algiyeva R. R., Chudievich D. A. A comprehensive solution to the quality problem of amine working solutions at high-sulfur gas purification plants // II Scientific and practical Youth Conference "New technologies in the gas industry: experience and continuity". Abstracts of reports. Moscow: "Gazprom VNIIGAZ", 2010. 112 p. (In Russ.).
3. Shklyar R. L., Mamaev A. V., Sirotnin S. A., Chudievich D. A. Energy-saving technology of natural gas purification from acidic impurities // Gas industry. 2014. No. 4(705). P. 95–98. (In Russ.).
4. Ismagilov F. R., Voltsov A. A., Aminov O. N. [et al.]. Ecology and new technologies for purification of hydrogen sulfide-containing gases. Ufa: Ecology, 2000. 214 p. (In Russ.).
5. Miftyaeva R. R., Gibadullin R. F., Chudievich D. A. Influence of the degree of contamination of chemical absorbents used in gas purification processes on their absorption capacity // International Scientific and Technical Conference "Innovative Technologies in ensuring the quality and safety of chemical and food products", September 24–25, 2021. Tashkent Institute of Chemical Technology (TCHTI), Tashkent, Republic of Uzbekistan. (In Russ.).

### Информация об авторах

**Дария Алексеевна Чудиевич**, кандидат технических наук, доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа

**Руслан Фаритович Гибадуллин**, ассистент кафедры химической технологии переработки нефти и газа

**Радмила Нурбулатовна Утегенова**, магистрант кафедры химической технологии переработки нефти и газа

### Information about the authors

**Daria A. Chudievich**, Ph.D., associate professor of the department of chemical technology of oil and gas processing

**Ruslan F. Gibadullin**, assistant of the department of chemical technology of oil and gas processing

**Radmila N. Utegenova**, master's student of the department of chemical technology of oil and gas processing

Статья поступила в редакцию 18.09.2023; одобрена после рецензирования 20.09.2023; принята к публикации 25.09.2023. The article was submitted 18.09.2023; approved after reviewing 20.09.2023; accepted for publication 25.09.2023.

# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических  
и постерных сессий



150+ технических  
презентаций

RNTK является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

### Возможности для вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, 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.

### Контактная информация

+7 (495) 190-7216  
info@rntk.org

### Дата и место проведения конгресса

31 октября - 2 ноября 2023  
Отель Холидей Инн Сокольники  
Москва, ул. Русаковская, 24





Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 74–82

Научная статья  
УДК 66.013:66.047  
EDN SUFORX

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛООТДАЧИ В АППАРАТЕ С ВЕРТИКАЛЬНЫМИ ТЕПЛООБМЕННЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ И ПЕРЕМЕШИВАЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ

Андрей Александрович Гулумян<sup>1</sup>, Елена Борисовна Федорова<sup>2</sup>, Сергей Сергеевич Круглов (мл.)<sup>3</sup>, Сергей Сергеевич Круглов (ст.)<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ООО «Производственное объединение Киришинефтеоргсинтез», Кириши, Россия

<sup>2,3,4</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,

Москва, Россия

<sup>1</sup>gulumyan\_a\_a@kinef.ru

<sup>2</sup>elena.b.fedorova@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8663-2302>

<sup>3</sup>s.kruglov@inbox.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1139-7360>

<sup>4</sup>kruglov-s@yandex.ru

**Аннотация.** В статье представлены и проанализированы результаты экспериментальных исследований процесса теплоотдачи в аппарате с вертикальными теплообменными элементами и перемешивающим устройством. Изучено влияние количества имитационных теплообменных элементов, установленных в корпусе, типа и размеров перемешивающего устройства на эффективность теплоотдачи от поверх-

ностей одиночных U-образных труб к перемешиваемой среде в различных зонах рабочего объема аппарата. Получены необходимые данные, позволяющие использовать предложенное ранее критериальное уравнение для расчета коэффициента теплоотдачи в межтрубном пространстве рассматриваемого аппарата с отклонением расчетных величин не более чем на  $\pm 15\%$  от опытных результатов.

**Ключевые слова:** теплообмен, теплопередача, теплоотдача, теплообменный аппарат, теплообменник, теплообменная поверхность, эффективность теплоотдачи, перемешивание, интенсивность перемешивания, перемешивающее устройство, мешалка, лопастная мешалка, турбинная мешалка

**Для цитирования:** Гулумян А. А., Федорова Е. Б., Круглов С. С. (мл.), Круглов С. С. (ст.) Экспериментальное исследование процесса теплоотдачи в аппарате с вертикальными теплообменными элементами и перемешивающим устройством // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 74–82. EDN SUFORX.

© Гулумян А. А., Федорова Е. Б., Круглов С. С. (мл.), Круглов С. С. (ст.), 2023

© Gulumyan A. A., Fedorova E. B., Kruglov S. S. Jr., Kruglov S. S. Sr., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):74-82

Original article  
UDC 66.013:66.047  
EDN SUFORX

## EXPERIMENTAL STUDY OF THE HEAT TRANSFER PROCESS IN AN APPARATUS WITH VERTICAL HEAT EXCHANGE ELEMENTS AND AGITATING DEVICE

Andrey A. Gulumyan<sup>1</sup>, Elena B. Fedorova<sup>2</sup>, Sergey S. Kruglov Jr.<sup>3</sup>, Sergey S. Kruglov Sr.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>“Production Association Kirishinefteorgsintez” LLC, Kirishi, Russia

<sup>2,3,4</sup>National University of Oil and Gas “Gubkin University”,

Moscow, Russia

<sup>1</sup>gulumyan\_a\_a@kinef.ru

<sup>2</sup>elena.b.fedorova@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8663-2302>

<sup>3</sup>s.kruglov@inbox.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1139-7360>

<sup>4</sup>kruglov-s@yandex.ru

**Abstract.** In this article the results of experimental studies of the heat transfer process in an apparatus with vertical heat exchange elements and agitating device are presented and analyzed. The influence of the number of imitating heat exchange elements installed in the vessel, the type and size of the agitating device on the efficiency of heat transfer from the surfaces of U-shaped separated tubes

to the agitated medium in various zones of the apparatus operating volume was studied. The necessary data were obtained that make it possible to use the previously proposed dimensionless equation to calculate the heat transfer coefficient on the shell-side of the apparatus under consideration with a deviation of the calculated values by no more than  $\pm 15\%$  from the experimental results.

**Keywords:** heat exchange, heat transfer, heat exchanger, heat transfer surface, heat transfer efficiency, mixing, agitating, agitating intensity, agitating device, stirrer, agitator, blade stirrer, paddle mixer, turbine mixer, turbine agitator

**For citation:** Gulumyan A. A., Fedorova E. B., Kruglov S. S. Jr., Kruglov S. S. Sr. Experimental study of the heat transfer process in an apparatus with vertical heat exchange elements and agitating device. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):74-82. (In Russ.). EDN SUFORX.

### Введение

Аппараты с теплообменными элементами и механическими перемешивающими устройствами, в которых обрабатываемой средой является жидкость, довольно часто используют в химической, нефтехимической и смежных отраслях промышленности. Например, при проведении тепло- и массообменных процессов в гетерогенных средах перемешивающие устройства

обеспечивают распределение твердой фазы по объему, диспергирование жидкостей и газов и позволяют создать достаточно высокие скорости потока у теплопередающих поверхностей, что способствует улучшению условий теплопередачи. Подобные аппараты с механическими мешалками отличаются широким разнообразием конструкций.

Принято различать быстроходные и тихоходные перемешивающие устройства. К быстроходным мешалкам относятся пропеллерные и турбинные, а также специальные виды мешалок: например, дисковые, лопастные, фрезерные и др. [1]. Результаты исследований гидродинамических условий в аппаратах, возникающих при использовании быстроходных мешалок, показывают [2, 3], что в рабочем объеме можно выделить две характерные зоны. Первая – зона около мешалки, в которой происходит наиболее интенсивное перемешивание жидкости, и вторая – так называемая зона циркуляции, в которой перемешивание является относительно слабым и жидкость имеет меньшие скорости [3]. В связи с этим используются различные приемы, позволяющие увеличить пространство, занимаемое перемешивающим устройством. Так, на шарнирно закрепленном валу устанавливают несколько перемешивающих элементов или используют планетарные мешалки [1]. Также внутри аппаратов размещают отражательные перегородки, направляющие элементы, местные сопла, которые способствуют дополнительной интенсификации крупномасштабной циркуляции потока.

Хорошая равномерность распределения вводимой механической энергии в рабочей среде и высокая скорость ее диссипации способствуют наиболее полному перемешиванию жидкости по объему и ускорению протекания процессов теплообмена и массопереноса соответственно.

В аппаратах с быстроходными мешалками наблюдается незначительная скорость диссипации подводимой энергии, не более одного ватта (джоуля в секунду) на 1 килограмм обрабатываемой среды, которая при этом крайне неравномерно распределена по объему: до 20 % энергии рассеивается в области мешалки, до 50 % – в потоке около и за лопастями и до 30 % – в остальном объеме.

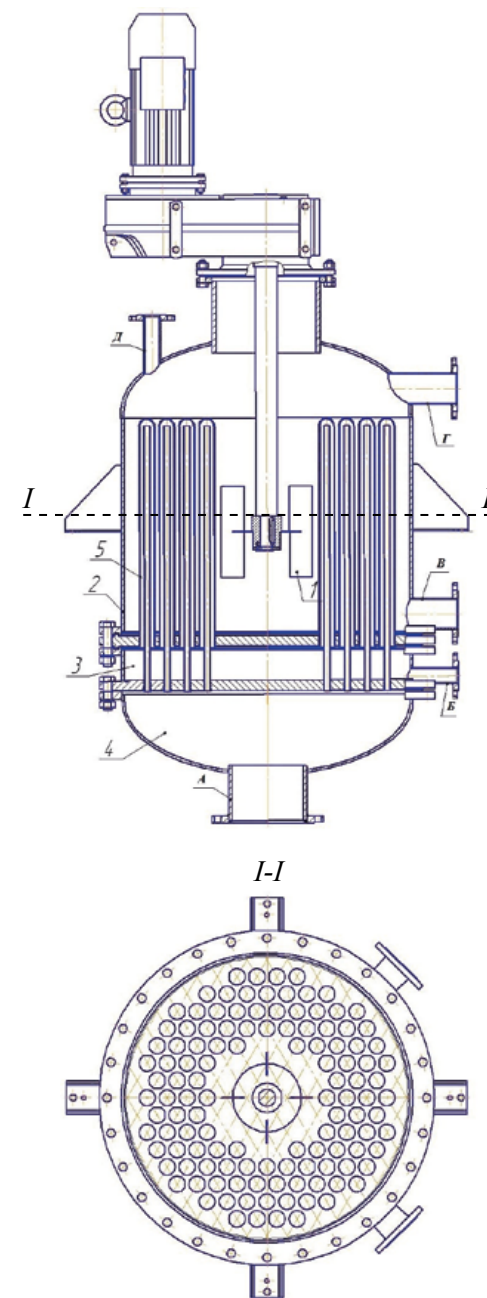
При перемешивании высоковязких жидкостей используются тихоходные перемешивающие устройства [2]: скребковые, ленточные, рамные и др., габариты которых сравнимы с размерами корпуса аппарата. Они обеспечивают более равномерное распределение подводимой механической энергии по объему, но и в этом случае не позволяют достичь высоких скоростей ее диссипации.

Кроме указанных типов перемешивающих устройств, определенное распространение получили также вибрационные мешалки [4], роторно-пленочные [5], роторно-пульсационные [6, 7] и роторные аппараты с цилиндрическим либо дисковым ротором [5].

Основные исследования в области перемешивания жидких сред направлены на совершенствование уже имеющихся аппаратов и отдельных элементов их конструкции [8]. Большое внимание также уделяется изучению процесса теплообмена при перемешивании [9, 10, 11, 12]. Интенсифицировать теплообмен можно как за счет увеличения частоты вращения привода мешалки, так и за счет увеличения площади поверхности теплообмена. При этом применение достаточно компактных трубчатых змеевиков не позволяет пол-

ностью решить задачу повышения интенсивности теплопередачи [1].

В связи с этим перспективными представляются аппараты с вертикальными теплообменными элементами, оснащенные перемешивающим устройством (рисунок 1). В этих аппаратах четко выделена зона перемешивания вблизи мешалки и зона теплообмена,



**Рисунок 1** – Аппарат с вертикальными теплообменными элементами и перемешивающим устройством:  
1 – мешалка; 2 – корпус; 3 – распределительная камера; 4 – нижнее днище; 5 – параллельно соединенные вертикальные теплообменные элементы.  
Назначение штуцеров: А – подвод греющего агента (пара); Б – отвод конденсата; В – подвод перемешиваемой жидкой среды; Г – отвод перемешиваемой жидкой среды; Д – для термопары

заполненная вертикальными теплообменными трубчатыми элементами, которые равномерно распределены по объему [13]. В сравнении с вертикальными змеевиками, теплообменные элементы вертикального типа обладают большей компактностью расположения. Их суммарная площадь теплообмена увеличивается более чем на 15 %, при этом занимаемый теплообменными элементами объем не превышает 25 % от рабочего объема аппарата. Вертикальные трубы могут объединяться в отдельные блоки, которые в свою очередь соединяются как последовательно, так и параллельно. Порядок их соединения зависит от величины расхода теплоносителя и характеристик насосов или компрессоров, используемых для его перекачивания по трубному пространству.

### Теоретический анализ

Для поддержания турбулентного режима движения жидкости в аппарате с мешалкой требуется непрерывный подвод механической энергии. При этом чем выше скорость жидкости относительно статичных теплопередающих элементов и чем больше общая поверхность теплообмена, то есть количество этих элементов, тем больше гидравлическое сопротивление циркуляционного контура, что требует дополнительных затрат энергии [9, 10]. Таким образом, в аппаратах со встроенной поверхностью теплообмена величина удельной вводимой мощности определяет интенсивность процесса теплоотдачи со стороны перемешиваемой среды [11].

Значение коэффициента теплоотдачи связано с частотой вращения мешалки не напрямую, а через величину подводимой к системе энергии. В этом случае для поддержания необходимой скорости циркуляции жидкости необязательно задавать повышенную частоту вращения приводного вала мешалки, а достаточно использовать перемешивающие устройства с определенными геометрическими размерами [12]. Например, лопастные или листовые мешалки с лопастями большой ширины, имеющие высоту, большую или равную их диаметру. При использовании таких мешалок передача энергии и создание требуемой гидродинамической обстановки в аппарате достигается не за счет сообщения высоких скоростей небольшому объему жидкости вблизи мешалки, а за счет увеличения массы жидкости, одновременно вовлекаемой в движение. Например, применение листовой мешалки позволяет при частоте вращения в 3÷6 раз меньше по сравнению с другими типами перемешивающих устройств подводить к среде в единицу времени одинаковое количество энергии и обеспечивать тем самым необходимый теплосъем или теплоподвод к рабочему объему. При одинаковой же частоте вращения коэффициент теплоотдачи в случае использования такой мешалки будет в 1,3÷1,6 раза больше в сравнении с пропеллерной или турбинной мешалками.

Лопастная мешалка создает преимущественно окружающую циркуляцию среды и лишь весьма незначительную радиально-осевую. При таком направлении течения жидкости теплообменные элементы целесоо-

бразно выполнять в виде вертикальных труб для реализации наиболее эффективного с точки зрения теплообмена их поперечного внешнего обтекания. Имея значительную высоту лопастей, перемешивающее устройство заставляет среду циркулировать практически во всем объеме, что создает приблизительно одинаковую гидродинамическую картину по всему корпусу аппарата.

Трубчатые теплообменные элементы в аппарате располагаются в шахматном порядке (см. рисунок 1), что не препятствует циркуляции жидкости в отдаленных от мешалки зонах. При этом данные элементы также выполняют роль отражателей, притормаживающих вращательное движение среды, за счет чего все три пространственные составляющие скорости потока становятся соизмеримы. Кроме того, вертикальные трубы практически не оказывают сопротивления движению жидкости в осевом направлении, что способствует достаточно интенсивному протеканию процессов перемешивания и гомогенизации.

Очевидно, что наиболее крупные турбулентные вихри зарождаются при обтекании труб, расположенных вблизи мешалки, и выносятся на периферию радиальным потоком жидкости, сбрасываемым с концов лопастей. Масштаб вихрей определяется размером проточных каналов, в данном случае – расстоянием (шагом) между соседними трубами. При небольшом межтрубном расстоянии крупные вихри разрушаются быстрее. При этом происходит передача их энергии более мелким вихрям с некоторыми ее потерями. Чем меньше вихрь, тем больше он подвержен влиянию вязкого трения среды, что приводит к его полному разрушению и быстрой диссипации кинетической энергии. Поэтому с увеличением числа труб, а следовательно, с уменьшением расстояния между ними объем зоны, в которой наблюдается интенсивное перемешивание потока, уменьшается, что также негативно сказывается на скорости отвода или подвода теплоты к теплообменной поверхности.

