



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

6, 18 ГЕОЛОГИЯ:

- Охотское море
- Южное Предуралье

32 ГДИС с высокочувствительным манометром при добыче газа из рыхлых пород

42 Обводненные газовые скважины Новая гидродинамическая модель

48 ТРИЗ, налоги и интеллектуальные системы О технико-экономической оценке доразработки месторождения

56, 66 ПЕРЕРАБОТКА УВС:

- Каталитический пиролиз бутановой фракции
- Экологически чистое дизтопливо

74 Качество и количество СПГ Измерения и вычисления на терминалах

86 ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ обработки данных видеомониторинга опасных объектов НГК



www.gazo.ru



4(40) 2023



Российское
Газовое
Общество



СОЮЗ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

- Beijing Ray Power Environmental Protection Technology Co, Ltd. (Китай)
CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)
Houpu Clean Energy Co., Ltd
«ROSTEC MENA» Компания свободной экономической зоны
Sulzer Chemtech AG
Wickr d.o.o. (Сербия)
Администрация муниципального образования город Новый Уренгой
Администрация муниципального образования Надымский район
«АК-БУР Сервис» ООО
«Альфа Транс Альянс» ООО
Амурский филиал «Чайна Петролиум Инжиниринг энд Констракшн Корпорэйшн»
«А-ПРО» Адвокатское бюро Москва
«АУ «Правосознание» СРО СОЮЗ
«Ачимгаз» АО
«БООС ЛАЙТНИНГ ГРУПП» ООО Международная светотехническая корпорация
«Винтерсхалл Дэа Раша ГмбХ» Представительство
«Водпроектстрой» ООО
«Восточно-Арктическая Нефтегазовая Корпорация» ООО
«Газовый вектор» ООО
«Газпром автоматизация» ООО
«Газпром газомоторное топливо» ООО
«Газпром газораспределение Белгород» АО
«Газпром газораспределение Брянск» АО
«Газпром газораспределение Владимир» АО
«Газпром газораспределение Волгоград» ООО
«Газпром газораспределение Вологда» АО
«Газпром газораспределение Калуга» АО
«Газпром газораспределение Кострома» АО
«Газпром газораспределение Краснодар» АО
«Газпром газораспределение Ленинградская область» АО
«Газпром газораспределение Липецк» АО
«Газпром газораспределение Москва» ООО
«Газпром газораспределение Нижний Новгород» ПАО
«Газпром газораспределение Оренбург» АО
«Газпром газораспределение Ростов-на-Дону» ПАО
«Газпром газораспределение Смоленск» АО
«Газпром газораспределение Ставрополь» АО
«Газпром газораспределение Тамбов» АО
«Газпром газораспределение Тверь» АО
«Газпром газораспределение Тула» АО
- «Газпром газораспределение Уфа» ПАО
«Газпром газораспределение» АО
«Газпром добыча Краснодар» ООО
«Газпром добыча Надым» ООО
«Газпром добыча Ноябрьск» ООО
«Газпром добыча Оренбург» ООО
«Газпром добыча Уренгой» ООО
«Газпром добыча Ямбург» ООО
«Газпром межрегионгаз Белгород» ООО
«Газпром межрегионгаз Брянск» ООО
«Газпром межрегионгаз Владимир» ООО
«Газпром межрегионгаз Волгоград» ООО
«Газпром межрегионгаз Казань» АО
«Газпром межрегионгаз Калуга» ООО
«Газпром межрегионгаз Кемерово» ООО
«Газпром межрегионгаз Краснодар» ООО
«Газпром межрегионгаз Липецк» ООО
«Газпром межрегионгаз Москва» ООО
«Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» АО
«Газпром межрегионгаз Новосибирск» ООО
«Газпром межрегионгаз Рязань» ООО
«Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» ООО
«Газпром межрегионгаз Тверь» ООО
«Газпром межрегионгаз Тула» ООО
«Газпром межрегионгаз Уфа» ООО
«Газпром межрегионгаз Ухта» ООО
«Газпром межрегионгаз» ООО
«Газпром нефть шельф» ООО
«Газпром нефть» ПАО
«Газпром переработка» ООО
«Газпром трансгаз Волгоград» ООО
«Газпром трансгаз Екатеринбург» ООО
«Газпром трансгаз Казань» ООО
«Газпром трансгаз Краснодар» ООО
«Газпром трансгаз Москва» ООО
«Газпром трансгаз Нижний Новгород» ООО
«Газпром трансгаз Самара» ООО
«Газпром трансгаз Саратов» ООО
«Газпром трансгаз Ставрополь» ООО
«Газпром трансгаз Сургут» ООО
«Газпром трансгаз Томск» ООО
«Газпром трансгаз Уфа» ООО
«Газпром трансгаз Ухта» ООО
«Газпром трансгаз Югорск» ООО
«Газпром экспорт» ООО
«ГАЗПРОМ» ПАО
«Газхолодтехника» ООО
«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
«Мосгаз» АО
«Мособлгаз» АО
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» ООО
«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциации организаций в области газомоторного топлива
«НД» ООО
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО
«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО
«ОМВ Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия) Представительство
«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Премиум Энерджи» ООО
«РАО Энергетические системы Востока» АО
«РаритЭК Холдинг» АО
«РНГ Газ» ООО
«Росгеология» АО
«Российское энергетическое агентство» ФГБУ
«РОТЕК» АО
«Русройсгаз» ООО
«Рэд Энерджи» ООО
«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО
«Саратовгаз» АО
«Союз участников отраслей внешнеэкономической деятельности» Автономная НКО
«СОХО» ООО
«Средневожская газовая компания» ООО
«ССПЭБ» ООО
«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО
«СтройНафтаСервис-М» ТОО
«Сургутнефтегаз» ПАО
«Т Плюс Инвест» ООО
«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО
«Трансгаз» ООО
«ТРИО-СЕРВИС» ООО
«УК «Битривер» ООО
«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство
«Химмаш-Аппарат» ООО
«Центрэнергохолдинг» ПАО
«Эгида» ООО
«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО
«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
- **Чертес Константин Львович**, д.т.н., профессор, профессор кафедры Самарского государственного технического университета, г. Самара
- **Якушев Владимир Станиславович**, д.г.-м.н., профессор кафедры Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва

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

Специальности:

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

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ) и доступен на платформе www.elibrary.ru
Импакт-фактор журнала в РИНЦ: двухлетний – 0,518, пятилетний – 0,300
DOI-prefix журнала: 10.55557
ISSN 2412-6497

Журнал издается с 2014 года
Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68557 от 31.01.2017

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

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

Выпускающая редакция
✉ journal@gazo.ru
Шеф-редактор
Петрова Наталья Витальевна
Научный редактор
Паронькин Владимир Павлович
Подписано в печать: 23.08.2023

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ

- 6 В. Ю. Керимов, А. К. Шатыров**
Особенности распространения коллекторов и прогноз нефтегазовых объектов на шельфе Охотского моря
- 18 К. О. Соборнов**
Строение и нефтегазоносный потенциал Южного Предуралья

ГЕОФИЗИКА

- 32 Р. А. Мингараев, Д. Н. Гуляев, А. С. Наумов, А. Н. Никонорова, К. В. Коваленко, О. М. Пономаренко**
Оптимизация режимов работы газовых скважин на основе многоцикловых газодинамических исследований с помощью высокочувствительного манометра

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 42 О. В. Николаев, А. А. Плосков, И. В. Стоноженко, В. Г. Васильев, А. В. Соломахин**
Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин
- 48 Ю. Г. Богаткина, О. Н. Сарданашвили**
Применение интеллектуальной автоматизированной системы на примере технико-экономической оценки эффективности доработки Мусюршорского месторождения

ПЕРЕРАБОТКА

- 56 О. Н. Каратун, Т. А. Лаврентьева**
Каталитический пиролиз бутановой фракции в присутствии пентасилсодержащих катализаторов
- 66 Т. А. Маммадова, Ш. Я. Айдынова, З. М. Алиева, А. М. Микаилова**
Получение экологически чистого дизельного топлива на основе деароматизированной дизельной фракции и биодобавок

НЕФТЕГАЗОХИМИЯ

- 74 А. Г. Гречко**
Определение качества и количества сжиженного природного газа на зарубежных приемных терминалах

ПРАВО

- 86 Ю. И. Захарова, Д. Ю. Захаров, А. В. Пискунов**
Правовые вопросы применения систем видеонаблюдения на опасных производственных объектах в аспекте обработки персональных данных

СОБЫТИЯ

- 92** События научной жизни

«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.