Как уже было отмечено, интенсивность процесса перемешивания, которая определяет гидродинамическую обстановку в аппарате, зависит от скорости диссипации энергии, равной по величине удельной мощности, подводимой мешалкой к объему среды. В свою очередь, интенсивность сопутствующего процесса теплообмена в аппарате с перемешивающим устройством также связана с величиной удельной механической энергии, вводимой в данную систему.

Таким образом, для расчета коэффициента теплоотдачи от труб, расположенных в различных зонах межтрубного пространства рассматриваемого аппарата, было предложено следующее критериальное уравнение [13, 14, 15]:

$$Nu = C \cdot K_r \cdot K_h \cdot \frac{d_{тр} \cdot \rho}{\mu} \left( \frac{F_o \cdot \epsilon_o \cdot \mu}{(F + F_o) \cdot \rho} \right)^{0,25} \cdot Pr^{0,33} \cdot \left( \frac{Pr}{Pr_{гр}} \right)^{0,25}, \quad (1)$$

где  $C$  – константа, зависящая от способа взаимного размещения теплообменных элементов в аппарате (определяется экспериментально);



$K_r \in (0; 1)$  – коэффициент, характеризующий изменение эффективности работы отдельных труб в зависимости от их расстояния до центральной оси аппарата;  
 $K_h \in (0; 1)$  – коэффициент, характеризующий изменение коэффициента теплоотдачи в результате неравномерной диссипации энергии в осевом направлении (по высоте трубы);

$F_o$  – площадь поверхности цилиндрической части корпуса аппарата, м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь поверхности внутренних теплообменных элементов (вертикальных труб), м<sup>2</sup>;

$\varepsilon_o = N/(\rho \cdot V)$  – величина, характеризующая интенсивность перемешивания, то есть скорость диссипации энергии в единице массы перемешиваемой среды ( $V$  – рабочий объем аппарата, м<sup>3</sup>), Дж/(с·кг) = Вт/кг.

Уравнение (1) связывает критерий Нуссельта ( $Nu$ ) со всеми значимыми факторами, влияющими на процесс теплоотдачи: интенсивностью перемешивания, теплофизическими свойствами среды и параметрами конструкции перемешивающего устройства и теплообменных элементов, которые неявно учитываются через величины  $K_h$ ,  $K_r$  и  $F$ ,  $F_o$  соответственно. Поправка  $(Pr/Pr_{cr})^{0,25}$  вводится в уравнение (1) для учета направления теплового потока через стенку трубы.

При значениях коэффициентов  $K_r = 1,0$  и  $K_h = 1,0$  уравнение (1) позволяет рассчитать максимальную, теоретически достижимую величину коэффициента теплоотдачи без учета неравномерности реальной гидродинамической картины в корпусе аппарата в радиальном и осевом направлениях.

Очевидно, что одних только качественных результатов для понимания сложной картины трехмерного течения жидкости в аппарате с мешалкой при большом числе внутренних вертикальных труб недостаточно. Поэтому для описания процесса теплообмена и проверки применимости уравнения (1) необходимо предварительно иметь численные оценки гидродинамической обстановки в рабочей зоне сосуда. Другими словами, нужно установить зависимости коэффициентов  $K_r$  и  $K_h$  от величины  $F/V$  для различных типов перемешивающих устройств и относительной доли объема аппарата, занятого теплообменными трубами.

С этой целью ранее была выполнена постановка ряда экспериментов [13, 14, 15] по изучению гидродинамики в аппарате в широком диапазоне изменения конструктивных параметров и свойств перемешиваемых сред. Особенности гидродинамической картины исследовались для мешалок конкретных типов и размеров с учетом влияния различного числа внутренних теплообменных элементов на характер течения жидкости. Полученные в работе [13, 14, 15] графики непрерывных убывающих функций  $K_r(F/V)$  и  $K_h(F/V)$  в дальнейшем могут быть использованы для расчета коэффициента теплоотдачи в межтрубном пространстве по уравнению (1).

### Экспериментальная часть

В аппарате с вертикальными теплообменными элементами равномерность распределения по объему

подводимой механической энергии, равно как и эффективность теплоотдачи, будет определяться количеством установленных в корпусе теплообменных труб и конструкцией мешалки. Для оценки значений коэффициентов теплоотдачи от труб, расположенных на различном расстоянии от оси мешалки (аппарата), в настоящей работе были проведены дополнительные серии экспериментальных исследований на лабораторной установке, схема которой приведена на рисунке 2. При этом в каждой серии опытов также варьировались количество теплообменных элементов в корпусе, тип и размеры перемешивающего устройства. В качестве модельной среды использовалась вода.

Основные геометрические размеры лабораторного аппарата: внутренний диаметр – 295 мм; полный объем – 0,02 м<sup>3</sup>.

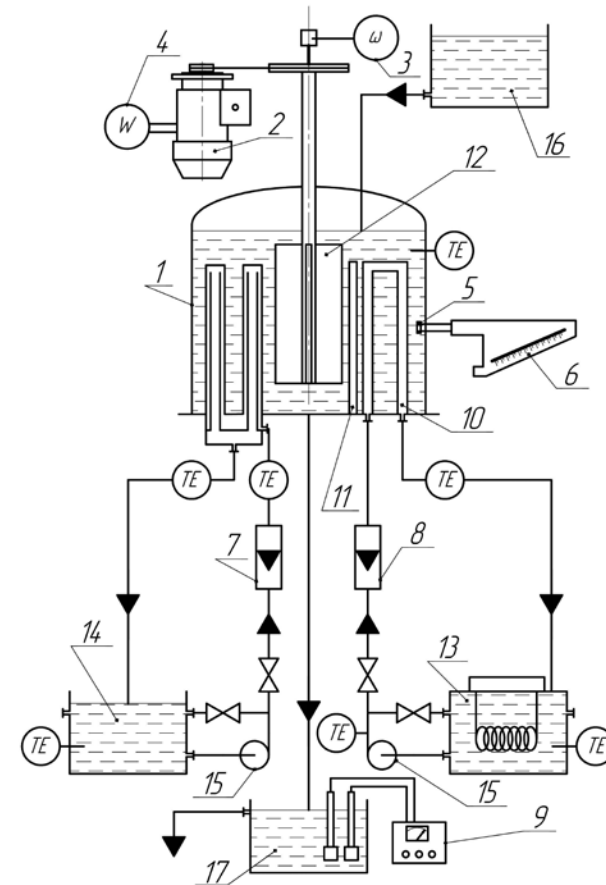


Рисунок 2 – Схема лабораторной установки:

- 1 – аппарат; 2 – электродвигатель; 3 – тахометр;
- 4 – ваттметр; 5 – пьезометрическая трубка (пьезометр); 6 – дифференциальный манометр;
- 7, 8 – ротаметры (расходомеры); 9 – кондуктометр;
- 10 – U-образная теплообменная трубка;
- 11 – имитационный стержень;
- 12 – перемешивающее устройство;
- 13 – термостатированная емкость с горячей оборотной водой; 14 – емкость с холодной оборотной водой; 15 – циркуляционные насосы;
- 16 – питательная емкость с холодной водой;
- 17 – дренажная емкость; ТЕ – термометры

Таблица 1 – Типы и геометрические размеры мешалок (Л – лопастная; Т – турбинная)

Параметр/обозначение	Л1	Л2	Л3	Т1
Наружный диаметр крыльчатки $d_m$ , мм		120		100
Высота крыльчатки $h_m$ , мм	200	100	50	20
Число лопастей, шт.		4		6

В нижней крышке аппарата 1 на различном расстоянии от центральной оси мешалки установлены одиночные U-образные медные трубки 10 внешним диаметром 10 мм, по которым циркулирует горячая вода, подаваемая из емкости 13. Для поддержания температуры воды в емкости используется термостат с нагревателями общей мощностью 6,0 кВт. Вода перекачивается по теплообменным трубам с помощью насоса термостата 15. Температура горячей воды непосредственно на входе и выходе из трубок измерялась ртутными термометрами с ценой деления 0,2 °С. Температура воды в аппарате контролировалась аналогичным термометром и поддерживалась во время экспериментов в диапазоне 20÷25 °С, для чего в верхнюю часть аппарата дозировалась холодная вода из питательной емкости 16. Аппарат работал в проточном режиме с отводом воды в дренажную емкость 17. При этом скорость изменения температуры в аппарате не превышала ± 0,1 °С в минуту.

Во всех экспериментах частота вращения мешалки измерялась тахометром 3, а мощность на валу электродвигателя  $N_0$  – ваттметром 4. Вводимая в объем перемешиваемой среды мощность  $N$  определялась по уравнению:

$$N = N_0 - N_x, \quad (2)$$

где  $N_x$  – мощность на валу при пустом аппарате (на холостом ходу) при заданной частоте вращения перемешивающего устройства, кВт.

В резьбовые отверстия, выполненные в нижней крышке корпуса, могут ввинчиваться алюминиевые стержни 11, также имеющие диаметр 10 мм, которые имитируют соседние с рабочими U-образными трубками теплообменные элементы. Исследования проводились при следующих числах вертикальных имитационных стержней: 110, 140, 160 и 235 шт., что соответствует удельным поверхностям теплообмена: 46, 58, 68 и 98 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>.

В ходе опытов на приводном валу перемешивающего устройства лабораторного аппарата устанавливались турбинная и различные по габаритам лопастные мешалки 12. Типы и геометрические размеры используемых перемешивающих устройств приведены в таблице 1.

Показания термометров, измеряющих температуру воды на входе, выходе из U-образных трубок и температуру в аппарате, фиксировались одновременно. Количество тепла  $Q$ , переданного через поверхность труб, определялось по уравнению:

$$Q = G_B c_p (t_{вх} - t_{вых}), \quad (3)$$

где  $G_B$  – массовый расход горячей воды, кг/с;  
 $c_p$  – изобарная теплоемкость воды при средней температуре в трубах, Дж/(кг·К);

$t_{вх}$  и  $t_{вых}$  – температура воды на входе и выходе из труб, °С.

Коэффициент теплоотдачи от труб к жидкой среде в межтрубном пространстве  $\alpha_2$  вычислялся по формуле:

$$\alpha_2 = \frac{1}{\frac{1}{K} - \frac{1}{\alpha_1} - \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}}, \quad (4)$$

где  $\delta_{ст}$  – толщина стенки теплообменной трубы, м;  
 $\lambda_{ст}$  – коэффициент теплопроводности материала трубы при средней температуре стенки, Вт/(м·К).

Коэффициент теплопередачи  $K$  находился из основного уравнения теплопередачи:

$$K = \frac{Q}{F \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (5)$$

где  $\Delta t_{cp}$  – средний температурный напор между теплоносителями (движущая сила процесса теплообмена), °С.

Поскольку  $(t_{вх} - t_{ан}) / (t_{вых} - t_{ан}) \leq 1,8$ , то величина  $\Delta t_{cp}$  с достаточной степенью точности может быть определена по уравнению для среднего арифметического температурного напора:

$$\Delta t_{cp} = \frac{t_{вх} - t_{вых} - t_{ан}}{2}, \quad (6)$$

где  $t_{ан}$  – средняя температура воды в аппарате, которая поддерживалась практически постоянной по всему объему корпуса, °С.

Процесс теплоотдачи к стенке при движении жидкости в каналах достаточно хорошо изучен как для ламинарного, так и для турбулентного режимов течения. При проведении экспериментов обеспечивалась достаточно высокая скорость воды в трубках, при которой значение критерия Рейнольдса потока составляло  $Re \geq 20\,500$ , что соответствует устойчивому турбулентному режиму течения, который в прямых гладких трубках наступает при  $Re > 10^4$ . Таким образом, коэффициент теплоотдачи в трубном пространстве  $\alpha_1$  с хорошей точностью рассчитывался по известному критериальному уравнению М. А. Михеева [16]:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{cr}}\right)^{0,25}. \quad (7)$$

В изложенной методике расчета коэффициента теплоотдачи  $\alpha_2$  с использованием уравнения (4) точ-

ность его оценки зависела от точности определения  $K$  и  $\alpha_1$ . Сравнение расчетных величин коэффициента теплопередачи  $K$ , вычисленных по формуле (5) при повторных воспроизведениях экспериментов, свидетельствовало о том, что относительная погрешность определения  $K$  во всех опытах не превышает 5,0 %. Так как во время исследований постоянно выполнялось неравенство  $\alpha_1 \gg K$ , значение величины  $\alpha_2$ , рассчитываемое по уравнению (4), практически не зависело от скорости течения воды в теплообменных трубках, а определялось исключительно гидродинамическими условиями в межтрубном пространстве аппарата. Это также подтвердили результаты расчета  $\alpha_2$ , выполненные в опытах при четырех различных значениях массового расхода воды  $G_B$ , соответствовавших турбулентному режиму течения жидкости в трубках. Таким образом, расчетный коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубок к потоку  $\alpha_2$  являлся объективной характеристикой гидродинамической обстановки в рабочем объеме аппарата.

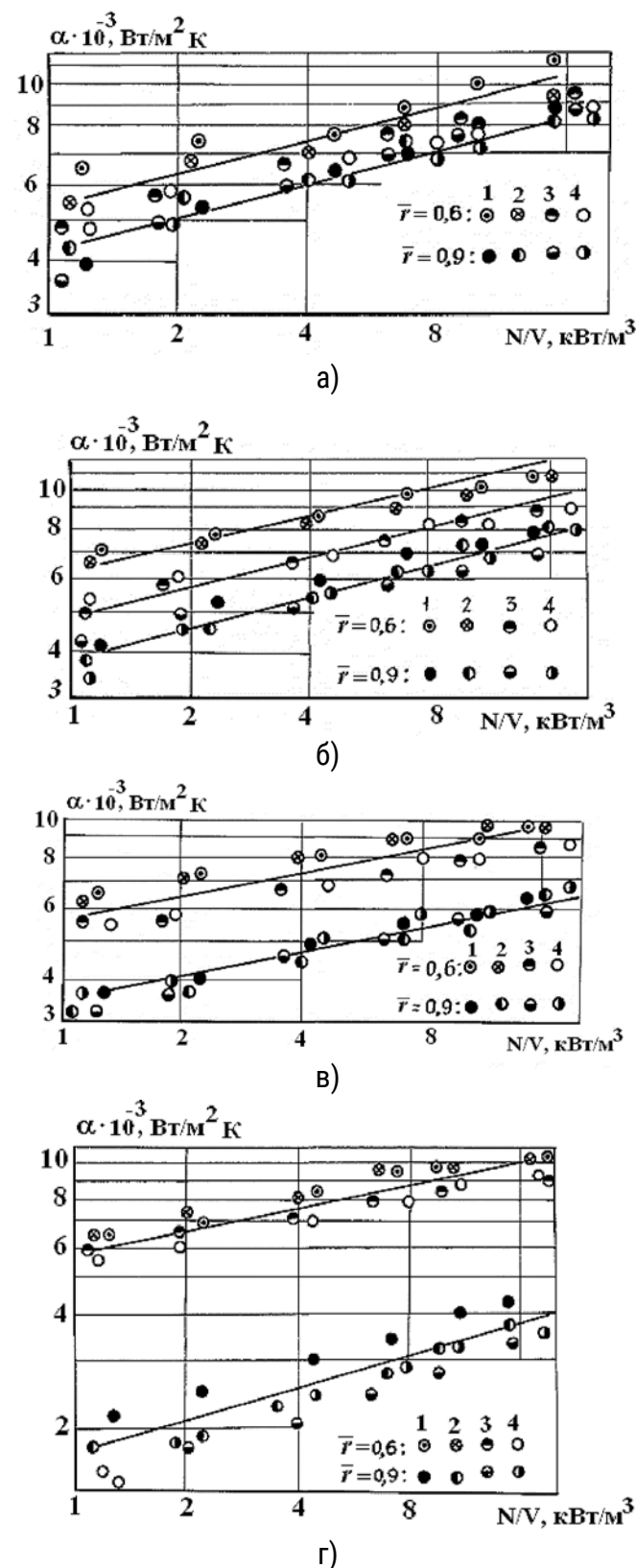
Задачи проводимых экспериментов состояли в том, чтобы проверить возможность использования полученных ранее [13, 14, 15] зависимостей  $K_p(F/V)$  и  $K_h(F/V)$  для расчета коэффициента теплоотдачи  $\alpha_2$  по критериальному уравнению (1), а также исследовать влияние количества имитационных стержней в корпусе, типа и размеров перемешивающего устройства на эффективность работы теплообменных элементов в различных зонах аппарата.

Две одиночные теплообменные U-образные трубки имеют средний относительный радиус расположения в корпусе аппарата  $\bar{r}$ , равный 0,6 и 0,9 соответственно. При этом  $\bar{r} = \bar{r}_U/R$ , где  $\bar{r}_U$  – среднее фактическое расстояние (по радиусу) от оси аппарата (мешалки) до каждой отдельной U-образной трубки,  $m$ ;  $R$  – внутренний радиус цилиндрического корпуса аппарата,  $m$ .

Как уже было упомянуто выше, снижение неравномерности гидродинамической картины по всему объему способствует приближению фактических значений коэффициента теплоотдачи  $\alpha_2$  к теоретически возможным, соответствующим значениям величин  $K_r$  и  $K_p$ , которые равны 1,0 (см. уравнение (1)).

В результате экспериментальных исследований были получены значения коэффициента теплоотдачи  $\alpha_2$  в межтрубном пространстве в зависимости от величины удельной мощности  $N/V$ , вводимой в аппарат перемешивающим устройством (рисунок 3 (а-г)).

Из результатов опытов, приведенных на рисунках 3 (а-г), можно сделать вывод, что наиболее равномерное распределение вводимой энергии по объему аппарата достигается при установке мешалок, имеющих большую высоту крыльчатки. При установке мешалок Л1 и Л2 для любого количества имитационных теплообменных элементов коэффициенты теплоотдачи от трубок имеют более высокие значения, чем при использовании мешалок Л3 и Т1, имеющих меньшие габаритные размеры. Отмечено, что существенных отличий в эффективности теплоотдачи при установке мешалок Л1 и Л2 не наблюдается. Это в свою



**Рисунок 3** – Значения коэффициентов теплоотдачи  $\alpha_2$  для одиночных U-образных трубок в зависимости от удельной вводимой в аппарат мощности  $N/V$  (мешалки: 1 – Л1; 2 – Л2; 3 – Л3; 4 – Т1,  $\bar{r}$  – средний относительный радиус расположения трубок в корпусе от центра аппарата): а – 110; б – 140; в – 160; г – 235 имитационных стержней

очередь позволяет рекомендовать для использования в промышленных аппаратах подобной конструкции лопастные перемешивающие устройства с отношением высоты к диаметру крыльчатки равным  $h_m/d_m = 1,0 \div 1,2$ .

Из рисунков 3 (а-г) также следует, что увеличение числа вертикальных имитационных стержней приводит к некоторому снижению коэффициентов теплоотдачи  $\alpha_2$  в связи с ростом сопротивления окружной и радиальной циркуляции среды между ними. В уравнении (1) влияние числа теплообменных элементов в корпусе учитывается через множитель  $(F_0 / (F + F_0))^{0,25}$ , что, однако, не объясняет существенного падения интенсивности теплоотдачи от труб, расположенных вблизи стенки аппарата ( $\bar{r} = 0,9$ ). При относительно небольшом количестве имитационных стержней (110 шт.) данный эффект проявляется незначительно (см. рисунок 3а). При увеличении их числа до 235 шт. (шаг между центрами стержней – 13 мм) эффективность работы трубок, расположенных на периферии корпуса, снижается примерно в два раза (см. рисунок 3г), что можно объяснить возрастанием неравномерности гидродинамической обстановки по объему корпуса в направлении его радиуса.

Также в ходе проведения опытов было установлено, что при размещении мешалки Л1 около нижней крышки аппарата снижения величины коэффициентов теплоотдачи не происходит. Имея значительную высоту, лопастная мешалка Л1 приводит жидкость в движение практически во всем объеме корпуса вне зависимости от своего положения вдоль центральной оси. Для мешалки Л3 была найдена оптимальная высотная отметка, соответствующая средней точке по длине вертикальных труб. В этом положении мешалка Л3 обеспечивала наиболее эффективный гидродинамический режим перемешивания и наибольшие значения коэффициентов теплоотдачи  $\alpha_2$ .

Как показала последующая обработка экспериментальных данных, полученные в лабораторном аппарате значения коэффициентов теплоотдачи от отдельно стоящих (одиночных) U-образных трубок, расположенных на различном расстоянии от оси

мешалки, хорошо описываются критериальным уравнением (1) при любом количестве имитационных стержней в корпусе. При значении постоянного коэффициента  $C = 0,23$  расхождение величин  $\alpha_2$ , рассчитываемых по уравнению (4) на основе опытных результатов и определяемых по предложенному уравнению (1), не превышает  $\pm 15$  %.

На эффективности теплоотдачи также будет сказываться способ взаимного размещения теплообменных элементов в корпусе. При фиксированном количестве вертикальных труб они могут быть распределены равномерно по объему вокруг мешалки или сгруппированы в отдельные пучки (блоки), состоящие из нескольких штук. Для оценки степени влияния способа размещения теплообменных элементов необходимо провести в дальнейшем ряд экспериментов на модернизированном лабораторном стенде с определением коэффициентов теплоотдачи  $\alpha_2$  при различных схемах установки трубок в нижней крышке аппарата.

### Заключение

Предлагаемый аппарат с вертикальными трубами и мешалкой может быть использован в процессах нефтепереработки, имеющих систему циркуляции оборотной воды, для утилизации значительных тепловых нагрузок, когда компактность теплообменного оборудования также имеет существенное значение. Например, в качестве концевых холодильников-конденсаторов продуктовых потоков на установках первичной переработки нефти как альтернатива традиционным аппаратам воздушного охлаждения (АВО). Несмотря на то, что приводы вентиляторов АВО потребляют значительно меньше энергии, чем насосы системы водяного охлаждения, процесс теплосъема воздухом куда менее эффективен в связи с относительно низким коэффициентом теплоотдачи со стороны потока воздуха –  $30 \div 90$  Вт/(м<sup>2</sup>·К) [17]. Для сравнения: в проведенных исследованиях коэффициент теплоотдачи со стороны хладагента (воды) в изучаемом аппарате при различных условиях эксперимента достигал значений  $2000 \div 11000$  Вт/(м<sup>2</sup>·К), что говорит о высокой эффективности данной конструкции теплообменника.

### Список источников

1. Брагинский Л. Н., Бегачев В. И., Барабаш В. М. Перемешивание в жидких средах: физические основы и инженерные методы расчета. Л.: Химия, 1984. 336 с.
2. Васильцов Э. А., Ушаков В. Г. Аппараты для перемешивания жидких сред. Л.: Машиностроение, 1979. 272 с.
3. Стренк Ф. Перемешивание и аппараты с мешалками. Л.: Химия, 1975. 384 с.
4. Осипов А. В. О гидромеханических особенностях перемешивания гетерогенных сред с наложением механических колебаний // Теоретические основы химической технологии (ТОХТ). 1981. Т. XV. № 3. С. 416–423.
5. Прямоточные аппараты с перемешивающими устройствами / сост. П. А. Онацкий, П. Н. Свичар, С. З. Лозовский, Г. В. Дмитриева. М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1979. 55 с.
6. Богданов В. В., Христофоров Е. Н., Клоцунг Б. А. Эффективные малообъемные смесители. Л.: Химия, 1989. 224 с.
7. Роторно-пульсационные аппараты и интенсификация процессов приготовления и обработки дисперсных систем в химико-фармацевтической промышленности / сост. М. А. Балабудкин. М.: ЦБНТИмедпром, 1977. 44 с.
8. Kipke Klaus-Dieter. Einzelprobleme verbessern // Chem. Ind. 1991. Vol. 144. No. 6. P. 58–60.



9. Ebrahimi A., Bandari M., Parvari M. Effect of Mixer Rotational Speed on Heat Transfer Coefficient in Preparation of Nickle Perovskite From Laboratory to Bench Scale // Iranian Journal of Chemical Engineering (IJChE). 2009. Vol. 6. No. 3 (Summer). P. 71–87.
10. Debab A., Chergui A., Bekrentehir K., Bertrand J. An Investigation of Heat Transfer in a Mechanically Agitated Vessel // Journal of Applied Fluid Mechanics. 2011. Vol. 4. No. 2. Issue 1. P. 43–50.
11. Stephens G. G., Mackley M. R. Heat Transfer Performance for Batch Oscillatory Flow Mixing // Experimental Thermal and Fluid Science. 2002. Vol. 25. Issue 8. P. 583–594.
12. Mohan P., Emery A. N., Al-Hassan T. Review Heat Transfer to Newtonian Fluids in Mechanically Agitated Vessels // Experimental Thermal and Fluid Science. 1992. Vol. 5. Issue 6. P. 861–883.
13. Гулумян А. А., Веригин А. Н., Лисицын Н. В. Влияние неоднородности поля скоростей на эффективность теплообмена в аппаратах с перемешивающими устройствами // Химическая промышленность сегодня. 2014. № 4. С. 42–47.
14. Гулумян А. А., Веригин А. Н., Незамаев Н. А. Исследование теплообмена в аппаратах с вертикальными теплообменными устройствами // Известия СПбГТИ(ТУ). 2016. № 36(62). С. 99–103.
15. Гулумян А. А., Веригин А. Н., Лисицын Н. В. Оценка эффективности теплообмена в аппаратах с перемешивающими устройствами и вертикальными теплообменными элементами // Теоретические основы химической технологии (ТОХТ). 2017. Т. 51. № 1. С. 85–98.
16. Франк-Каменецкий Д. А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике. М.: Наука, 1967. 491 с.
17. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. 725 с.

## References

1. Braginsky L. N., Begachev V. I., Barabash V. M. Mixing in liquid media: Physical foundations and engineering methods of calculation. L.: Khimiya, 1984. 336 p. (In Russ.).
2. Vasiltsov E. A., Ushakov V. G. Apparatus for mixing liquid media. L.: Mashinostroyeniye, 1979. 272 p. (In Russ.).
3. Strenk F. Stirring and apparatus with mixers. L.: Khimiya, 1975. 384 p. (In Russ.).
4. Osipov A. V. On the hydromechanical features of mixing heterogeneous media with the imposition of mechanical vibrations // Theoretical foundations of chemical technology. 1981. Vol. XV. No. 3. P. 416–423. (In Russ.).
5. Direct-flow devices with mixing devices / comp. P. A. Onatsky, P. N. Svichar, S. Z. Lozovsky, G. V. Dmitrieva. M.: TsINTIkhimneftemash, 1979. 55 p. (In Russ.).
6. Bogdanov V. V., Khristoforov E. N., Klotsung B. A. Efficient low-volume mixers. L.: Khimiya, 1989. 224 p. (In Russ.).
7. Rotary pulsation devices and intensification of processes for preparing and processing dispersed systems in the chemical and pharmaceutical industry / comp. M. A. Balabudkin. M.: TsBNTImedprom, 1977. 44 p. (In Russ.).
8. Kipke Klaus-Dieter. Einzelprobleme verbessern // Chem. Ind. 1991. Vol. 144. No. 6. P. 58–60.
9. Ebrahimi A., Bandari M., Parvari M. Effect of Mixer Rotational Speed on Heat Transfer Coefficient in Preparation of Nickle Perovskite From Laboratory to Bench Scale // Iranian Journal of Chemical Engineering (IJChE). 2009. Vol. 6. No. 3 (Summer). P. 71–87.
10. Debab A., Chergui A., Bekrentehir K., Bertrand J. An Investigation of Heat Transfer in a Mechanically Agitated Vessel // Journal of Applied Fluid Mechanics. 2011. Vol. 4. No. 2. Issue 1. P. 43–50.
11. Stephens G. G., Mackley M. R. Heat Transfer Performance for Batch Oscillatory Flow Mixing // Experimental Thermal and Fluid Science. 2002. Vol. 25. Issue 8. P. 583–594.
12. Mohan P., Emery A. N., Al-Hassan T. Review Heat Transfer to Newtonian Fluids in Mechanically Agitated Vessels // Experimental Thermal and Fluid Science. 1992. Vol. 5. Issue 6. P. 861–883.
13. Gulumyan A. A., Verigin A. N., Lisitsyn N. V. The influence of velocity field inhomogeneity on the efficiency of heat transfer in apparatus with mixing devices // Chemical industry today. 2014. No. 4. P. 42–47. (In Russ.).
14. Gulumyan A. A., Verigin A. N., Nezamaev N. A. Study of heat transfer in devices with vertical heat exchange devices // News of St. Petersburg State Technological Institute (TU). 2016. No. 36(62). P. 99–103. (In Russ.).
15. Gulumyan A. A., Verigin A. N., Lisitsyn N. V. Assessing the efficiency of heat exchange in devices with mixing devices and vertical heat exchange elements // Theoretical foundations of chemical technology. 2017. Vol. 51. No. 1. P. 85–98. (In Russ.).
16. Frank-Kamenetsky D. A. Diffusion and heat transfer in chemical kinetics. M.: Nauka, 1967. 491 p. (In Russ.).
17. Skoblo A. I., Molokanov Yu. K., Vladimirov A. I., Shchelkunov V. A. Processes and apparatus of oil and gas refining and petrochemistry: Textbook for universities. M.: Publishing center of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012. 725 p. (In Russ.).

### Информация об авторах

**Андрей Александрович Гулумян**, заместитель генерального директора по строительству новых объектов  
**Елена Борисовна Федорова**, доктор технических наук, заведующий кафедрой оборудования нефтегазопереработки  
**Сергей Сергеевич Круглов (мл.)**, кандидат технических наук, доцент кафедры оборудования нефтегазопереработки  
**Сергей Сергеевич Круглов (ст.)**, кандидат технических наук, доцент кафедры оборудования нефтегазопереработки

### Information about the authors

**Andrey A. Gulumyan**, deputy general director for construction of new facilities  
**Elena B. Fedorova**, doctor of technical sciences, head of the oil refining and gas processing equipment department  
**Sergey S. Kruglov Jr.**, candidate of technical sciences, associate professor of the oil refining and gas processing equipment department  
**Sergey S. Kruglov Sr.**, candidate of technical sciences, associate professor of the oil refining and gas processing equipment department

Статья поступила в редакцию 15.09.2023; одобрена после рецензирования 19.09.2023; принята к публикации 25.09.2023.  
 The article was submitted 15.09.2023; approved after reviewing 19.09.2023; accepted for publication 25.09.2023.



# VII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ

24 НОЯБРЯ 2023, МОСКВА, ОТЕЛЬ «БАЛТУГ КЕМПИНСКИ»

ОРГАНИЗАТОР:  RPI
 [WWW.RPI-CONFERENCES.COM](http://www.rpi-conferences.com)



## ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ



ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ  
ДИНАМИКА  
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ  
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
МЕЛКООПТОВЫЙ /  
БИРЖЕВОЙ РЫНКЕ  
МОТОРНОГО ТОПЛИВА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ  
РАЗВИТИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ  
ТОПЛИВНОГО БИЗНЕСА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ПУТИ  
ОПТИМИЗАЦИИ ВТОРИЧНОЙ  
ЛОГИСТИКИ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ

## АУДИТОРИЯ МЕРОПРИЯТИЯ

  
Российские  
и зарубежные ВИНКИ

  
Независимые  
операторы АЗС

  
Независимые  
трейдеры

  
Поставщики  
оборудования и технологий

  
Российские  
и зарубежные ритейлеры

  
Госорганы  
и профильные НКО

## УЧАСТНИКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОШЛЫХ ЛЕТ

  
 ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:  
 МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

  
 СПБМТСБ

  
 ПАРТНЕРЫ:  
 РОСТЕХ

  
 SUBWAY

  
 Benza®

  
 АКСИОМТЕК

  
 ЭКОМАРК

  
 simple

  
 УЧАСТНИКИ:  
 Федеральная  
Агентство по  
Техническому  
Регулированию

  
 ГАЗПРОМ  
НЕФТЬ

  
 ГАЗПРОМ

  
 ЛУКОЙЛ

  
 РОСНЕФТЬ

  
 РОСНЕФТЬ  
БУНКЕР

  
 ТРАССА

  
 SHELL

  
 eec

  
 БЕЛОРУССНЕФТЬ

  
 БЕЛНЕФТЕХИМ

  
 KazTransOil

  
 А-100

  
 СТРОЙГАЗМОНТАЖ

  
 СНИ

  
 eka

  
 КОРПУС

  
 BURGER KING

  
 ИКТ




+7 (495) 502 54 33


SvetaM@rpi-inc.ru


[www.rpi-conferences.com](http://www.rpi-conferences.com)



Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 84–96

Обзорная статья  
УДК 614.8  
EDN NSJPCS

## ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ ПОСЛЕ КАТАСТРОФЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ МАКОНДО

**Александр Георгиевич Гречко**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия  
A\_Grechko@vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** Авария на месторождении Макондо в Мексиканском заливе в 2010 году дала большой импульс развитию и улучшению промышленной и экологической безопасности при добыче углеводородов на континентальном шельфе США и других стран. Были проанализированы причины аварии, извлечены соответствующие уроки из этого печального опыта и разработаны меры по предупреждению и ограничению последствий подобных аварий. В статье приводятся подготовленные и имплементированные как организационные, так и технико-технологические мероприятия, повышающие безопасность работ на континентальном шельфе, на примере США.

**Ключевые слова:** месторождение Макондо, промышленная безопасность, континентальный шельф, добыча углеводородов

**Для цитирования:** Гречко А. Г. Зарубежный опыт повышения безопасности добычи углеводородов на континентальном шельфе после катастрофы на месторождении Макондо // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 84–96. EDN NSJPCS.