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

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

Scientific areas:

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

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

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

DOI-prefix of the journal: 10.55557

ISSN 2412-6497

Published since 2014

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

The founder and the publisher:

The Union of Oil and Gas Industry Organizations "Russian Gas Society"

Phone: +7 (495) 660-55-80. E-mail: rgo@gazo.ru

Postal address:

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

Editorial office

✉ journal@gazo.ru

Managing editor

Natalya V. Petrova

Science editor

Vladimir P. Paronkin

Issued to print: 23.08.2023

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 **V. Yu. Kerimov, A. K. Shatyrov**
Peculiarities of reservoir distribution and forecast of oil and gas objects on the shelf of the sea of Okhotsk
- 18 **K. O. Sobornov**
Structure and petroleum potential of the South Uralian foothills

GEOPHYSICS

- 32 **R. A. Mingaraev, D. N. Gulyaev, A. S. Naumov, A. N. Nikonorova, K. V. Kovalenko, O. M. Ponomarenko**
Gas wells drawdown optimization based on multi-rate well-tests via a highly sensitive pressure gauge

FIELD DEVELOPMENT

- 42 **O. V. Nikolaev, A. A. Ploskov, I. V. Stonozhenko, V. G. Vasiliev, A. V. Solomakhin**
New methodology for hydrodynamic modeling of flooded gas wells
48
- 48 **Yu. G. Bogatkina, O. N. Sardanashvili**
Application of an intelligent automated system on the example of a technical and economic assessment of the efficiency of further development of the Musyurshorskoye field

REFINING AND PROCESSING

- 56 **O. N. Karatun, T. A. Lavrentyeva**
Catalytic pyrolysis of butane fraction in the presence of pentasylcontaining catalysts
- 66 **T. A. Mammadova, Sh. Ya. Aydinova, Z. M. Alieva, A. M. Mikailova**
Obtaining environmentally friendly diesel fuel based on dearomatized diesel fraction and bioadditives

PETROCHEMICAL TECHNOLOGIES

- 74 **A. G. Grechko**
Determination of the quality and quantity of liquefied natural gas at foreign receiving terminals

LAW

- 86 **Yu. I. Zakharova, D. Yu. Zakharov, A. V. Piskunov**
Legal issues of the use of video surveillance systems at hazardous production facilities in the aspect of personal data processing

EVENTS

- 92 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. № 4(40). С. 6–17

Научная статья
УДК 550.8.013
EDN GQOQLW

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

Вагиф Юнусович Керимов¹, Анар Камандарович Шатыров²

^{1,2}Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

¹kerimovvy@mngri.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

²anar.shatyrov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Аннотация. Широкое распространение в Охотоморском регионе нетрадиционных силицитовых объектов для поиска скоплений углеводородов приводит к необходимости разрабатывать и совершенствовать методики их выделения с помощью сейсмических методов, в основу которых ложится комплексное изучение вопроса формирования таких потенциальных резервуаров.

Приведены результаты изучения условий формирования турбидитовых отложений на шельфе Охотского моря, выявлены основные закономерности их распространения, определены поисковые признаки для комплексной интерпретации сейсмических данных. С учетом результатов исследования даны рекомендации для проведения дальнейших ГРП на объекты турбидитового типа.

Проанализированы характеристики и особенности распространения коллекторов Присахалинского шельфа. Сделаны выводы, что коллекторы с наиболее высокими ФЕС приурочены к кровле вторых рециклитов I пласта, где отложения представлены песчаниками среднезернистыми и фациально интерпретируются как баровые отложения (или отложения прибрежных валов). Вниз по разрезу с увеличением глинистости отложений уменьшается зернистость песчаников и улучшается сортировка обломочного материала. Коллекторы II пласта приурочены как к баровым, так и к потоковым фациям, а в интервале III пласта отмечаются фации пляжных отмелей и потоковые со слабой гидродинамикой.

Ключевые слова: Охотское море, Присахалинский шельф, глинистость, зернистость, сортировка, гидродинамика, турбидиты, турбидитовые резервуары, силицитовые резервуары

Для цитирования: Керимов В. Ю., Шатыров А. К. Особенности распространения коллекторов и прогноз нефтегазовых объектов на шельфе Охотского моря // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 6–17. EDN GQOQLW.

© Керимов В. Ю., Шатыров А. К., 2023

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

PECULIARITIES OF RESERVOIR DISTRIBUTION AND FORECAST OF OIL AND GAS OBJECTS ON THE SHELF OF THE SEA OF OKHOTSK

Vagif Yu. Kerimov, Anar K. Shatyrov

^{1,2}Sergo Ordzhonikidze Russian state geological exploration university, Moscow, Russia

¹kerimovvy@mgri.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

²anar.shatyrov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Abstract. The widespread use of unconventional silicite objects in the Okhotsk Sea region to search for hydrocarbon accumulations leads to the need to develop and improve methods for their isolation using seismic methods, which is based on a comprehensive study of the formation of such potential reservoirs.

The results of studying the conditions of formation of turbidite deposits on the shelf of the Sea of Okhotsk are presented, the main patterns of their distribution are revealed, search signs for the complex interpretation of seismic data are determined. Taking into account the results of the study, recommendations are given for further exploration for turbidite-type facilities.

The characteristics and features of the distribution of reservoirs of the Prisakhalinsky shelf are analyzed. It is concluded that the reservoirs with the highest FEZ are confined to the roof of the second recylites of the I formation, where the deposits are represented by medium-grained sandstones and facially interpreted as bar deposits (or deposits of coastal shafts). Down the section, with an increase in the clay content of sediments, the granularity of sandstones decreases and the sorting of detrital material improves. Reservoirs of the II formation are confined to both bar and stream facies, and in the interval of the III formation, facies of beach shoals and stream facies with weak hydrodynamics are noted.

Keywords: the sea of Okhotsk, the Prisakhalinsky shelf, clay, granularity, sorting, hydrodynamics, turbidites, turbidite reservoirs, silicite reservoirs

For citation: Kerimov V. Yu., Shatyrov A. K. Peculiarities of reservoir distribution and forecast of oil and gas objects on the shelf of the sea of Okhotsk. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):6-17. (In Russ.). EDN GQOQLW.

.....

Введение

Силицитовые резервуары, связанные с кремнистыми органогенными отложениями, составленными из панцирей ископаемых диатомей, приурочены к более глубоким областям палеоморя, ниже континентального склона, и образованы в условиях относительно медленного и плавного накопления глинистых отложений. Последующая перекристаллизация органогенного кремнезема под воздействием горного дав-

ления и температур приводит к образованию сложенных силикатами трещиноватых пористых слоев или пропластков, которые считаются важными потенциальными аккумуляторами углеводородов благодаря своей широкой распространенности по площади акватории.

Турбидитовые отложения, связанные с мутьевыми потоками на палеоконтинентальных склонах, важные с точки зрения потенциальных резервуаров углево-

дорогов отложения конусов выноса этих потоков – «лопасти», а также склоновые оползневые тела связаны с клиноформными структурами напластования. В поле отраженных сейсмических волн турбидитовые отложения могут ассоциироваться с клиноформным строением разреза.

Прогноз нефтегазовых объектов силицитового типа

Характерной для Охотоморского региона группой силицитовых отложений являются яшмовые формации, к которым относятся толщи, сложенные красными, зелеными яшмами, яшмовидными кремнистыми туфами с прослоями терригенных пород и подчиненными линзами известняков или же чередованием мощных пачек яшм с диабазами, базальтовыми порфиритами, граувакковыми песчаниками и кварцитами. Яшмовые формации широко распространены среди палеозойских толщ Камчатки, Сахалина и шельфа Охотского моря. Яшмовые формации формируются, как правило, в глубоководной обстановке, но возможно образование этих отложений на небольшой глубине и в связи с вулканическими процессами.

В процессе интерпретации сейсмических разрезов геофизиками ЦГЭ выделялись отражения, не имеющие четкой стратиграфической привязки, секущие первичные напластования пород (подобно физической границе), что наиболее ярко проявляется на крыльях антиклинальных структур. Такие границы связаны с изменением физических параметров пород, обусловленных изменением минеральной формы кремнезема, и соответствуют границам фазового перехода одной формы кремнезема в другую, более устойчивую [2].

На эталонных участках в результате интерпретации были выделены два таких сейсмических горизонта. Верхний горизонт, вероятно, соответствует

границе фазового перехода «опал А–СТ», возникновение которой обусловлено изменением физических параметров пород в связи с преобразованием формы кремнезема опал А (диатомит) в опал А–СТ (опоки, опоквидные породы). Сейсмический горизонт, связанный с этой границей, картируется на эталонных участках в соответствии со схемой, изображенной на **рисунке 1**.

Что касается нижележащего сейсмического горизонта такого типа, вероятно, он соответствует фазовой границе «опал СТ–КВАРЦ». На сейсмических разрезах эта граница отождествляется с серией ярких амплитудных всплесков типа «яркого пятна», которые относятся к границе, чье возникновение обусловлено преобразованием минеральной формы кремнезема опала СТ в кварц. Схема распространения фазовой границы «опал СТ–КВАРЦ» на эталонных участках изображена на рисунке 1.

В результате выполненного динамического анализа сейсмических записей (AVO-анализа) было сделано предположение о связи амплитудных аномалий с газонасыщением трещиноватого коллектора силицитовых отложений. Такого рода силицитовые объекты выделяются на профилях Магаданского и Камчатского участков шельфа Охотского моря [3].

Предположение о газонасыщенности коллекторов выделенных объектов подтверждается наличием коротких динамически выраженных амплитудных «всплесков» («ярких пятен»), вероятно связанных с очагами и каналами вертикальной миграции газа. Наличие таких «ярких пятен» позволяет предположить заполнение прогнозируемых силицитовых резервуаров газом, которое происходило при транзите газа по вертикальным каналам [1].

Подтвердить гипотезу о газонасыщении трещиноватого коллектора силицитовых резервуаров для выделенных объектов помогло проведение AVO-анализа.

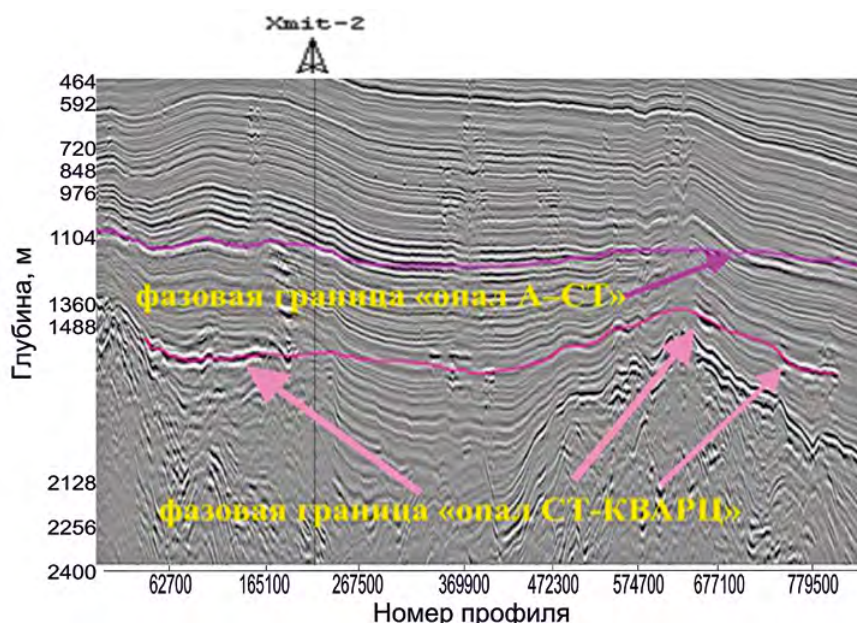


Рисунок 1 – Схема распространения фазовых границ «опал А–СТ» и «опал СТ–КВАРЦ»