© Гречко А. Г., 2023

© Grechko A. G., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):84-96

Review article  
UDC 614.8  
EDN NSJPCS

## FOREIGN EXPERIENCE IN IMPROVING THE SAFETY OF HYDROCARBON PRODUCTION ON THE CONTINENTAL SHELF AFTER THE DISASTER AT THE MACONDO FIELD

**Alexander G. Grechko**

LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia  
A\_Grechko@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The accident at the Macondo field in the Gulf of Mexico in 2010 gave a great impetus to the development and improvement of industrial and environmental safety in the production of hydrocarbons both on the continental shelf of the United States and other countries. The causes of the accident were analyzed, relevant lessons

were learned from this sad experience and measures were developed to prevent and limit the consequences of such accidents. The article presents both organizational and technical and technological measures developed and implemented to increase the safety of work on the continental shelf on the example of the US.

**Keywords:** Macondo field, industrial safety, continental shelf, hydrocarbon production

**For citation:** Grechko A.G. Foreign experience in improving the safety of hydrocarbon production on the continental shelf after the disaster at the Macondo field. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):84-96. (In Russ.). EDN NSJPCS.

*«Гром не грянет, мужик не перекрестится» – русская народная поговорка. Для американской нефтегазовой отрасли гром грянул 20 апреля 2010 года, когда случилась авария на платформе Deerpwater Horizon.*

### Введение

20 апреля 2010 года буровая установка Deerpwater Horizon должна была завершить свою работу на разведочной нефтяной скважине Макондо в 79 км от побережья Луизианы в Мексиканском заливе. Однако около 9 часов вечера скважина начала выходить из-под контроля, примерно через 45 минут на буровой пол было распылено большое количество бурового раствора, нефти и газа. Через несколько минут произошел первый взрыв, затем еще один огромный взрыв, за ко-

торым последовали пожары и еще несколько взрывов. Из 126 человек, находившихся на борту Deerpwater Horizon, 11 членов экипажа погибли. Буровая установка горела полтора дня прежде, чем затонуть, и еще 87 дней нефть вырывалась из скважины на морском дне примерно на 1500 м ниже уровня моря. Самый крупный разлив нефти в истории США – примерно в 20 раз больше, чем разлив нефти от танкера «Эксон Валдиз», когда он сел на мель у берегов Аляски в 1989 году [1], – стал фактом.



На морском дне скважина дала выброс через превентор (BOP), который был установлен, чтобы остановить выброс, но не смог этого сделать. В такой ситуации нет быстрых решений, чтобы закрыть скважину и остановить поток. Единственным проверенным методом является бурение разгрузочной скважины, что для глубоких скважин может занять несколько месяцев. Тем временем был предпринят ряд инновационных шагов, разработанных более или менее на месте. Удалось остановить поток из скважины, используя специально изготовленную «закрывающую крышку» поверх превентора. К тому времени прошло 87 дней с момента взрыва и почти 5 млн баррелей нефти вытекло в Мексиканский залив. В середине сентября, когда первая разгрузочная скважина перехватила скважину Макондо, компания BP смогла закачать цемент и навсегда запечатать резервуар. 19 сентября, через 152 дня после выброса, было объявлено, что скважина заглушена [1].

После данной аварии была полностью пересмотрена вся организация работ на континентальном шельфе США.

Федеральное правительство отреагировало на аварию на месторождении Макондо: для улучшения контроля за безопасностью работ на шельфе Служба управления минералами (MMS) (государственный надзорный орган) была реорганизована в три новых агентства:

- Бюро по вопросам безопасности и охраны окружающей среды (Bureau of Safety and Environmental Enforcement – BSEE), ответственное за обеспечение безопасности и охраны окружающей среды во всех видах морской энергетической деятельности (<http://www.bsee.gov>);
- Бюро по управлению энергией океана (BOEM), ответственное за энергетическую аренду в районах континентального шельфа США (<http://www.boem.gov>);
- Управление доходов от природных ресурсов (ONRR), ответственное за управление роялти и доходами (<https://www.onrr.gov/>).

**Бюро по вопросам безопасности и охраны окружающей среды**

BSEE (далее также Бюро) основано в 2011 году и отвечает за повышение безопасности и обеспечение охраны окружающей среды при добыче природного газа и нефти на континентальном шельфе США. Бюро выполняет функции по обеспечению безопасности и охране окружающей среды, ранее выполнявшиеся Службой управления минеральными ресурсами, включая полномочия по проверке, расследованию, вызову свидетелей и представлению доказательств, налаганию штрафов, отмене или приостановке деятельности. По состоянию на 2016 год бюджет Бюро составлял 204,6 млн долларов при штате 881 человек.

Правила BSEE предъявляют обширные требования к конструкции и целостности скважин, системам предотвращения и управления выбросами, а также си-

стемам безопасности производства. В соответствии с этими положениями о безопасности в число требований BSEE входит:

1. Определение механических барьеров и методов цементирования, которые будут использоваться.
2. Независимая сторонняя проверка того, что оборудование для предотвращения выброса предназначено для конкретного оборудования на буровой установке и для конкретной конструкции скважины.
3. Независимая сторонняя проверка того, что оборудование для предотвращения выброса будет работать в тех условиях, в которых оно будет использоваться.
4. Сертификат, подписанный зарегистрированным профессиональным инженером, о том, что конструкция обсадной колонны и цементирования соответствует цели, для которой она предназначена, при ожидаемых условиях.
5. Для скважин, в которых используется подводное оборудование для предотвращения выброса, включение двух независимых барьеров, в том числе один механический барьер, для каждого кольцевого пути потока. Существуют также обширные требования к техническому обслуживанию, испытаниям и проверке оборудования для предотвращения выбросов.
6. Возможность мониторинга в реальном времени глубоководных и высокотемпературных буровых работ под высоким давлением.

7. Требования к испытаниям и инспекциям оборудования для изоляции подводных скважин.
8. Установление критериев безопасных границ при бурении и альтернативные безопасные пределы бурения, когда это оправдано.
9. Требования к использованию дистанционно управляемых транспортных средств (ROV) для функционирования определенных компонентов на BOP.
10. Отчеты об отказах как для систем предотвращения выбросов, так и для систем безопасности производства.
11. Требования к проектированию, техническому обслуживанию и ремонту оборудования для обеспечения безопасности и предотвращения загрязнения (Safety and Pollution Prevention Equipment SPPE).

12. Дифференциация требований к эксплуатации систем производства сухих елок и подводных елок для шельфа.

13. Новые требования к системам пожаротушения, запорным клапанам и системам, закрытиям клапанов и утечкам, а также к скважинному оборудованию высокого давления / высокой температуры (HPHT).

Бюро собирает статистику по авариям и инцидентам на шельфе для проведения расследований и анализа. По результатам анализа предпринимаются соответствующие действия, направленные на снижение вероятности и повышение промышленной и экологической безопасности на шельфе. В **таблице 1** на с. 87 приведена статистика по авариям и инцидентам на континентальном шельфе США. Несмотря на все принимаемые меры, аварии и несчастные случаи происходят регулярно, однако крупных аварий после Макондо не было.

**Таблица 1** – Статистика по авариям и инцидентам на континентальном шельфе США по данным BSEE (<https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics>)

Год	Смертельный исход	Раненые	Подъемное оборудование	Пожары	Взрывы	Мобилизации	Выбросы газа	Столкновения	Потеря контроля скважины	Разливы УВ более 1 барреля
2021	2	164	259	117	4	79	44	3	4	14
2020	6	160	274	87	1	81	73	7	1	11
2019	6	222	169	84	4	87	20	10	2	14
2018	1	171	111	77	3	82	19	6	1	19
2017	1	154	97	71	2	71	9	13	0	10
2016	1	174	110	82	0	52	18	6	1	19
2015	1	290	138	92	2	69	14	11	3	25
2014	1	280	177	121	4	49	10	12	4	21
2013	3	310	165	109	1	63	22	18	9	24
2012	4	282	143	141	2	41	18	9	4	33
2011	3	249	105	106	1	31	16	11	5	10
2010	12	220	91	130	4	22	16	8	2	28

BSEE разработало программу инспекций, основанную на оценке рисков, которая систематически выявляет объекты и операции, характеризующиеся высоким уровнем риска.

Результаты инспекций и отчеты об инцидентах используются Бюро для присвоения факторов риска каждому производственному объекту в Мексиканском заливе. Оценка фактора риска основана на конкретной производительности и информации, связанной с рисками, которая подразделяется на два типа проверок, основанных на рисках: «на основе оборудования» и «на основе производительности».

Инспекции, основанные на рисках, дополняют существующую национальную Программу проверки безопасности. Согласно закону о континентальном шельфе, BSEE уполномочено проводить ежегодные плановые проверки и периодические необъявленные проверки всех нефтяных и газовых компаний. Новый протокол инспекции, основанный на оценке рисков, оценивает целостность критически важных систем безопасности на объектах и операциях, в которых имело место множество случаев несоблюдения требований или событий, которые могут потребовать большего внимания.

Используя данные и анализ тенденций для выявления операций и объектов с повышенным риском, Бюро может сосредоточить ресурсы инспекции на этих целевых показателях в качестве дополнения к существующему графику проверок производственных объектов и активных буровых работ.

В 2018 году основан Комитет по анализу рисков (BSEE's Risk Analysis Committee – RAC), продвигающий политику BSEE, направленную на обеспечение надле-

жащего выявления и снижения рисков для окружающей среды и здоровья человека, связанных с деятельностью на шельфе. Эти формализованные усилия направлены на устранение пробелов, выявленных в докладе 2011 года, подготовленном национальной Комиссией по расследованию аварии на платформе «Глубоководный горизонт» компании BP, приведшей к разливу нефти при бурении на шельфе. Комитет состоит из сотрудников Бюро и оценивает потенциальные риски, связанные с деятельностью на шельфе, находящейся под юрисдикцией Бюро.

Под руководством экспертов по тематике BSEE группы по статистике жизнедеятельности измеряют и отслеживают более 80 уникальных статистических данных, чтобы определить области, нуждающиеся в улучшении. Комитеты рассматривают ежеквартальные данные и встречаются, чтобы обсудить результаты своего анализа, а затем рекомендовать меры.

Служба безопасного обмена сообщениями BSEE!Safe Text Messaging Service, запущенная в 2019 году, – первая в своем роде прямая связь между регулятором безопасности и работниками, находящимися на переднем крае работ. Это мобильное решение, которое отправляет ссылки на опубликованные предупреждения и бюллетени BSEE по безопасности с помощью текстовых сообщений, чтобы работники морских нефтегазовых компаний могли получать важную новую информацию по безопасности прямо на свои мобильные телефоны.

В соответствии с законом о континентальном шельфе Министерство внутренних дел США принимает решения относительно использования наилучших доступных и безопасных технологий (Best Available

and Safest Technologies – BAST) для разведки, разработки и добычи полезных ископаемых. Наилучшая доступная и безопасная технология определяется как экономически целесообразная в тех случаях, когда отказ оборудования окажет значительное влияние на безопасность, здоровье человека или окружающую среду [2].

Обеспечение промышленной безопасности в Мексиканском заливе после Макондо производится по трем направлениям: предупреждение (профилактика) вероятности аварий, меры по глушению скважины в случае аварии (интервенция), меры по ликвидации последствий аварии (ликвидация разливов).

### Предотвращение – отраслевая нормативная документация

Для предупреждения аварий наряду с организационной оптимизацией Американским институтом нефти (American Petroleum Institute – API) было разработано и пересмотрено большое количество стандартов [3]. В настоящее время для работы на шельфе используется 275 стандартов, касающихся всех направлений: от противовыбросовых превенторов до всесторонних рекомендаций для программ безопасности работ на шельфе. С 2010 года API издал более 250 новых и пересмотренных стандартов, включая стандарты для:

- конструкции скважины, цементирования и взаимодействия оператора/подрядчика;
- конструирования противовыбросового оборудования, его эксплуатации, ремонта и технического обслуживания, связанных систем управления;
- интерфейсов подводного оборудования с дистанционно управляемыми транспортными средствами (ROV) и оборудованием крышки скважины (каптажем);
- защитного снаряжения для рабочих, занятых на ликвидации разливов нефти;
- систем управления целостностью, техникой безопасности и экологического контроля.

### Интервенция – изоляция скважины

Для обеспечения технологии изоляции и каптажа подводной аварийной скважины в 2010 году были основаны компании Marine Well Containment Company (<http://marinewellcontainment.com>) и HWC ( <http://www.hwcg.org>).

Эти компании обладают быстро разворачиваемыми системами, которые разработаны, чтобы остановить любой неконтролируемый поток углеводородов от подводной скважины, и обеспечивают обучение подписанных добывающих компаний установке и эксплуатации этих систем. Системы также обладают потенциалом для направления потока из аварийной подводной скважины через подводное оборудование, в том числе райзеры, на суда-танкеры, которые могут безопасно провести сепарацию скважинного флюида, сохранить и разгрузить нефть (более подробное описание деятельности по изоляции аварийных скважин приведено ниже в разделе «Технологии вмешательства (интервенции) в подводную скважину»).

### Подготовленность к разливу нефти

США создали одну из самых сложных и хорошо скоординированных сетей реагирования на разлив нефти в мире под управлением Национального плана действий в чрезвычайных ситуациях (National Contingency Plan – NCP). Начиная с Макондо, организации по ликвидации разливов нефти усилили свои возможности, увеличив объем обучения и обновив оборудование, которое позволяет эффективно ликвидировать последствия разлива. Оценки, проведенные немедленно после аварии на месторождении Макондо, также привели к созданию новых руководящих документов и отчетов, включая:

- руководство по созданию плана ликвидации разлива нефти (API Recommended Practice 1145);
- оценку механических систем очистки, используемых в море во время аварии на Макондо;
- отчет и полевое руководство для разливов на песчаных пляжах и отложениях на береговой линии, включая методы защиты, обнаружения и возможности реагирования.

API и американская нефтегазовая промышленность создали обширную программу научных исследований и разработок по ликвидации разливов нефти с фокусом на планирование, механическую очистку, диспергирующие средства, сжигание на месте, дистанционное зондирование, защиту береговой линии, альтернативные технологии и ликвидацию разливов на земле.

### Отраслевой центр безопасности на шельфе

В 2011 году на основе рекомендаций Президентской комиссии и отраслевых исследовательских групп для обеспечения постоянного совершенствования, внедрения и повышения эффективности Системы управления безопасностью и охраной окружающей среды (Safety and Environmental Management System – SEMS) в морской нефтегазовой отрасли США был создан отраслевой Центр безопасности на шельфе (Center for Offshore Safety – COS, <https://www.centerforoffshoresafety.org/>, далее – Центр).\*

Миссия Центра заключается в обеспечении высшего уровня безопасности при морском бурении и операциях за счет эффективного руководства, коммуникации, командной работы, использования системы управления безопасностью и охраной окружающей среды SEMS по дисциплинам, аудита третьей стороной (аккредитованными поставщиками аудиторских услуг). Центр управляется советом директоров, представляющим все ведущие компании отрасли. В состав Центра входят представители 11 операторов, семи буровых подрядчиков и сервисных и снабженческих компаний, работающих на континентальном шельфе США. Штатные сотрудники Центра работают с отраслевыми комитетами, подкомитетами и рабочими группами, организованными для решения конкретных задач, в числе которых:

1. Комитет по аудиту и сертификатам системы управления безопасностью SEMS. Сбор и оценка ау-

**\*Примечание:** система управления безопасностью и охраной окружающей среды (Safety and Environmental Management System – SEMS) – это комплексный подход к интеграции и управлению безопасностью морских операций при добыче углеводородов на шельфе. Целью SEMS является повышение безопасности и экологических показателей операций за счет снижения частоты и серьезности аварий и инцидентов.

#### Четыре основные цели SEMS:

- фокусировка на влиянии человеческих ошибок и плохой организации реакции на аварии и инциденты;
- постоянное улучшение показателей безопасности и охраны окружающей среды в морской добыче УВ;
- поощрение использования методов, основанных на результатах работы;
- сотрудничество с промышленностью в усилиях, направленных на продвижение общественных интересов, безопасности работников шельфа и охраны окружающей среды.

Требования SEMS обязывают операторов к внедрению программы управления промышленной и экологической безопасностью Safety and Environmental Management Program (SEMP), требования к которой содержатся в документе [4].

диторских данных, обмен знаниями в области аудита и разработка передовых методов и инструментов аудита.

2. Комитет по сбору, анализу и отчетности данных (DCAR). Использует данные, в том числе собранные данные аудита безопасности и системы SEMS, для содействия улучшениям в области безопасности и охраны окружающей среды. Комитет собирает и анализирует данные и сообщает о результатах с помощью Годового отчета о результатах деятельности (APR) и акций COS Safety. В его состав входят подкомитеты:

- по сбору и анализу данных;
- по обмену информацией и коммуникациями.

3. Комитет по разработке передовой практики. Использует анализ данных и накопленный опыт для разработки передовых методов, ориентированных на систему безопасности SEMS.