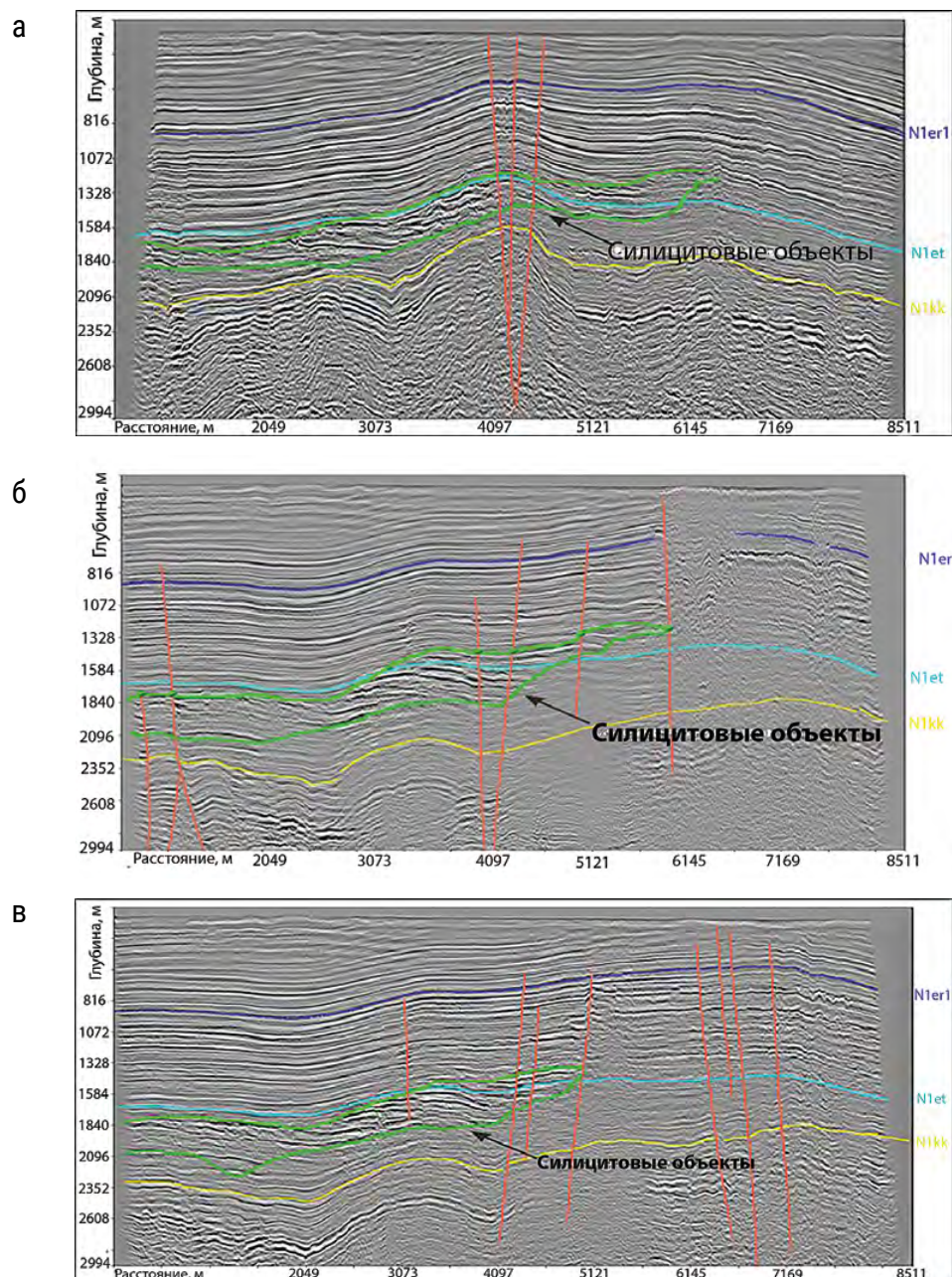


Рисунок 2 – Примеры силицитовых объектов на сейсмических профилях (а, б, в)

Было изучено шесть AVO-аномалий 3-го класса, приуроченных к фазовой границе «опал СТ–КВАРЦ». Результаты выполнения AVO-анализа позволили связать эти аномалии с газонасыщенными трещиноватыми силицитовыми коллекторами [4].

К сожалению, ни на одном из выделенных перспективных нефтегазовых объектов не проводилось поисково-разведочное бурение: например, скважины Магаданская-1 и Хмитевская-2 находятся в непосредственной близости, но не пересекают перспективные нефтегазовые объекты [6].

Анализ связи полученных результатов показал, что фазовая граница «опал А–СТ» прослежена практически на всех эталонных профилях Магаданского и в ряде профилей Западно-Камчатского и Северо-Сахалинского участков шельфа Охотского моря. Фазовая

граница «опал СТ–КВАРЦ» выделена лишь в пределах Магаданского прогиба и во впадине ТИНРО. Все перспективные на нефть и газ силицитовые объекты также выявлены в пределах этих структурных элементов.

Это, вероятно, связано с тем, что в пределах Магаданского прогиба и впадины ТИНРО силицитовые породы участвуют в строении пород осадочного комплекса для большего стратиграфического интервала геологического разреза начиная с эоцена – нижнего олигоцена, в то время как на других эталонных участках они развиты в основном начиная с позднего олигоцена и имеют значительно меньшую мощность [5].

На ряде профилей в северной части Западно-Камчатского участка шельфа была прослежена граница, подобная границе фазового перехода «опал А–СТ». В результате анализа на сейсмических разрезах были

выделены локальные зоны ярких «амплитудных всплесков», подобные выделенным на эталонных участках. Контуры таких аномальных зон секут первичные напластования пород подобно тому, как граница фазового перехода «опал А–СТ» сечет сейсмические горизонты, связанные с «нормально» залегающими литологическими границами осадочных пород. Такое поведение сейсмических границ является важнейшим критерием, позволившим рассматривать аномальные зоны в качестве потенциальных силицитовых объектов. Примеры выделенных в результате проведенного анализа сейсмических разрезов перспективных нефтегазовых объектов, вероятно связанных с силицитовыми резервуарами, на Западно-Камчатском участке шельфа Охотского моря приведены на **рисунке 2** на с. 9.

Вероятно, термобарические условия, необходимые для фазового перехода «опал СТ–КВАРЦ» силицитовых пород, оптимальны в пределах Магаданского прогиба и впадины ТИПРО. Катагенезу силицитов способствовал напряженный геотермический режим, особенно во впадине ТИПРО, а также существенную роль сыграл вертикальный конвективный теплоперенос в зонах тектонических нарушений. Тектоническая активность способствовала возникновению зон трещиноватости, которые являлись путями миграции углеводородов. Сформировавшиеся при этом аномалии несогласно залегают по отношению к строению вмещающей толщи горных пород [8].

Таким образом, выполненные исследования на эталонных участках шельфа Охотского моря показали, что на Магаданском и Западно-Камчатском участках перспективные на нефть и газ геологические объекты связаны с силицитовыми резервуарами. Нефтегазонасыщенность выделенных объектов подтверждают результаты AVO-анализа и наличие на сейсмических разрезах локальных зон ярких «амплитудных всплесков», вероятно связанных с очагами и каналами вертикальной миграции газа или газонасыщенных флюидов [16].

Следует отметить, что однозначное решение задач, связанных с поиском силицитовых объектов по материалам профильной сейсморазведки, весьма проблематично, так как данные объекты являются геологическими объектами неструктурного типа. Для успешного решения задачи поисков неструктурных ловушек необходимо проведение полноценной 3D-сейсмической съемки в пределах выделенных наиболее перспективных участков или результаты переобработки и переинтерпретации густой сети данных сейсмического 2D-профилирования на этих объектах [7].

Постановка высокоразрешенных 3D-съемок, последующая обработка данных с сохранением истинных амплитуд, выполнение глубинной миграции до суммирования и на завершающем этапе бурение поисково-разведочных скважин могут дать окончательный ответ о наличии и перспективности выделенных силицитовых резервуаров.

Выбор и обоснование комплекса методов и наиболее эффективных технологий обработки данных сейсморазведки для прогноза силицитовых резервуаров осадочного чехла на шельфе Охотского моря основаны

на анализе опыта применения сейсмических методов для изучения структурно-тектонического строения, литолого-стратиграфических характеристик и нефтегазонасыщенности Охотского моря, а также на результатах применения новых методов и приемов обработки данных сейсморазведки, представленных в последующих разделах настоящей статьи [14].

Проблема поиска месторождений углеводородов на шельфе Охотского моря в настоящее время заключается в необходимости совместного решения традиционных задач картирования структурных ловушек и новых задач поиска залежей углеводородов, связанных с силицитовыми резервуарами, что требует разработки и применения новых методов и приемов обработки сейсмической информации. Для успешного решения этой задачи необходимо изучение генезиса, геологического строения таких объектов и особенностей отображения их в сейсмическом волновом поле [15].

Прогноз нефтегазовых объектов турбидитового типа

На шельфе Охотского моря существуют благоприятные геоморфологические условия для формирования объектов турбидитового типа, а именно сочетание устойчивых крупных тектонических поднятий и глубоководных котловин. Особо благоприятные условия складываются в районах крупных палеодельт и палеоэстуариев, которые могут формировать с глубоководными конусами единую систему.

Наряду с дельтой палео-Амура можно наметить ряд участков, благоприятных для возникновения подобных систем. Одним из таких мест является зона выноса обломочного материала, связанная с деятельностью палео-Пенжины. Палеотектонические и палеогеографические реконструкции позволяют говорить о том, что на протяжении неогена ситуация была близка к современной [9].

Огромный объем обломочного материала выносился в узкую и мелководную (20–30 м) Пенжинскую губу. Конфигурация палеобереговой линии обеспечивала высокие приливы, близкие к современным, – до 14 м (второе место в мире). Это обусловило гидродинамику палеогубы – сильнейшие приливно-отливные течения. В связи с этим значительная часть выносимого обломочного материала могла транзитом поступать в район современного залива Шелихова, где в пределах центриклинального замыкания глубоководного прогиба Шелихова мог формироваться крупный конус выноса.

Важным поисковым признаком подобных объектов могут служить русла турбидитовых потоков, имеющие вид каналов или узких каньонов, для которых характерны малые поперечные размеры и сравнительно небольшая протяженность в пределах континентального палеосклона. Для уверенного обнаружения подобных локальных объектов требуется высокоразрешенное пространственное сейсмическое изображение – глубинный либо временной сейсмические кубы, которые могут быть получены по результатам сейсмической съемки 3D [11].

В южной части Присахалинского шельфа (Лунское, Кириновское и Венинское месторождения) залежи УВ

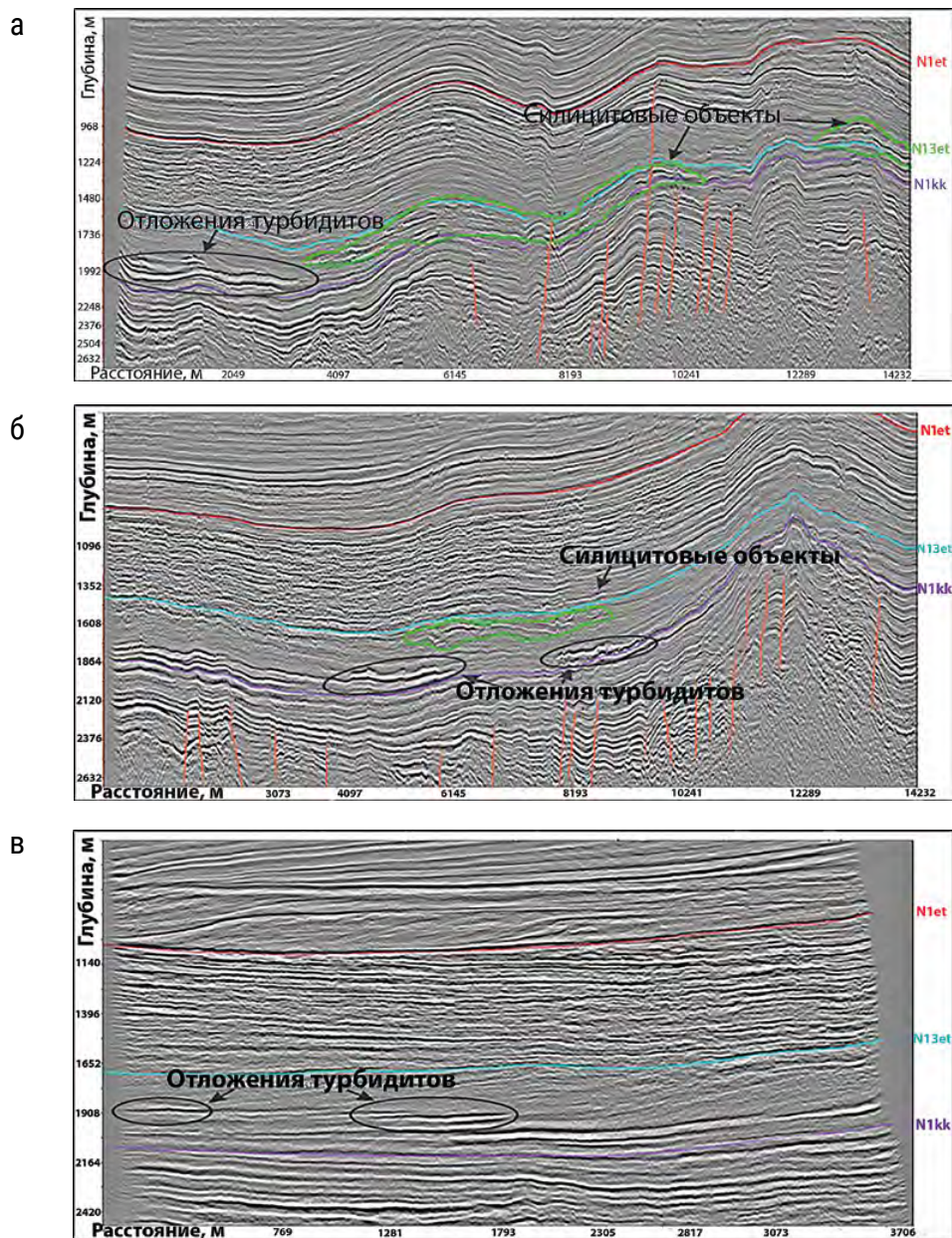


Рисунок 3 – Пример турбидитовых объектов на сейсмических профилях (а, б, в)

связаны с ниже-среднемиоценовым дагинским нефтегазоносным комплексом. Для дагинских отложений характерны фациальные замещения пород в восточном направлении при переходе прибрежно-морских (песчаных) образований в сравнительно глубоководные (глинистые). Это часто способствует формированию литологически ограниченных ловушек и залежей УВ. Литологический контроль залежей связан с резкой глинизацией и выклиниванием продуктивных пластов к востоку.

В связи с этим особое внимание при поисках турбидитовых резервуаров должно быть уделено Пенсепельскому поднятию, расположенному на траверсе мыс Тайгонос – устье реки Палана. Вторая система палеоделты и палеоэстуариев, которые могут формировать глубоководные конусы выноса, прогнозируется у северного побережья Охотского моря в районе Тауй-

ской губы. В пределах современной Кавинско-Тауйской системы впадин начиная с олигоцена существовала мощная речная система. В устьевой части на границе с Магаданской впадиной создавались благоприятные условия для формирования системы «дельта – глубоководный конус выноса» [10].

Развитие глубоководных конусов выноса предполагается также вдоль северного побережья Охотского моря на борту Магаданского и Кухтуйского прогибов, в зоне сочленения Центрально-Охотского поднятия и впадины ТИНРО, поднятия Академии Наук и Курильской котловины, на Западно-Камчатском участке шельфа и на борту впадины Дерюгина. Наличие на Западно-Камчатском участке шельфа наряду с силицитовыми объектами зоны перспективных на нефть и газ объектов турбидитового типа отмечается на профилях (**рисунок 3**), расположенных восточнее эталон-

ных участков, для которых выполнялась обработка данных сейсморазведки в рамках настоящих исследований.

В результате анализа сейсмического волнового поля на профилях 3012, 36026 и E00514021, расположенных на эталонных участках, были выделены зоны клиноформенного строения. В отличие от клиноформ регионального типа, на которых четко определяется шельф и его фондоформенная часть, выделенные на эталонных участках клиноформы, вероятно, образованы в результате заполнения локальных мульд временными потоками.

Для изучения внутренней структуры этих объектов и определения их перспективности необходимо выполнить дополнительные работы по профилям, направленным от береговой линии вглубь моря. На профилях такого направления появляется возможность изучить все составные части клиноформенного комплекса и выделить перспективные объекты в его фондоформенной части.

Основные перспективы обнаружения турбидитовых резервуаров в пределах эталонных участков, на которых выполнялась переобработка данных сейсморазведки, связаны с Западно-Камчатским участком шельфа. Для обнаружения объектов турбидитового типа наиболее перспективными являются участки, приуроченные к областям крупных палеотечений и конусов выноса, связанных с авандельтой палео-Кунжика.

Важнейшим результатом проведения сейсморазведочных работ и одновременно объектом исследования на перспективных участках шельфа Охотского моря является высокоразрешенное 3D-сейсмическое изображение изучаемой толщи осадочных пород – сейсмический куб, полученный с соблюдением условия сохранения амплитуд [12].