4. Комитет по обмену отраслевыми знаниями. Способствует эффективному анализу данных, коммуникациям, сотрудничеству, обмену и информационно-пропагандистским мероприятиям между заинтересованными сторонами в целях повышения безопасности на шельфе и усиления эффективности системы безопасности SEMS. В его состав входят подкомитеты:

- по скважинам;
- по подъемным операциям;
- сертификат для ценностного предложения подрядчиков;
- по техническому обслуживанию и испытаниям;
- по безопасности технологических процессов.

Работа центра COS и системы SEMS основана и определяется стандартом API Recommended Practice 75 «Рекомендуемая практика для системы управления безопасностью и охраной окружающей среды для морских операций и активов» (Recommended Practice for a Safety and Environmental Management System for Offshore Operations and Assets). Центр COS сосредоточен на предоставлении инструментов системы безопасности SEMS, лучших практик и методов реализации на основе API RP 75, а также выявлении потребностей на основе ежегодно собираемых данных о безопасности. Эта работа продолжается в рамках приверженности COS изучению и постоянному совершенствованию системы безопасности SEMS и культуры безопасности. Кроме того, работа COS имеет приоритетное значение в следующих областях:

1. Безопасность и сбор данных, анализ и отчетность.
2. Развитие надлежащей практики.
3. Обмен отраслевыми знаниями.
4. Аккредитация.\*\*

### Безопасность и сбор данных системы управления безопасностью SEMS, анализ и отчетность.

Аудит системы управления безопасностью SEMS, программы по изучению инцидентов (уроки, извлеченные из аварий и аварийных событий, Learning from Incidents and Events – LFI) и программы по показателям эффективности безопасности (Safety Performance Indicators – SPI) являются ключевыми данными, собираемыми для выполнения анализа, чтобы определить, какие разработки повышают эффективность системы безопасности SEMS. Центр COS ежегодно собирает данные SPI и LFI от участников о безопасности процессов и персонала. Данные анализируются и используются для составления годового отчета, который является общедоступным и предоставляется регулирующим органам.

Программа SPI возникла из разработок центра COS, которые охватывают как промышленную безопасность, так и безопасность персонала. Эта информация может быть использована для повышения эффективности и, при принятии результативных мер, способствовать снижению риска крупных аварий путем выявления слабых мест в барьерах, предназначенных для предотвращения возникновения или повторения аварий и смягчения последствий. Объем данных

**\*\*Примечание:** культура безопасности организации – это продукт индивидуальных и групповых ценностей, установок, представлений, компетенций и моделей поведения, которые снижают количество ошибок и влияют на поведение, определяющее приверженность, стиль и мастерство управления охраной труда и безопасностью в организации. Организации с позитивной культурой безопасности характеризуются коммуникациями, основанными на взаимном доверии, разделяемом восприятии важности безопасности и уверенности в эффективности превентивных мер.



**\*\*\*Примечание:** *важное учебное мероприятие (High value learning event – HVLE) – событие, которое может быть рассмотрено для использования в качестве эталона при анализе технологических рисков, управлении изменениями, разработке проекта, оценке рисков, инспекциях, обзорах операционных процедур и/или обучении. HVLE должно соответствовать одному или более из следующих критериев: А. Определять ранее неизвестный риск, ситуацию, эксплуатационную или механическую опасность или критический отказ оборудования. В. Определять ранее неизвестную комбинацию факторов, которые привели к неожиданному состоянию или событию. С. Определять обычную операцию или действие, которые создали ранее неизвестный риск или последствия. D. Определять ситуацию, в которой установленные отраслевые проекты, средства контроля или процедуры не смогли предотвратить событие (например, потерю толщины стенок). Е. Событие, являющееся частью шаблона в отраслевых событиях, которое может указывать на то, что определенные опасные условия недостаточно изучены.*

азот, сжатый CO<sub>2</sub>, сжатый воздух) из технологического процесса, приведший к одному или более классифицируемому последствию). Частота инцидентов вычисляется по формуле: число инцидентов поделить на полное количество часов работы и умножить на 200 000.

**Развитие надлежащей практики.** Центр COS использует собранные данные по безопасности, а также результаты аудита SEMS для разработки документов о надлежащей практике, методов реализации системы безопасности SEMS и всей работы Центра. Это включает ресурсы, связанные с вовлечением руководства, самооценкой зрелости системы безопасности SEMS и культурой безопасности.\*\*\*\*

**Обмен отраслевыми знаниями.** Отраслевой Центр тесно сотрудничает с организациями-членами и другими организациями и ассоциациями для обмена знаниями и содействия сотрудничеству между всеми заинтересованными сторонами. В дополнение к координации работы нескольких рабочих групп Центр организует мероприятия и участвует в различных отраслевых семинарах, вебинарах и конференциях для продвижения лучших практик в области безопасности добычи на шельфе.

**Аккредитация поставщиков аудиторских услуг.** В рамках соблюдения правил Бюро по вопросам безопасности и охраны окружающей среды BSEE операторы обязаны каждые три года проводить сторонние аудиты своих систем аккредитованными поставщиками аудиторских услуг (Audit Service Provider – ASP).

Центр COS является органом по аккредитации поставщиков аудиторских услуг ASP и, следовательно, фокусируется на улучшении независимого процесса аудита третьей стороной. Разработка единых инструментов, процессов и документов аудита центра COS помогает в реализации системы безопасности SEMS и создании единообразия, которое улучшает результаты обмена информацией по аудиту.

**Технологии вмешательства (интервенции) в подводную скважину**

Компания по локализации морских скважин (Marine Well Containment Company – MWCC) была основана как независимая некоммерческая организация в 2010

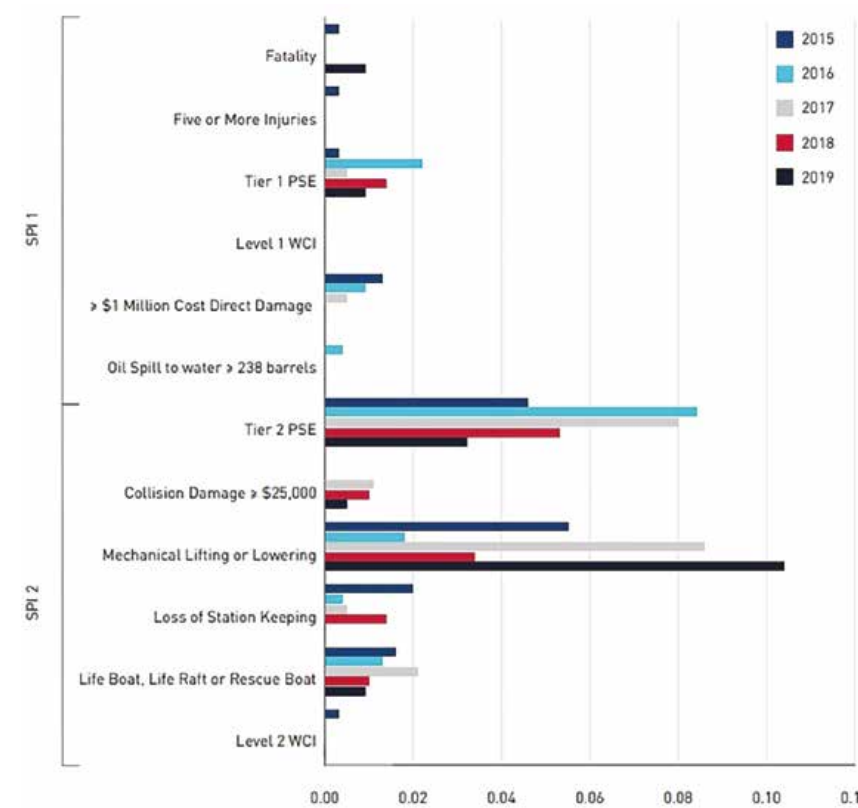
**\*\*\*\*Примечание:** *в англоязычной технической литературе широко используются термины good practice и best practice («лучшая практика» или «передовой опыт») — формализация уникального успешного практического опыта. Согласно идее лучшей практики, в любой деятельности существует оптимальный способ достижения цели. Этот способ, оказавшийся эффективным в одном месте, может оказаться столь же эффективным и в другом.*

SPI включает скважины, проекты, производственные мощности и операции участников центра COS на континентальном шельфе США. Данные, собранные с помощью программы SPI, варьируются от SPI 1 (смертельный исход, травма пяти или более человек в результате одного инцидента, потеря контроля над скважиной и т. д.) и SPI 2 (травма четырех или менее человек в результате одного инцидента, прямой ущерб ≥ 25 000 долларов США и т. д.) до SPI 10 (потенциальные результаты падения объектов).

Программа LFI охватывает ту же область, но также позволяет предоставлять данные об инцидентах и событиях, которые происходят за пределами континентального шельфа США. Основная цель LFI состоит в том, чтобы предоставить членам центра COS механизм для обмена информацией об авариях и инцидентах, которые соответствуют критериям SPI 1 или SPI 2, а также важным учебным мероприятиям (High Value Learning Event – HVLE).\*\*\*

Публикация данных о программах SPI и LFI началась в 2014 году, отражая результаты 2013 года. Отчетность является добровольной, и конфиденциальность данных обеспечивается с помощью процесса, управляемого независимой третьей стороной, перед отправкой в центр COS.

Для примера на **рисунке 1** на с. 91 приведены данные из годового отчета центра COS. За 2019 год произошло четыре инцидента уровня SPI 1, в 2018 году таких инцидентов было три [5]. Из четырех инцидентов (2019 год) два со смертельным исходом (Fatality (SPI 1A) и два с уровнем Tier 1 Process Safety Event (SPI 1C) (незапланированный или неконтролируемый выброс любого материала, включая нетоксичные и неогнеопасные материалы (то есть пар, горячий конденсат,



**Fatality** – со смертельным исходом;  
**Five or more Injuries** – пять и более раненых;  
**Tier 1 PSE (Process Safety Event)** – незапланированный или неконтролируемый выброс любого материала, включая нетоксичные и неогнеопасные материалы (то есть пар, горячий конденсат, азот, сжатый CO<sub>2</sub>, сжатый воздух) из технологического процесса, приведший к одному или более классифицируемому последствию;  
**≥ \$1 million direct cost from damage** – повреждения более чем на 1 млн долларов США;  
**Level 1 WCI** – разрушение барьеров скважины, приведшее к неконтролируемому вытеканию из скважины на поверхность, морское дно или в другой пласт или скважину;  
**Oil spill to water > 238 barrels** – разлив нефти на воде более 238 баррелей;  
**Collision Damage > \$25,000** – повреждения при столкновении более 25 тыс. долларов США;  
**Tier 2 PSE** – то же, что Tier 1 PSE, но с меньшими последствиями (обеспечивает минимальный и верхний предельный пороговые значения выброса);  
**Mechanical Lifting or Lowering** – спускоподъемные операции;  
**Loss of Station Keeping** – потеря стационарного положения;  
**Life Boat, Life Raft, or Rescue Boat** – спасательные шлюпка, плот или лодка;  
**Level 2 WCI (Well Control Incident)** – инцидент с контролем скважины, когда одна барьерная система в рамках проекта скважины вышла из строя, а другие барьерные системы либо вышли из строя, либо работали за пределами проектных параметров, что привело к притоку без неконтролируемого потока  
*(Перевод с англ. и пояснения автора)*

**Рисунок 1** – Частота аварий и инцидентов по показателям SPI 1 и SPI 2 [5]

году в результате отраслевого сотрудничества, инициированного Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil и Shell, для удовлетворения потребности в быстром и эффективном решении в целях локализации поврежденных глубоководных скважин в Мексиканском заливе США. По данным компании MWCC [6], в состав системы удерживания скважинного флюида входят несколько ключевых подсистем для подводного рассеивания нефти, перекрытия скважин, временного сбора и расширенного долговременного сбора, которые позволяют MWCC быстро реагировать на широкий спектр инцидентов, связанных с управлением скважиной. Система специально разработана для функционирования на глубине воды до двух миль, при этом части системы способны обрабатывать жидкости с температурой до 200 °С.

Компания MWCC обслуживает свое оборудование на двух береговых базах вдоль побережья Мексиканского залива США. Специальные сотрудники на каждом объекте постоянно тестируют и поддерживают системы, чтобы убедиться, что они всегда наготове.

**Подводный диспергатор.** Подобно тому, как жидкость для мытья посуды расщепляет жир на сковороде, диспергатор, впрыскиваемый на устье скважины, разрушает нефть в точке выброса и ограничивает объем сбора скважинных жидкостей на поверхности воды. Существует специальное оборудование для впрыска диспергаторов и расщепления углеводородов на устье скважины, что помогает снизить воздействие на окружающую среду. Диспергаторы использовались в течение

десятилетий для разрушения скоплений углеводородов.

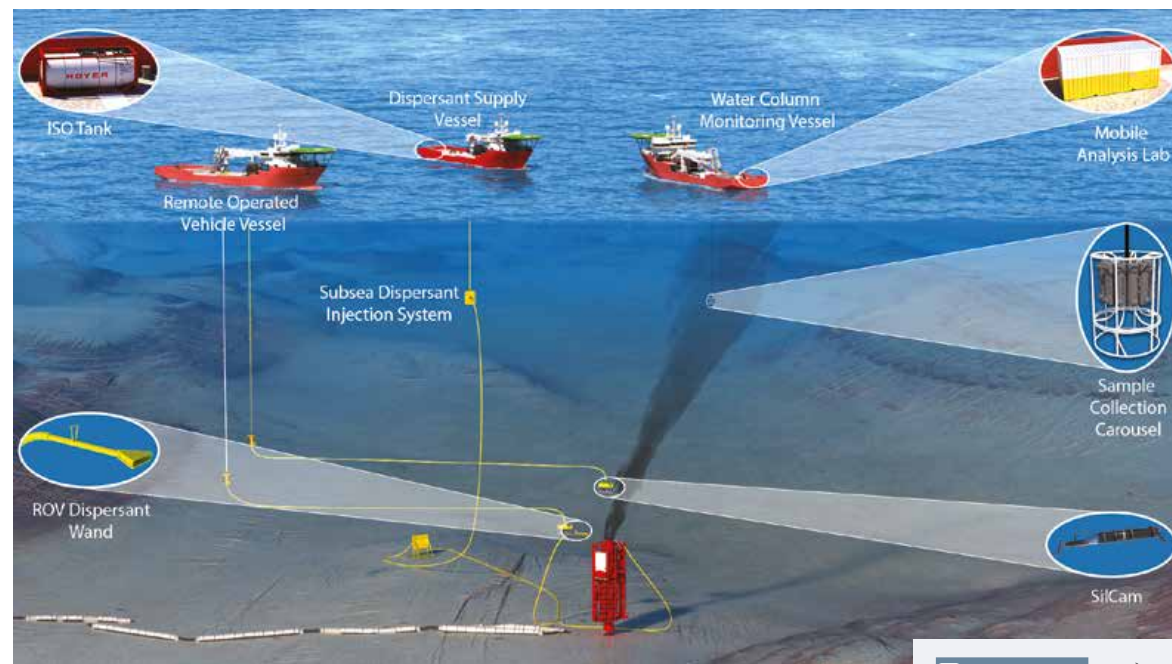
В прошлом диспергатор обычно наносили на поверхность воды или сбрасывали с воздуха после того, как на поверхности скапливались скважинные жидкости. Компания MWCC является одной из первых, у кого есть подводное диспергирующее оборудование, способное закачивать диспергатор непосредственно в скважину в месте выброса. Подводное введение диспергатора оказалось более эффективным, чем поверхностное, и может потребовать в пять раз меньше раствора, чем традиционные методы.

Применение диспергатора должно быть санкционировано Агентством по охране окружающей среды (Environmental Protection Agency – EPA) в рамках процесса запроса и утверждения, инициированного оператором скважины. Агентство EPA определяет, следует ли и как использовать подводный диспергатор в случае аварии. Если диспергатор одобрен для использования, применяемое количество устанавливается EPA.

Чтобы помочь оператору скважины и регулирующим органам определить, насколько эффективно применение диспергатора в каждом уникальном случае, используется система мониторинга столба воды, которая позволяет в режиме реального времени собирать пробы и анализировать морскую воду на различных глубинах от скважины до поверхности.

Система подводного впрыска диспергатора (SDIS) перекачивает диспергатор с морского судна по системе гибких трубопроводов к аппликатору, расположенному в точке выпуска.





**Рисунок 2** – Система автономной подводной подачи дисперсанта (Subsea Autonomous Dispersant Injection System) [6]

**Remote Operated Vehicle Vessel** – судно обеспечения дистанционно управляемого подводного аппарата ROV; **Dispersant Supply Vessel** – судно обеспечения дисперсантом; **Water Column Monitoring Vessel** – судно обеспечения системы мониторинга столба воды; **Subsea Dispersant Injection System** – подводная система впрыска дисперсанта; **ISO Tank** – резервуар ISO с дисперсантом; **ROV Dispersant Wand** – подводный аппарат ROV, несущий раструб для подачи дисперсанта; **Mobile Analysis Lab** – мобильная аналитическая лаборатория; **Sample Collection Carousel** – карусель для сбора образцов; **SilCam** – подводная оптическая система визуализации частиц  
(Перевод с англ. и пояснения автора)

**Примечание:** недавние разработки в области оптической системы визуализации частиц на месте, получившей название *SilCam*, позволили успешно определять распределение капель по размерам при смешанных выбросах нефти и газа на основе измерений в шлейфе в реалистичном диапазоне размеров капель (100–12000 мкм), что позволяет оценивать эффективность диспергатора в режиме реального времени.

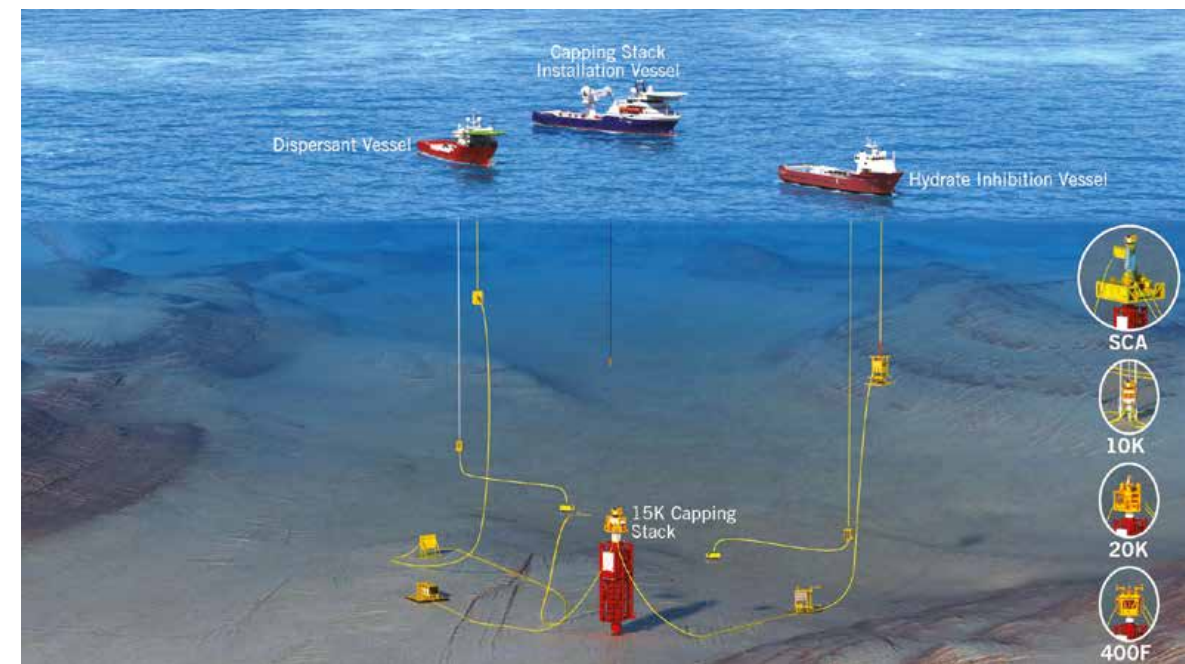
**Герметизация скважины.** Основная цель действий в случае разгерметизации скважины состоит в том, чтобы перекрыть поток жидкостей из аварийной скважины с помощью первичного защитного устройства, называемого «подводная запорно-устьевая сборка» (ПЗУС) (capping stack). ПЗУС представляет собой устройство, имеющее серию клапанов, которое может быть установлено поверх аварийной скважины для перекрытия потока жидкостей.

Буровая сборка на морском дне, состоящая из пре-вентора (Blow Out Preventer – BOP) и нижнего пакета морских райзеров (Lower Marine Riser Package), массивна, имеет высоту около 18 м и вес почти 400 т. Для ликвидации аварии в такой большой конструкции требуется техническое решение для локализации аналогичного размера. ПЗУС компании MWCC имеют высоту выше двухэтажного здания и максимальный вес 155 т. Каждый ПЗУС специально разработан для того, чтобы эффективно реагировать на различные сценарии аварии.

На **рисунке 3** на с. 93 показана схема установки ПЗУС на аварийную скважину.

Компания MWCC имеет в своем портфеле пять типов ПЗУС, различающихся по размеру и возможностям. Каждый ПЗУС способен работать на глубинах воды от 150 до 3000 м. Операторы – участники под-

писки на услугу представляют конкретный проект для каждой скважины инженерам компании для оценки совместимости системы. Кроме того, инженеры компании проверяют план удержания флюида аварийной скважины оператора и подготавливают один из пяти уникальных ПЗУС, чтобы наилучшим образом соответствовать потребностям каждой скважины. Чтобы удовлетворить потребности операторов-подписчиков, компания MWCC расширяет портфель ПЗУС для обеспечения возможности бурения, особенно в резервуарах с углеводородами более высокого давления и температуры. Ассортимент ПЗУС рассчитан на давление от 680 до 1360 атм и температуру скважинного флюида от 121 до 204 °С. ПЗУС спроектированы для крепления на аварийной скважине в различных местах, таких как адаптер для морских райзеров, верхняя часть пре-вентора, непосредственно на устье скважины или на обсадной колонне скважины. Для достижения гибкости в подключении ПЗУС имеет множество разъемов, которые можно изменить в соответствии с уникальными потребностями аварии. Кроме того, компания MWCC располагает первым в отрасли инструментом для выпрямления устья скважины. Это оборудование работает как цепной домкрат, чтобы перевести поврежденное устье в более вертикальное положение для облегчения соединения с ПЗУС.

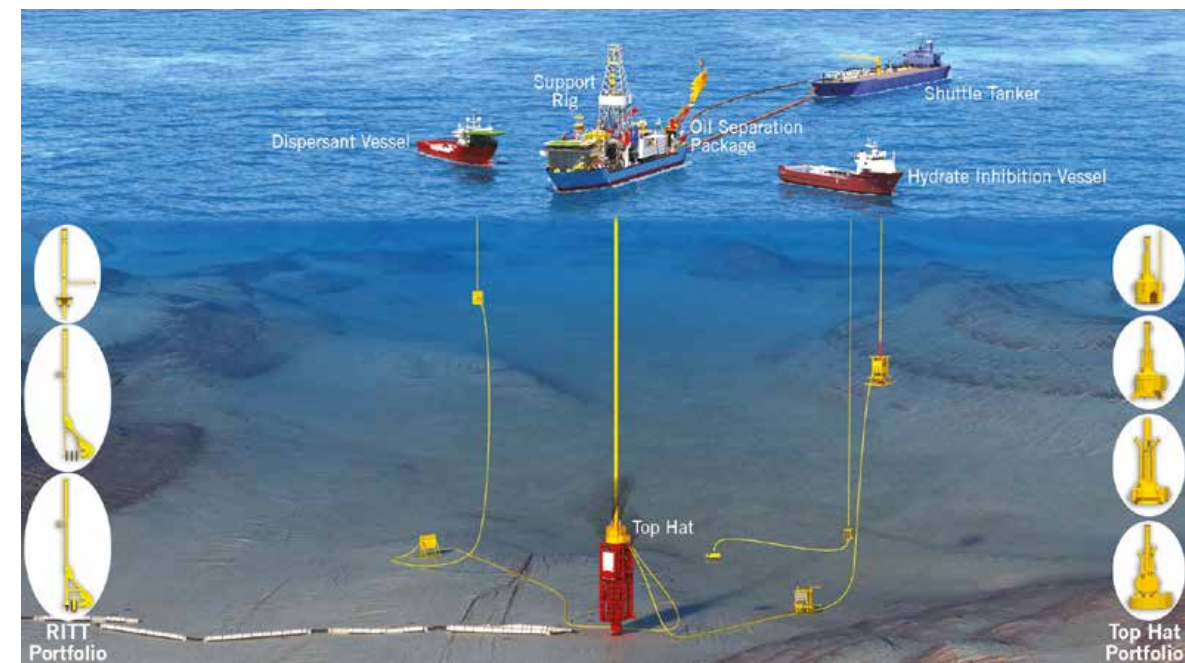


**Рисунок 3** – Схема установки подводной запорно-устьевой сборки (ПЗУС) на аварийную скважину [6]

**15K Capping Stack** – ПЗУС; **Dispersant Vessel** – судно обеспечения дисперсантом; **Capping Stack Installation Vessel** – судно установки ПЗУС; **Hydrate Inhibition Vessel** – судно с ингибитором гидратообразования  
(Перевод с англ. и пояснения автора)

**Временный сбор нефти.** В случае возникновения ситуации, когда скважину нельзя немедленно перекрыть с помощью ПЗУС, имеется оборудование для сбора, позволяющее свести к минимуму выброс скважинных

жидкостей в окружающую среду. Оборудование (верхние крышки и инструменты для установки райзеров, Riser Insertion Tube Tools – RITT) позволяет собирать до 15 000 баррелей в день (**рисунок 4**).



**Рисунок 4** – Оборудование для временного сбора скважинного флюида [6]

**Top Hat** – верхняя крышка; **Support Rig** – буровая установка; **Oil Separation Package** – пакет сепаратора нефти; **Shuttle Tanker** – челночный танкер; **Dispersant Vessel** – судно обеспечения диспергентом; **Hydrate Inhibition Vessel** – судно обеспечения ингибитором гидратообразования  
(Перевод с англ. и пояснения автора)



В портфолио есть пять разновидностей верхних крышек и три инструмента для подключения райзеров (RITT). Верхняя крышка в основном работает как воронка, располагаясь сверху на аварийной скважине, собирая нефть и направляя ее на буровую установку на поверхности для утилизации. RITT похож на соломинку, которую можно вставить внутрь сломанной трубы райзера, чтобы собрать и направить нефть на буровую установку для утилизации.

Пакет для сепарации нефти (Oil Separation Package) находится на буровой установке (Support Rig) для разделения и утилизации собранных скважинных жидкостей и позволяет перерабатывать до 15 000 баррелей нефти в день и сжигать до 50 млн стандартных кубических футов природного газа в день.

**Расширенный долговременный сбор нефти.** В ситуации, когда скважину невозможно перекрыть и требуется время, чтобы пробурить разгрузочную скважину, предлагается использовать расширенную систему для долговременного сбора нефти. Она адаптирована к конкретным требованиям объекта, включая глубину воды, ландшафт морского дна, дебит скважин, океанские течения. В этом сценарии также устанавливается ПЗУС, к которому подключается ряд гибких труб, которые направляют скважинные жидкости в модульное судно для сбора нефти (Modular Capture Vessel – MCV) (рисунок 5).

Глубоководное бурение в Мексиканском заливе США определяется как глубина воды от 150 до 3000 м. Это широкий диапазон, который требует, чтобы расширенная система сбора нефти была адаптируемой.

В случае аварии на глубине от 150 до 600 м используются райзеры с плавучей аркой, чтобы соединить ПЗУС с судами для сбора нефти. Конфигурация с плавучей аркой – это простое решение, которое использует плавучие конструкции, прикрепленные к гибким трубам райзера. На глубинах воды выше 600 м используется свободно стоящий райзер. Отдельно стоящий райзер представляет собой серию вертикальных труб, которые соединены и подвешены в воде с помощью гигантских банок плавучести.

Компания MWCC располагает двумя специализированными танкерами, называемыми модульными судами для сбора нефти MCV. Это стандартные нефтяные танкеры, адаптированные для улавливания и подготовки скважинных жидкостей. Каждое из судов MCV имеет возможность отделять нефть и сжигать природный газ. Отделенная вода, нефть и песок хранятся на MCV и могут быть выгружены в челночный танкер. В совокупности MCV способны улавливать до 100 000 баррелей нефти и сжигать до 200 млн стандартных кубических футов газа в сутки (MMSCFD).

Суда MCV оснащены функцией динамического позиционирования (DP2), которая позволяет им сохранять фиксированное положение без якорей. Могут быть размещены на расстоянии до мили от места происшествия, что уменьшает трафик реагирования непосредственно над участком скважины и повышает безопасность группы реагирования.

Под руководством Бюро по обеспечению безопасности и охране окружающей среды BSEE компания MWCC провела успешные испытания ПЗУС на де-

монстрационной скважине на глубине 2130 м. Затем ПЗУС был установлен в нужное положение и закреплен на демонстрационном устье скважины. Команда MWCC успешно продемонстрировала работу всех необходимых функций ПЗУС. Было подтверждено, что ПЗУС может выдерживать максимальное давление и контролировать аварийную скважину.

**Обсуждение**

Авария на месторождении Макондо дала большой импульс развитию и улучшению промышленной и экологической безопасности на континентальном шельфе США и других стран. Были проанализированы причины аварии, извлечены соответствующие уроки из этого печального опыта, разработаны меры по предупреждению и ограничению последствий подобных аварий, подготовлены и имплементированы как организационные, так и технико-технологические мероприятия.

В первую очередь следует отметить реформирование надзорной государственной структуры США, ответственной за контроль проведения работ на шельфе. Создано специальное государственное Бюро для надзора за промышленной и экологической безопасностью на шельфе, призванное не допустить повторения подобной аварии и катастрофического загрязнения нефтью. Со стороны Бюро усилены требования, предъявляемые как к оборудованию, так и к операторам и подрядчикам работ, разработана комплексная система управления безопасностью и охраной окружающей среды для континентального шельфа и на ее основе – соответствующая Программа, которую в законодательном порядке должны внедрить и использовать операторы и подрядчики. Со стороны нефтегазовой промышленности создан специальный отраслевой центр по безопасности на шельфе, помогающий и исполняющий решения государственного агентства. Созданы специальные компании, которые в случае аварии на подводной скважине компаний-операторов, подписанных на данную услугу, имеют все необходимое оборудование для ее быстрой изоляции, а также для откачки и сбора углеводородов. Разработана и внедрена одна из самых лучших систем по ликвидации последствий разлива нефти. Разработано и поддерживается в актуальном состоянии огромное количество нормативной документации, регламентирующей работы на шельфе, внедрено множество вещей, улучшающих безопасность, таких как аудит оборудования операторов, программа поиска и внедрения наилучших технологий для работ на шельфе с точки зрения безопасности, ведется и анализируется статистика по авариям и инцидентам, которая используется для анализа и внедрения улучшений в отрасль, происходит постоянный обмен опытом и наилучшими практиками между операторами и подрядчиками и т. д.

Как нам может помочь данный опыт? Хотя условия на шельфе Мексиканского залива существенно отличаются от условий российского шельфа, тем не менее принципы построения комплексной системы управ-

ления безопасностью и охраной окружающей среды одинаковы. Это должна быть согласованная работа государственных надзорных органов и операторов и подрядчиков на шельфе по трем направлениям: предупреждение (профилактика) аварий, недопущение разлива углеводородов путем интервенции и изоляции аварийного оборудования, эффективная ликвидация последствий разлива. При этом при увеличении объемов морской добычи углеводородов целесообразно поставить вопрос о создании единого государственного органа, ответственного за промышленную и экологическую безопасность на шельфе.

Важную роль также играет такой момент, как разработка и внедрение российской комплексной системы управления безопасностью и охраной окружающей среды на шельфе, основанной на нормативном документе наподобие API RP75, обосновывающем положения данной системы.

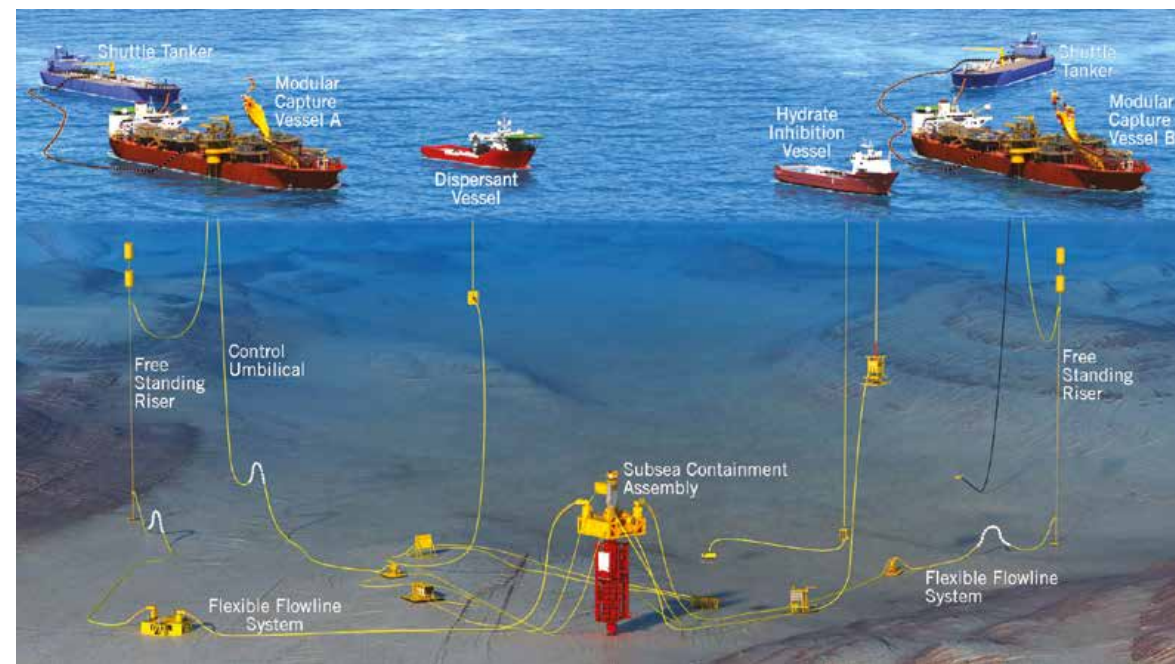
Для усиления работ по безопасности на российском шельфе целесообразно создание отраслевого центра безопасности по шельфу, как это сделано у американских коллег, в который должны войти основные операторы и подрядчики работ.