Особенности распространения коллекторов на Присахалинском шельфе

Осадочный чехол на Присахалинском шельфе представлен преимущественно терригенными песчано-глинистыми отложениями неогена и палеогена. В отдельных разрезах Присахалинского шельфа встречаются прослой углей. Палеоген имеет сокращенную мощность и расчленен на мачигарский горизонт, перекрывающий фундамент, и даехуринский горизонт, который является одним из основных нефтегазоматеринских горизонтов в изучаемом регионе. Палеоген представлен неравномерным прослаиванием гравелитов, песчаников и аргиллитов, неоген – чередованием глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников.

В северной части Присахалинского шельфа все залежи УВ на открытых месторождениях (Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское и Чайвинское) сосредоточены в отложениях нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубине от 1100 до 2900 м. Месторождения многопластовые (10–15 пластов).

Верхнемиоценовые отложения накапливались за счет мощных дельтовых систем, сформированных реками, стекавшими с возвышенностей Азиатского материка. Существуют благоприятные условия формирования литологических и структурно-литологических ловушек в дельтовых отложениях палео-Тумнина, палео-Амура и палео-Амгуни. Концептуальная модель осадконакопления приведена на рисунке 4. В южной части Присахалинского шельфа (Лунское, Киринское и Венинское месторождения) залежи УВ связаны с нижне-среднемиоценовым дагинским нефтегазоносным комплексом. Для дагинских отложений характерны фациальные замещения пород в восточном направлении при переходе прибрежно-морских (песчанистых) обра-

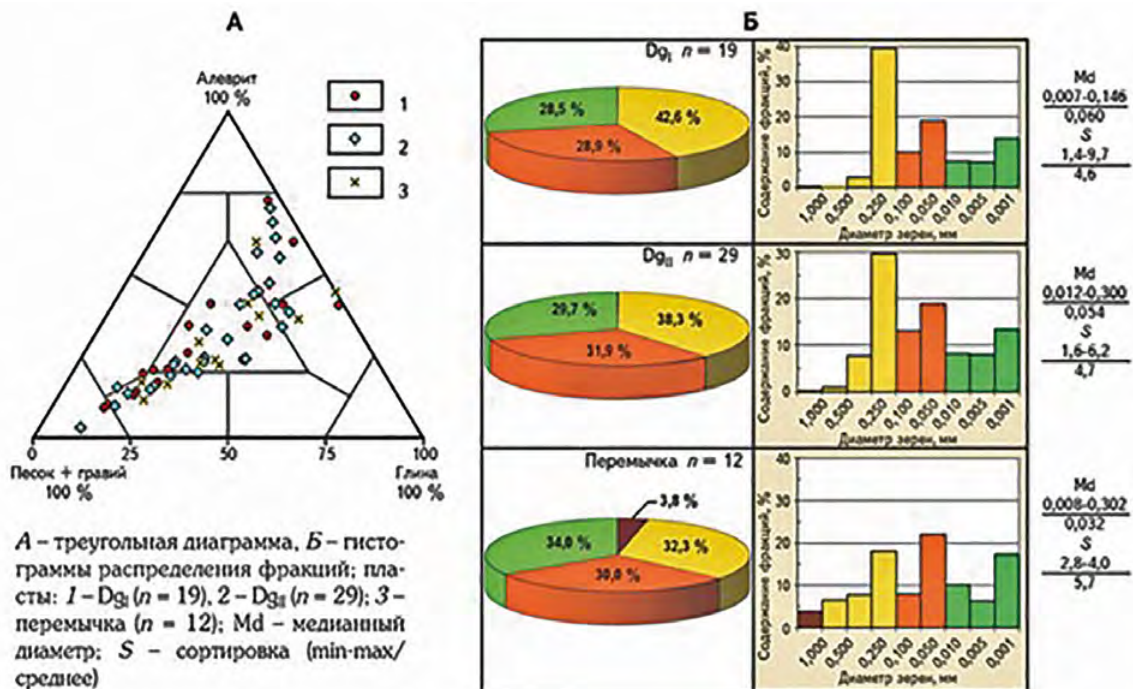


Рисунок 4 – Гранулометрическая характеристика пород дагинского горизонта (скважина Южно-Киринская-6) (по данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015)

зований в сравнительно глубоководные (глинистые). Это часто способствует формированию литологически ограниченных ловушек и залежей УВ. Литологический контроль залежей связан с резкой глинизацией и выклиниванием продуктивных пластов к востоку.

Формирование отложений дагинского продуктивного горизонта обеспечило как высокие эффективные толщины и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, так и довольно высокую степень литофациальной неоднородности резервуаров.

Как установлено многочисленными исследованиями по Присахалинскому шельфу, осадконакоплению верхнедагинских отложений соответствует время предельно низкого стояния уровня моря. Как следствие, их формирование проходило в разнообразных (континентальной, шельфовой и морской) обстановках осадконакопления, что выразилось в пестроте фациального облика осадков. Мощность уйнинско-нижедагинских отложений в районе уменьшается в восточном направлении. Формирование этого комплекса связано с трактом низкого стояния уровня моря.

Определяющим моментом фациального изменения неогеновых отложений от континентальных до глубоководных является заполнение глубоководного морского бассейна выносами продвигающейся на восток крупной дельты палео-Амура. По мере проградационного заполнения бассейна мощным потоком осадков происходило последовательное смещение всех фациальных зон к востоку. Положение паралической и прибрежно-морской зон, где формировалась осадочная последовательность, наиболее благоприятная для формирования резервуаров, определяет и приуроченность основных ресурсов УВ. Этим же вызвана отчетливая площадная зональность в стратиграфической приуроченности запасов нефти и газа и омоложение с юго-запада на северо-восток главного этажа нефтегазоносности. Выделенные выше по типам разреза районы характеризуются также определенной стратиграфической приуроченностью нефти и газа. Для Пограничного, Дагинско-Астрахановского, Охинского, Одоптинского районов характерны, соответственно, следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): даехуриинско-уйнинский, дагинский, окобыкайский, нутовский.

Отмеченные нефтегазоносные комплексы, за исключением даехуриинско-уйнинского, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин преимущественно прибрежно-морского генезиса, в Дагинско-Астрахановском районе в составе НГК широко развиты паралические угленосные толщи. Очень характерен даехуриинско-уйнинский НГК. Его нижняя (даехуриинская) часть сложена глинисто-кремнистыми породами и силицитами. В трещинно-поровых коллекторах этого НГК – пиленгской и борской свитах Пограничного района – известно пока одно (Окружное) месторождение.

В пределах Киринского ЛУ было открыто два месторождения УВ: Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное и Мынгинское газоконденсатное. Южно-Кириновское месторождение, расположенное в восточной части Киринского ЛУ, в дагинское время относилось к фронтальной зоне дельты, где существовали обстановки ба-

рового волнового поля, пляжа и предфронтальной зоны пляжа (верхняя сублитораль) с преобладанием песчаных осадков. К востоку от площади месторождения располагался внешний шельф, где рассматриваемые отложения представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми, алевролитами и глинами, встречаются плотные прослои песчаников с карбонатным цементом.

Для дельтовых отложений типичны литофациальная изменчивость осадков и трансгрессивно-регрессивная цикличность, обусловленная относительными колебаниями уровня моря, что требует использования для расчленения и корреляции продуктивных отложений приемов секвенс-стратиграфии с выделением трансгрессивных и регрессивных фаз, этапов проградации (выдвижения) и агградации (стабилизации) песчаных конусов выноса, трактов высокого и низкого стояний моря.