Необходимо также решить проблему, связанную с изоляцией аварийных подводных скважин, разработать соответствующую организационную структуру и при невозможности использования оборудования западных компаний создать собственное, чтобы оно всегда было наготове в случае неприятностей данного рода.

Целесообразно рассмотреть возможность улучшения аудита операторов и подрядчиков, работающих на шельфе. Как показал опыт Макондо, особенно внимательно надо относиться к выбору подрядчиков и постоянному контролю за их работами. В конце концов за аварию на шельфе отвечает оператор, в случае катастрофы с большим разливом нефтепродуктов речь идет о таких огромных выплатах, которые ни один подрядчик не сможет компенсировать. Кроме того, в силу определенной международной политической ситуации и сформировавшегося международно-экологического мировоззрения Российская Федерация не может позволить себе скандала с экологическим загрязнением шельфа, который может привести к коллапсу в отрасли. Поэтому именно оператор в первую очередь заинтересован в безаварийности работ подрядчика. А для этого необходимо внедрять культуру промышленной и экологической безопасности, чтобы у работников шельфа «в подкорке было записано» о недопустимости нарушения правил безопасности. Возможно, здесь надо обратиться к специалистам в области психологии, которые могут разработать методы, как закрепить понятие культуры безопасности в сознании работников.

**Заключение**

Методы ведения обычного бизнеса не подходят в случае добычи углеводородов на шельфе. Здесь нельзя ставить во главу угла получение максимально возможной прибыли в минимально короткое время



**Рисунок 5 –** Расширенный долговременный сбор нефти [6]

**Subsea Containment Assembly** – расширенный ПЗУС; **Modular Capture Vessel** – модульное судно для сбора нефти; **Shuttle Tanker** – челночный танкер; **Dispersant Vessel** – судно обеспечения дисперсантом; **Hydrate Inhibition Vessel** – судно обеспечения ингибитором гидратообразования; **Free Standing Riser** – отдельно стоящий райзер; **Control Umbilical** – управляющий шлангокабель; **Flexible Flowline System** – система гибких трубопроводов  
(Перевод с англ. и пояснения автора)



без должного учета вопросов промышленной безопасности. Опыт Макондо показал, что стремление к сокращению издержек, в частности времени на бурение, привело к пренебрежению вопросами промышленной

безопасности и затем к тяжелой аварии. Вопросы промышленной и экологической безопасности должны на деле, а не на словах занять первую позицию во всех проектах добычи углеводородов на шельфе.

### Список источников

1. The Deepwater Horizon accident: Causes, lessons learned and recommendations for the Norwegian petroleum activity. SINTEF A19148, May 2011.
2. Best Available and Safest Technologies (BAST) Determination Process, Bureau of Safety and Environmental Enforcement, Latest Revision Date November 16, 2015. URL: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/fact-sheet/bsee-bast-determination-process-final-november-2015.pdf>.
3. Improvements to offshore safety by industry and government American Petroleum Institute (API), April 2020. URL: <https://www.api.org/-/media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Exploration/Offshore/Improvements-to-Offshore-Safety-Report.pdf>.
4. API Recommended Practice 75, Recommended Practice for a Safety and Environmental Management System for Offshore Operations and Assets.
5. 2019 annual performance report, Center for Offshore Safety, September 2020. URL: [2019-COS-APR.pdf](https://www.centerforoffshoresafety.org/2019-COS-APR.pdf) (centerforoffshoresafety.org).
6. Marine Well Containment Company. Containment System. URL: <https://marinewellcontainment.com/resources-capabilities/containment-system/>.

### References

1. The Deepwater Horizon accident: Causes, lessons learned and recommendations for the Norwegian petroleum activity. SINTEF A19148, May 2011.
2. Best Available and Safest Technologies (BAST) Determination Process, Bureau of Safety and Environmental Enforcement, Latest Revision Date November 16, 2015. URL: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/fact-sheet/bsee-bast-determination-process-final-november-2015.pdf>.
3. Improvements to offshore safety by industry and government American Petroleum Institute (API), April 2020. URL: <https://www.api.org/-/media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Exploration/Offshore/Improvements-to-Offshore-Safety-Report.pdf>.
4. API Recommended Practice 75, Recommended Practice for a Safety and Environmental Management System for Offshore Operations and Assets.
5. 2019 annual performance report, Center for Offshore Safety, September 2020. URL: [2019-COS-APR.pdf](https://www.centerforoffshoresafety.org/2019-COS-APR.pdf) (centerforoffshoresafety.org).
6. Marine Well Containment Company. Containment System. URL: <https://marinewellcontainment.com/resources-capabilities/containment-system/>.

#### Информация об авторе

**Александр Георгиевич Гречко,**  
доктор технических наук, главный научный сотрудник

#### Information about the author

**Alexander G. Grechko,**  
doctor of technical sciences, chief scientific officer

Статья поступила в редакцию 15.06.2023; одобрена после рецензирования 19.09.2023; принята к публикации 19.09.2023.  
The article was submitted 15.06.2023; approved after reviewing 19.09.2023; accepted for publication 19.09.2023.

# Атлас нефти

*Иллюстрированная история поиска, разведки, добычи и использования нефти от эпохи правления императора Петра Великого до современности! История нефти, объединившая 10 регионов России!*

Стоимость издания:  
**4500 рублей экзemplяра;**  
**7500 рублей – экзemplяр в подарочной упаковке**



# Атлас газа

*Живая история природного газа – от первых находок и начала использования человеком до открытия уникальных месторождений и развития сложных технологий добычи! Артефакты из 7 стран СНГ, 26 регионов России, собранные воедино!*

**Подарочный набор «Атлас нефти» + «Атлас газа» - 12 000 рублей**

По вопросам приобретения –  
Анна Салыкина, тел. +7 (912) 514-42-95



## СОБЫТИЯ НАУЧНОЙ ЖИЗНИ

## НАУЧНЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



В Губкинском университете при поддержке Министерства энергетики РФ 11–15 сентября прошел **Международный форум «Нефть и газ – 2023»**, объединивший на своей площадке более 200 экспертов и свыше 1300 ученых, специалистов и обучающихся.

Одним из главных мероприятий форума стала стратегическая панельная сессия «Новые российские технологии мирового уровня в ТЭК». Ключевыми темами сессии стали вопросы развития системы образования новых кадров ТЭК страны в условиях отказа от болонской системы, новых технологий и глубокой цифровизации нефтегазовой отрасли и их влияния на отрасль, локализации технологий и производства в России высокотехнологичного оборудования нефтегазопромышленного сервиса, реализации экологических инициатив и внедрения комплексов альтернативных источников энергии, взаимодействия компаний с высшими и средними учебными заведениями. В рамках дискуссии было отмечено, что отечественные компании демонстрируют успешные результаты в локализации и производстве высокотехнологического оборудования в России и продолжают последовательно наращивать усилия в данном направлении.

В течение второго и третьего дня в рамках форума состоялась 77-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2023», на которой было представлено более 800 научных работ по 23 тематическим секциям. Авторы лучших работ были отмечены призами.

Проблемы развития и деятельности организаций нефтегазовой отрасли были подробно рассмотрены на полях форума в рамках XVI Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса». На девяти панельных сессиях были представлены темы разведки и освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти и газа, повышения эффективности добычи, транспорта и хранения углеводородов, импортонезависимости отечественной нефтегазовой отрасли, готовности отрасли к полномасштабной цифровизации, управления талантами, неопределенностей и возможностей мирового рынка энергоресурсов

и комплексной безопасности критически важной инфраструктуры.

Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых «**Трофимуксовские чтения – 2023**» состоялась 2–6 октября в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Конференция посвящена памяти «главного геолога Сибири» академика Андрея Алексеевича Трофимука – первооткрывателя трех крупнейших нефтегазоносных провинций мира: Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской. Именно по его инициативе в 1957 году был создан Институт геологии и геофизики СО АН СССР, с момента организации которого ведется летопись Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН и Института геологии и минералогии СО РАН.

Традиционно на «Трофимуксовских чтениях» молодые представители академических институтов, вузов и отраслевых компаний обмениваются результатами, идеями, мнениями, разработками и инициативами. В программе нынешней конференции – доклады исследователей, студентов и аспирантов из Новосибирска, Москвы, Санкт-Петербурга, Тюмени, Южно-Сахалинска, Сыктывкара, Якутска, Омска, Томска, Казани, Бугульмы и Уфы, а также из Ташкента (Узбекистан).

Всего на конференции прозвучало более 80 докладов, большая часть которых – молодых ученых. Доклады охватили все актуальные направления



наук о Земле: от региональной геологии и геофизических методов поиска и разведки месторождений углеводородов до математических методов и моделирования в геологии и экономики нефтегазовой отрасли.

## НАУЧНАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

**Водородная коррозия и жаропрочные сплавы.** Ученые Пермского политеха сообщают, что материалы на основе никеля имеют достаточно высокую стойкость к водороду как при обычных, так и при повы-



шенных температурах. Они изучили, как ведут себя монокристаллические никелевые сплавы под воздействием водородсодержащей атмосферы и высокой температуры.

В ходе работы исследовались четыре образца никелевого сплава, которые подвергались различным процессам гидрирования (насыщения водородом). Перед тем как образец сплава испытали водородом, политехники изучили его в чистом виде. Далее тестировали образцы при 850 °С в среде чистого аргонового газа, в среде с 35 % содержания аргона и 65 % водорода и, наконец, в среде 100 % водорода.

В ходе испытаний ученые выяснили, что водородсодержащие газы при высоких температурах приводят к образованию отложений различной структуры и состава на поверхности сплава. При низком содержании кислорода образуется плотный микроструктурный оксидный слой, богатый кобальтом и никелем. В атмосфере, содержащей 65 % водорода, на поверхности формируется слой с высоким содержанием алюминия в составе. При 100-процентной атмосфере водорода на поверхности сплава образуются наросты.

Ученые также провели термический анализ образцов. Так как при достижении температуры плавления происходит удаление водорода из сплава, то по измененной массе можно определить, сколько водорода принимает никелевый сплав при гидрировании. Образцы до и после испытаний нагревали до температуры 1600 °С со скоростью нагрева 20 °С/мин. Было выяснено, что количество поглощенного водорода составляет от 0,08 до 0,14 %, что является допустимым количеством газа в сплаве. Больше насыщение водородом может разрушительно влиять на материал.

Данные, полученные в ходе исследования, подтверждают оптимальность использования никелевых сплавов в водородосодержащей среде. Их применение в качестве основного материала или покрытия для газотурбинных установок перспективно и эффективно.

Ученые Пермского политеха исследовали, как нефтяные углеводороды влияют на «дыхание» загрязненных почв. Было изучено, как меняется скорость выделения углекислого газа почвой при попадании в нее нефтяных углеводородов (масла)

в разных концентрациях (10, 30, 50 и 100 г/кг) и в зависимости от длительности загрязнения. Скорость выделения углекислого газа из почвы определяли по методу, который основан на измерении количества выделяемого газа за один час.

Полученные результаты исследования показали, что при загрязнении почв нефтяными углеводородами активное образование углекислого газа меняется. За длительное время происходит перестройка почвенной экосистемы, позволяющая снижать концентрации загрязнения и увеличивать «дыхание» почвы. Работа является одним из этапов мероприятия по устранению экологического ущерба посредством восстановления и очистки почв, загрязненных и истощенных техногенными загрязнителями.

Ученые Томского политехнического университета разработали новый материал-накопитель на основе гидрида магния **для безопасного хранения водорода**. При его синтезе они впервые использовали металлоорганические каркасные структуры на основе хрома для улучшения свойств гидрида магния. Это позволило получить композит с улучшенными характеристиками, в числе которых более низкая температура выхода водорода.

Также ученые впервые изучили изменение дефектной структуры композита в процессе сорбции и десорбции водорода, что позволило оценить циклическую стабильность такого материала и установить фундаментальные основы влияния состава композита на его взаимодействие с водородом.

Научная группа геологов и геохимиков Тюменского индустриального университета работает над **усовершенствованием технологий по повышению нефтеотдачи** на любых типах месторождений, включая залежи в баженовской свите – крупнейшем в мире источнике «трудной» нефти. Исследования ведутся совместно с коллегами из Казанского федерального университета. Первые результаты уже есть: ученые с помощью низкочастотного излучения научились превращать тяжелую нефть в легкую.

Ученые провели опытно-промышленные испытания на реальных объектах, которые дали положительные результаты. Разработанную методику уже внедрили на Усть-Балыкском месторождении (ХМАО) предприятия «Юганскнефтегаз».

**Индукционный скважинный парогенератор**, разработанный в Уфимском государственном нефтяном техническом университете и позволяющий реализовывать процесс формирования пара непосредственно в зоне забоя скважины, вызвал интерес участников выставки TatOilExpo-2023.

УГНТУ представил наддолотный модуль для измерения силовых параметров бурового инструмента, индукционный скважинный парогене-



ратор, систему электрогидроимпульсного разряда для ГРП и программное обеспечение «Бурение наклонно-направленных скважин».

Использованием индукционного скважинного парогенератора можно значительно снизить потери тепла теплоносителя и обеспечить требуемое температурное воздействие на пласт – формирование пара в пласте сокращает время тепловой обработки пласта и ускоряет процесс добычи вязкой и битуминозной нефти.

## НАУКА И ПРОИЗВОДСТВО

**ИНХС РАН при поддержке Минобрнауки России** и под научно-методическим руководством Российской академии наук в кооперации с ведущими вузами, научными организациями и промышленными компаниями проводят исследования по широкому кругу направлений: от создания крупнотоннажных технологий переработки в области нефте- и газохимии и переработки возобновляемых ресурсов до малотоннажных продуктов (специальные присадки, полимеры и полимерные композиционные материалы, включая материалы для микроэлектроники и медицины, мембранные модули для разделения газов и жидкостей, феромоны, катализаторы).

1 сентября 2023 года делегация Минобрнауки посетила ИНХС РАН и ознакомилась с возможностями института по производству высокомаржинальной продукции: от лабораторных установок – к пилотным и опытно-промышленным установкам и научному сопровождению их промышленного внедрения.

**Губкинский университет и АО «ГЕОТЕК»** подписали соглашение о сотрудничестве в рамках Международного форума «Нефть и газ – 2023». Документ предполагает содействие при решении задач обеспечения комплексного геологического изучения недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ на основе передовых геологических, геофизических и геохимических технологий.

Стороны планируют совместно разрабатывать и модернизировать образовательные программы, направленные на повышение качества подготовки молодых специалистов, в том числе с возможностью прохождения ими производственной и преддипломной практики, а также дальнейшего трудоустройства выпускников в АО «ГЕОТЕК» и его дочерние компании. Стороны отметили необходимость развития материально-технической базы образовательной, научной и инновационной деятельности в целях решения наукоемких задач геологической отрасли.

Томский политехнический университет, Новосибирский государственный университет, Институт катализа им. Г. К. Борескова СО РАН, Казанский федеральный университет, Институт нефтегазовой



геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН и Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН вошли в **консорциум «Синхротронное излучение в нефтегазовых технологиях»** вместе с Центром коллективного пользования «Сибирский кольцевой источник фотонов» (СКИФ) и Научно-Техническим Центром «Газпром нефти».

Подписание соглашения прошло на площадке X Международного форума технологического развития «Технопром» в Новосибирске.

Стороны будут работать над организацией и проведением научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также образовательными программами и подготовкой кадров. В частности, участники консорциума будут работать над технологиями для повышения интенсивности добычи нефти, в том числе над созданием и внедрением технологий для добычи трудноизвлекаемой нефти.

## ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Новым индустриальным партнером **Тюменского индустриального университета стала Иркутская нефтяная компания** («ИНК-Капитал»). Студентам будет предоставлена возможность прохождения практики и стажировки в компании. Запланированы тематические конкурсы и гранты. «ИНК-Капитал» будет участвовать в развитии и модернизации учебной и материально-технической базы университета.

Сотрудники компании смогут стать слушателями тематических лекций от преподавателей вуза, проходить повышение квалификации, участвовать в практических мастер-классах, используя лабораторный комплекс ТИУ.