Глинистые осадки трансгрессивной фазы характеризуются высокими значениями ГК и низкими сопротивлениями, по мере уменьшения глубины моря увеличивается количество песчаного материала, улучшаются коллекторские свойства пород, в продуктивной части разреза увеличивается сопротивление и растет газонасыщенность пластов. В ряде скважин в кровле пластов I и II отмечено наличие слаболитифицированных «субколлекторов» проницаемостью до 1000 мД. По данным гранулометрического анализа, продуктивные пласты I и II дагинского горизонта (скважина 5) сложены мелкозернистыми алевролитовыми песчаниками и песчанистыми алевролитами (рисунок 4). Средневзвешенное содержание песчаной фракции для пласта I – 35 %, II – 53 %, алевролитовой – 36 и 20 %, глинистой – 28 и 25 % соответственно. В составе песка резко преобладает мелкозернистая фракция (в среднем 90 % общего содержания песчаной фракции). В алевролитовой фракции содержание крупнозернистых и мелкозернистых частиц примерно одинаковое – 20 и 18 %. В глинистой фракции доминируют частицы тонкодисперстной размерности – 11–13 %. Медианный размер зерен составляет 0,08–0,35 мм, сортировка обломочного материала низкая – 4,2–4,4. Песчано-алевритоглинистая перемычка, разделяющая пласты I и II, содержит маломощные прослои сильно глинистых паттумных пород с неколлекторскими фильтрационно-емкостными свойствами.

Пласт I по площади Южно-Кириновского месторождения выдержан, его вскрытая скважинами толщина изменяется с запада на восток от 51 до 78 м. В восточном направлении наблюдаются увеличение доли пропластков неколлекторов в разрезе и уменьшение песчаности. Песчаные коллекторы пласта I обладают хорошими ФЕС, причем расчетные значения коэффициента пористости по данным ГИС хорошо согласуются с данными лабораторных исследований керны и изменяются от 15,0 % (граничное значение коллектор – неколлектор) до 26,7 %, средневзвешенное по толщине значение составляет 22 %. Проницаемость варьирует от 1 до 1000 мД (суперколлекторы), среднее значение – около 70 мД. Пласт II выклинивается в восточном направлении, его толщина изменяется от 0 до 30 м. Песчаные коллекторы пласта II имеют близкие фильтра-

ционно-емкостные свойства с вышележащим пластом, средневзвешенные значения коэффициента пористости по блокам практически не меняются и составляют 21–22 %. Наблюдается небольшое уменьшение средних значений пористости по скважинам – от 24 % в скважине 6 до 20 % в скважинах 1, 7.

Эффективные мощности коллекторов, определенные по ГИС, изменяются от 70 до 140 м в различных блоках месторождения. Оценка емкостных параметров коллекторов Южно-Киринского месторождения основывалась на прямых определениях пористости и проницаемости по керну и результатах интерпретации комплекса ГИС Schlumberger.

Значения средневзвешенной пористости продуктивных пластов по месторождению близки между собой и составляют в среднем 21–23 %. Проницаемость, определенная по керну, изменяется от $35 \cdot 10^{-4}$ до $214 \cdot 10^{-4}$ мкм², проницаемость по ГИС с учетом глинистых включений несколько меньше.

Количественная оценка емкостных параметров коллекторов проводилась по комплексу ГИС 3D Schlumberger в открытом стволе и исследованиям LWD в процессе бурения. Комплекс методов включал гамма-каротаж (интегральный и спектральный), собственную поляризацию, кавернометрию-профилеметрию,

многозондовую электрометрию, нейтронный, акустический, гамма-гамма литоплотностной, спектральный нейтронный каротаж, термометрию, газовый каротаж и инклинометрию. Качество материалов ГИС хорошее, что в большинстве случаев подтверждается формой кривых и воспроизводимостью в интервалах перекрытия. На основе структурной обработки данных производились контроль качества, снижение помех, а также восполнение недостающей информации.

В отложениях дагинского горизонта Киринского месторождения попытки определить зависимость принадлежности к определенному типу литологии и коллекторских свойств были проведены специалистами ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Было отмечено, что породы различных литотипов характеризуются в целом едиными зависимостями между ФЕС. Анализ показывает, что при существующей тенденции к уменьшению проницаемости пород при изменении литотипов от мелко-среднезернистых слабоглинистых песчаников до алевролитов глинисто-песчаных отмечается дублирование литотипов в классах и даже в группах.

Проведенная классификация в большей степени иллюстрирует зависимость ФЕС пород между собой, глинистостью и структурой порового пространства (рисунок 5). С увеличением содержания глинистого цемента

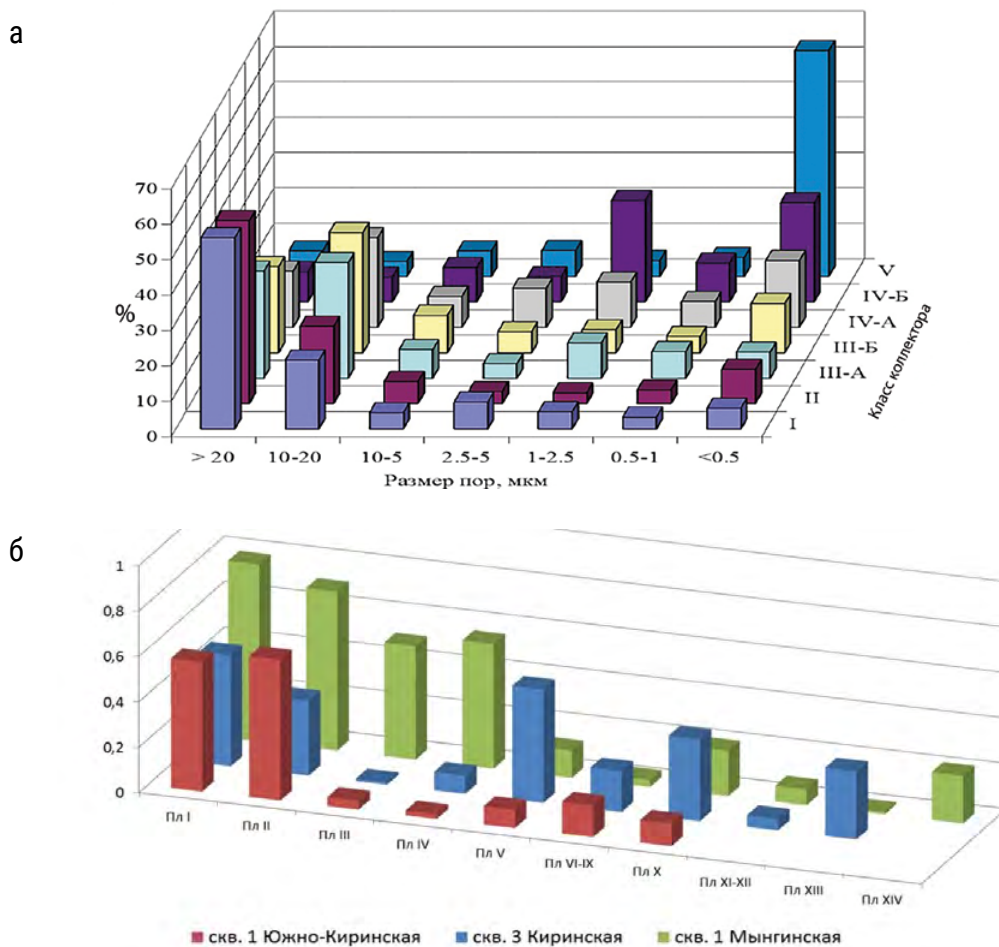


Рисунок 5 – Распределение фильтрующих пор по размерам для различных классов коллектора (а) (по данным ООО «РН-СахалинНИПИморнефть») и изменение коэффициента песчаности пластов дагинского горизонта с глубиной в скважинах Киринского ЛУ(б)

и уменьшением размера зерен усложняется структура порового пространства и ухудшаются коллекторские свойства.