Пермский политех подписал соглашение о сотрудничестве с **автономным университетом Коауила (Мексика)**. Целью взаимодействия вузов является содействие сотрудничеству в научно-исследовательских проектах, академических и студенческих обменах.

В сфере взаимных интересов: обмен информацией об образовательных и исследовательских программах, учебными материалами, соответствующей литературой, организация краткосрочных программ повышения квалификации, семинаров, конференций или мастер-классов, приглашение профессоров, участие в исследовательских программах или тренингах, а также взаимнообмен студентами, аспирантами и докторантами.



# САХАПРОМЭКСПО

**НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА  
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО  
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ.**

**25 - 26 октября 2023 г.  
ЯКУТСК**

Организаторы:



**Выставочная компания  
Сибэкспосервис**  
г. Новосибирск



**Выставочная компания  
СахаЭкспоСервис**  
г. Якутск

**Тел: (383) 3356350**

**E-mail: vk ses@yandex.ru**

**www.ses.net.ru**



**АЛЕКСАНДР СЕРГЕЕВИЧ ОГАНОВ,  
ученый, педагог,  
общественный деятель  
09.03.1956 – 22.08.2023**



22 августа ушел из жизни выдающийся ученый, крупный специалист в области строительства высокотехнологичных скважин, доктор технических наук, профессор, действительный член РАЕН, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина Александр Сергеевич Оганов.

А. С. Оганов родился 9 марта 1956 года в Баку в семье ученого-нефтяника, доктора технических наук, профессора Сергея Аванесовича Оганова. Александр Сергеевич окончил среднюю школу с золотой медалью, затем с отличием – Азербайджанский институт нефтехимии имени М. Азизбекова по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Трудовой путь Александр Сергеевич начал в 1978 году с должности инженера-технолога морского управления буровых работ ВПО «Каспморнефтегазпром» Мингазпрома СССР.

С 1983 по 1999 год работал в НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ (Москва) старшим научным сотрудником, заведующим лабораторией наклонно- и горизонтального бурения.

В 1985 году защитил кандидатскую диссертацию «Гидравлические характеристики компоновок низа буровой колонны и мероприятия по снижению гидродинамического давления в скважине».



В результате огромного и плодотворного творческого труда, которым Александр Сергеевич занимался всю сознательную жизнь, он создал научно-методические основы технологии бурения горизонтальных и многозабойных скважин, разработал единый метод исследования ориентируемых и неориентируемых компоновок низа буровой колонны. Предложил новый способ двухканальной циркуляции в сверхглубоких скважинах и в направленных скважинах с большими отходами ствола от вертикали. Разработал научные основы восстановления бездействующих, малодебитных и обводненных скважин методом бурения бокового горизонтального ствола.

По инициативе и под научным руководством А. С. Оганова в 1993 году на Ен-Яхинской площади Уренгойского газоконденсатного месторождения осуществлено строительство первого в России горизонтального бокового ствола из эксплуатационной колонны скважины № 12130.

Впервые в Юго-Восточной Азии на нефтяном месторождении Белый Тигр на шельфе Вьетнама под руководством и при непосредственном участии Александра Сергеевича была пробурена высокодебитная горизонтальная скважина. Также впервые на этом же месторождении под его научным руководством восстановлена бездействующая скважина методом бурения бокового ствола.

В 1998 году А. С. Оганов защитил в ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ докторскую диссертацию «Научно-методические основы технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин».

Как научный руководитель межотраслевой комплексной программы «Горизонт» Александр Сергеевич внес огромный вклад в создание принципиально новых систем разработки месторождений нефти с помощью горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин.

В 1999 году он занял должность профессора, заместителя заведующего кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, а в 2010 году стал заведующим кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин.

С 2003 года Александр Сергеевич возглавлял общественную организацию «Ассоциация буровых подрядчиков», был главным редактором журнала «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков».

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина читал курсы лекций по подготовке магистрантов и дипломированных специалистов «Морские технические средства для бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин», «Технология строительства горизонтальных и многоствольных скважин на суше и море», «Бурение наклонных,

*С коллегами на кафедре освоения морских нефтегазовых месторождений, 2003 (А. С. Оганов справа)*



*На буровом судне, 2012*

горизонтальных и многозабойных скважин». Читал лекции по проблемам горизонтального бурения в Китае, Германии, Вьетнаме, Индии.

Александр Сергеевич подготовил сотни аспирантов, магистрантов и дипломированных специалистов. Его всегда отличало внимательное и доброжелательное отношение к своим ученикам.

Профессор А. С. Оганов являлся научным руководителем дополнительной программы профессиональной переподготовки «Морской буровой супервайзер» и «Специалист по морскому бурению», научным руководителем направления подготовки магистрантов «Строительство горизонтальных и многоствольных скважин на суше и море». Он автор около 200 опубликованных научных работ, в том числе монографий, учебников, учебных пособий, патентов и авторских свидетельств на изобретения. Соавтор более 10 нормативно-правовых документов нефтегазовой отрасли, в том числе «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

За большие достижения в нефтегазовой отрасли, науке и высшем образовании Александр Сергеевич Оганов был награжден Почетной грамотой



*Среди студентов, 2019*



Министерства топлива и энергетики РФ, медалью Министерства энергетики Республики Казахстан, Благодарностью Ростехнадзора РФ. Он являлся лауреатом премии имени академика И. М. Губкина, лауреатом премии имени Н. К. Байбакова. Удостоен званий «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный нефтяник», «Почетный разведчик недр РФ», «Почетный работник образования и науки РФ».

В рамках общественной деятельности выполнял работу председателя секции «Охрана недр и недропользование» НТС Росприроднадзора, был членом Общественного совета Ростехнадзора, членом бюро секции «Безопасность объектов нефтегазового комплекса» НТС РТН, членом технического комитета по стандартизации «Нефтяная и газовая промышленность», членом НТС ПАО «Газпром» секции «Строительство скважин», являлся членом редакций многих научно-технических журналов.

А. С. Оганов руководил работой диссертационного совета по защите докторских и кандидатских диссертаций на базе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

Нам, кто работал или общался с ним, импонировал его характер – спокойный, уравновешенный, доброжелательный. Он всегда создавал деловую, рабочую атмосферу в коллективах, где трудился, учитывал мнения своих соратников и коллег, поддерживал любые начинания, полезные для нашего общего дела – укрепления и развития нефтегазовой отрасли России.

Мы навсегда сохраним память об Александре Сергеевиче в наших сердцах.

*Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*



*В эфире радиостанции «Маяк», 2020*



# БЛИЖАЙШИЕ МЕРОПРИЯТИЯ. 2023

## ОКТАБРЬ

- 18–20** VI Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа» под эгидой Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля, Москва, ИПНГ
- 18–20** XVII Всероссийская конференция «Нефтегазстандарт», Волгоград, РСПП/TK023
- 23–25** 3-я международная конференция «ПроГРРесс'23. Геологоразведка как бизнес», Сочи, «Геомодель»
- 24–25** Технологический форум по петрофизике, геомеханике, лабораторным исследованиям керна и пластовых флюидов, Тюмень, ТННЦ
- 24–26** 21-я Международная выставка газобаллонного, газозаправочного оборудования и техники на газомоторном топливе GasSuf 2023, Москва, MVK
- 24–26** 22-я Международная выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, приводов и двигателей PCVExpo, Москва, MVK
- 25–26** Межрегиональная специализированная выставка «СахаПромЭкспо. Недра Якутии. Спецтехника. Экология. Энерго. Связь. Безопасность», Якутск, СахаЭкспоСервис/Сибэкспосервис
- 26** XVII конференция «Нефтегазовый сервис в России» («Нефтегазсервис-2023»), Москва, «Московские нефтегазовые конференции»
- 26–27** Международная конференция по развитию водородной энергетики IH2CON (International Hydrogen Conference), Санкт-Петербург, «Национальный нефтегазовый форум»
- 26–27** XXV Всероссийский конгресс «Государственное регулирование недропользования», Москва, АСЭР
- 27** XVI конференция «Подряды на нефтегазовом шельфе» («Нефтегазшельф-2023»), Москва, «Московские нефтегазовые конференции»
- 30** VI Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов», Омск, ОмГТУ
- 31** Научно-практическая конференция «Развитие нефтегазоперерабатывающих производств и перспективные технологии переработки углеводородного сырья», Санкт-Петербург, ПМГФ, «Научный журнал Российского газового общества» / «Газпром переработка»
- 31 октября – 2 ноября** Российский нефтегазовый технический конгресс, Москва, РНТК
- 31 октября – 3 ноября** XII Петербургский международный газовый форум, Санкт-Петербург, «Экспофорум»

## НОЯБРЬ

- 2** Научно-практическая конференция «Перспективы развития технологий разделения газов с использованием российских мембран», Санкт-Петербург, ПМГФ, «Научный журнал Российского газового общества» / «Газпром проектирование»
- 2–3** Всероссийская научно-практическая конференция (с международным участием) «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей», посвященная памяти Ю. А. Спиридонова, Ухта, УГТУ

- 2–3** XIII Всероссийское совещание «Проблемы геологии нефти и газа», Москва, ВНИГНИ
- 7–8** III Всероссийская научно-практическая конференция «Сжиженный природный газ: проблемы и перспективы», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина
- 7–8** Международная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового океана», Тюмень, Тюменский индустриальный университет
- 8–10** XIII Международная конференция молодых ученых по нефтехимии «Современные проблемы газохимии», Москва, Институт нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН
- 13–17** Всероссийская конференция с международным участием «II Лавёровские чтения – Арктика: актуальные проблемы и вызовы», Архангельск
- 14** Конференция, посвященная 25-летию кафедры «Освоение морских нефтегазовых месторождений», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина
- 15–17** XI научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов ООО «Газпром трансгаз Томск», Томск
- 16–17** Международная учебно-научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт – 2023», Уфа, УГНТИ
- 16–17** Международная научно-практическая конференция «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче», Тюмень, ТИУ
- 20–24** 9-й Всероссийский форум недропользователей, 16-я Всероссийская конференция «Недропользование в России: государственное регулирование и практика», Москва, «ПравоТЭК»
- 21–23** XXVII научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири», Ханты-Мансийск, НАЦРН им. В. И. Шпильмана
- 23–24** Конференция «Промышленная безопасность и охрана труда в ТЭК», Москва, Национальный нефтегазовый форум
- 23–24** Всероссийская научно-практическая конференция «Управление устойчивым развитием топливно-энергетического комплекса», Ухта, УГТУ
- 24** VII Международная конференция «Рынок нефтепродуктов России и СНГ», Москва, RPI
- 24** Всероссийская конференция «Передовые технологии нефтегазовой отрасли», Тюмень, ТИУ
- 26 ноября – 1 декабря** Конференция Центра компетенций НТИ «Водород как основа низкоуглеродной экономики», Шерегеш, Институт катализа им. Г. К. Борескова СО РАН
- 29** Международная научно-практическая конференция «Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе», Тюмень, ТИУ
- 30** XVI Международная научно-практическая конференция «Актуальные задачи нефтегазохимического комплекса», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина

## ДЕКАБРЬ

- 6–8** Международный научно-технический конгресс студенческого отделения Общества инженеров нефтегазовой промышленности – SPE «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс», Тюмень, ТИУ
- 13–15** VIII Международная конференция «Экологическая безопасность в топливно-энергетическом комплексе» («ЭкоТЭК-2023»), Москва, «Газпром ВНИИГАЗ»
- 14–15** 21-й Международный форум «Газ России 2023», Москва, Российское газовое общество
- 22** Национальная с международным участием научно-практическая конференция студентов, аспирантов, ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе», Тюмень, ТИУ





**31 октября 2023**

**10:00 - 18:00**

Научно-практическая конференция

**«РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»**



**1 ноября 2023**

**14:00 - 18:00**

Круглый стол

**«ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»**

Сессия I

**«ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ СОЦИАЛЬНО ОРИЕНТИРОВАННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ»**

Сессия II

**«ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПЕРЕУСТРОЙСТВА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ИХ ВЗАИМНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ С КРУПНЫМИ ИНФРАСТРУКТУРНЫМИ ПРОЕКТАМИ»**



**2 ноября 2023**

**10:00 - 18:00**

Научно-практическая конференция

**«ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РОССИЙСКИХ МЕМБРАН»**

**11:00 - 13:00**

Круглый стол

**«РАЗВИТИЕ КОНКУРЕНТНОГО ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ ГАЗА»**

**14:00 - 16:00**

Круглый стол

**«УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ЧЕРЕЗ ДАТА-ЦЕНТРЫ»**

**14:00 - 16:00**

Круглый стол

**«ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОСМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ»**



**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ**  
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



**Организаторы конференции:**

**Участники конференции:**

*Ведущие российские компании по переработке углеводородного сырья, научно-исследовательские институты, проектные и инжиниринговые организации, поставщики катализаторов, адсорбентов и реагентов для химической промышленности, производители технологического оборудования, разработчики компьютерного программного обеспечения и университеты.*

- инновационные технологии газо- и нефтепереработки
- подготовка газохимического сырья
- развитие рынка российской углеводородной продукции
- цифровая трансформация
- адаптация компаний к работе в новых условиях
- производство новых видов продукции
- перепрофилирование процессов
- сокращение затрат

**31 октября 2023**

**Научно-практическая конференция**

**РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

**31 ОКТЯБРЯ -  
3 НОЯБРЯ  
2023**



**XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ**

**По вопросам участия  
для делегатов форума:**

[paronkin@gazo.ru](mailto:paronkin@gazo.ru)



31 ОКТЯБРЯ -  
3 НОЯБРЯ  
2023



ХII ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

 2 ноября 2023

Научно-практическая конференция

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РОССИЙСКИХ МЕМБРАН

*Мембранные технологии выделения целевых компонентов из природного газа и подготовки жидких сред.*

*Производство отечественных мембранных элементов.*

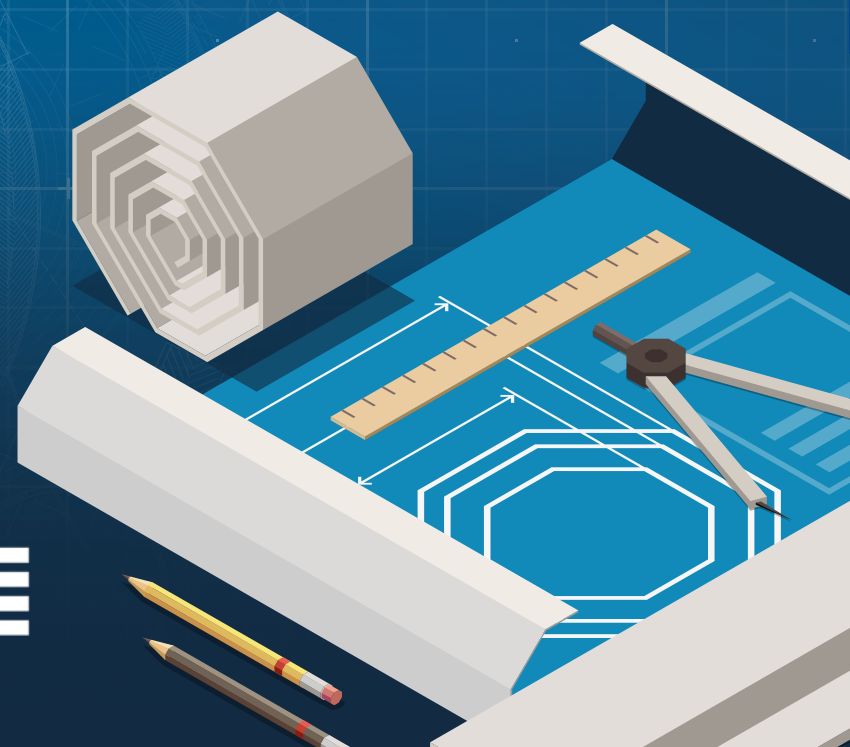
По вопросам участия  
для делегатов форума:

[paronkin@gazo.ru](mailto:paronkin@gazo.ru)

Организаторы конференции:



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ  
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



# 31 ОКТЯБРЯ - 3 НОЯБРЯ 2023



## ХII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



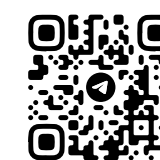
ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОННЫЙ  
ПАРТНЕР

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

## ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1  
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

18+



@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ  
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ  
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ  
РАНЬШЕ ВСЕХ!

[GAS-FORUM.RU](http://GAS-FORUM.RU)





# XXI Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2023

Российское Газовое Общество



500+  
УЧАСТНИКОВ



ДЕКАБРЬ 2023



RADISSON COLLECTION  
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума

## ТРАНСФОРМАЦИЯ И НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ

Организатор мероприятия:



Российское Газовое Общество

При поддержке:



Комитет Государственной Думы  
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ  
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ  
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЕРТИКАЛЬ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

По вопросам участия:

E-mail: [verara@gazo.ru](mailto:verara@gazo.ru) / [journal@gazo.ru](mailto:journal@gazo.ru) (для СМИ)  
Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

[WWW.GAZO.RU](http://WWW.GAZO.RU)