По результатам сейсмических исследований в пределах Аяшского ЛУ максимальная мощность комплекса отмечается в наиболее погруженной юго-западной части (до 1500 м). В своде Дагинской антиклинальной зоны седиментация в уйниско-дагинское время не происходила. В пределах Аяшской структуры мощность комплекса изменяется от 0 до 300 м соответственно.

В модели Аяшского ЛУ нутовский горизонт подразделен всего на четыре независимых слоя. Каждый из этих слоев поделен на несколько подслоев с чередованием фациальных условий высокого и низкого стояния уровня моря. Таким образом, нутовский горизонт представлен в виде чередования крупнозернистой и мелкозернистой фракций осадков с восемью циклами. При этом на соседней Аркутун-Дагинской площади выделено более 20 циклов. Нам представляется, что нет необходимости моделировать отдельно каждый пласт, так как модель в восемь циклов [13].

Восточно-Одоптинский ЛУ расположен в северо-восточной части Присахалинского шельфа. Стратификация геологического разреза района выполнена предшественниками на основании результатов диатомового анализа (верхняя часть разреза плиоцен-верхнемиоценового возраста) и по комплексу фораминифер в изученном бурением разрезе неогена и частично олигоцена.

Обсуждение

По особенностям геологического строения месторождения Восточно-Одоптинского ЛУ относятся к сложным, многопластовым, характеризующимся наличием зон литологических замещений, разрывных нарушений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств пластов. Залежи нефти и газа относятся к классу структурных, к группе антиклинальных структур, подгруппе пластовых, пересеченных или экранированных разрывными нарушениями, зонами литологического замещения и выклинивания пород-коллекторов. Для того чтобы понять, как ФЕС продуктивных коллекторов Восточно-Одоптинского ЛУ связаны с фациальной характеристикой разреза, рассмотрим пример Пильтун-Астохского месторождения. Здесь определим фации отложений пласта XXIS, вскрытого некоторыми скважинами и предполагаемого по геолого-геофизическим данным, с применением вышеописанной методики фациальной интерпретации, которую мы использовали для оценки фаций Южно-Кириного и Южно-Аяшского месторождений. Модель Восточно-Одоптинского ЛУ (по сравнению с региональной) имеет деление слоев на подслои. Благодаря этому удалось более подробно представить характер фациальных замещений в нутовском горизонте. А именно показать многопластовость горизонта и проградацию вверх на восток лито-фациальных зон.

Анализ мирового опыта поисков и разведки месторождений нефти и газа в турбидитовых и силицитовых резервуарах позволяет сделать следующие выводы:

1. Поиск и разведка месторождений нефти и газа в турбидитовых и силицитовых резервуарах связаны с переходом от решения традиционных задач поисков и картирования структурных ловушек к задачам поиска перспективных неструктурных ловушек.

2. Главной особенностью специализированной обработки сейсмической информации является получение временных и глубинных сейсмических разрезов с сохранением истинных амплитуд в широком частотном диапазоне. Выбранный граф (состав и порядок) процедур переобработки первичных сейсмических материалов должен обеспечивать в переобработанных сейсмических записях максимальную разрешенность с хорошей прослеживаемостью сейсмических горизонтов, улучшение динамической выразительности, повышение соотношения сигнал/помеха.

3. На участках предположительного развития нетрадиционных турбидитовых и силицитовых резервуаров необходима специализированная переобработка и переинтерпретация геолого-геофизической информации с применением наиболее эффективных технологий прогноза нефтегазовых резервуаров различного типа, нацеленных специально на выявление турбидитовых и силицитовых коллекторов.

4. Должны быть усовершенствованы методы картирования фаций и ловушек сложной формы и их комбинаций. Новые методики должны основываться на теоретических положениях, критериях и признаках, сформулированных на основе исследований особенностей и «фирменных» признаков процессов образования турбидитовых и силицитовых резервуаров, миграции и аккумуляции УВ в них. Наиболее оптимально производить их картирование комплексом геофизических методов.

5. Необходим комплекс геолого-геофизических исследований для построения седиментационных моделей осадочного чехла шельфа и прогноза нефтегазоносности коллекторов с акцентом на нетрадиционные – турбидитовые и силицитовые.

Приведенные результаты анализа особенностей генезиса силицитовых и турбидитовых отложений, структурно-тектонического строения, литолого-стратиграфических характеристик и нефтегазоносности турбидитовых и силицитовых резервуаров шельфа Охотского моря показывают их существенное отличие от традиционных ловушек углеводородов, для поисков и разведки которых в настоящее время успешно используются традиционные методы сейсморазведки. Для решения задачи поисков неструктурных ловушек, к которым относятся турбидитовые и силицитовые резервуары, необходимо проведение полноценной 3D-сейсмической съемки. Возможно, с привлечением ее многоазимутальной разновидности.

Выводы

В результате литофациального анализа были сделаны следующие выводы:

1. Анализ смены сейсмofаций показал увеличение глинизации отложений и сокращение мощности пластов в восточном направлении Кириного ЛУ.

2. В пределах Киринского и Южно-Киринского месторождений развиты коллекторы с высокими ФЕС, на Мынгинском участке отмечается относительное ухудшение ФЕС и уменьшение эффективной мощности коллекторов.

3. Формирование элементарных циклитов, в состав которых входят продуктивные пласты скважин Киринского ЛУ, происходило на регрессионном этапе, что соответствует рециклитам (возрастание грубости зерна от подошвы к кровле). В пласте I во всех скважинах региона выделено по три рециклита. В пласте II на Киринском ГКМ выделено по два рециклита. На Южно-Киринском и Мынгинском месторождениях пласт II включает в себя только один рециклит. В пластах III и IV во всех скважинах выделено по два рециклита.

4. Вниз по разрезу во всех скважинах отмечается глинизация отложений. При этом по результатам анализа минералогического состава происходит увеличе-

ние содержания полевых шпатов в отложениях. Кварцевые граувакки, явившиеся результатом размыва кварцевых порфиритов и кремнистых пород, сменяются вниз по разрезу полевошпат-кварцевыми граувакками средней части и кварц-полевошпатовыми граувакками низов разреза, явившимися результатом размыва образований гранитов, андезитов и сланцев.

5. Коллекторы с наиболее высокими ФЕС приурочены к кровле вторых рециклитов I пласта, где отложения представлены песчаниками среднезернистыми, и фациально интерпретируются как баровые отложения (или отложения прибрежных валов). Вниз по разрезу с увеличением глинистости отложений уменьшается зернистость песчаников и улучшается сортировка обломочного материала. Коллекторы II пласта приурочены как к баровым, так и к потоковым фациям, а в интервале III пласта отмечаются фации пляжных отмелей и потоковые со слабой гидродинамикой.

Список источников

1. Бондарев А. В. Термодинамический режим и генерация УВ в осадочной толще Большехетской впадины // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 2. С. 15.
2. Гулиев И. С., Керимов В. Ю., Мустаев Р. Н. Фундаментальные проблемы нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна // ДАН. 2016. Т. 471, № 1. С. 62–65.
3. Изосов Л. А., Мельников Н. Г. О чешуйчато-покровных структурах Западного Приморья // Тихоокеан. геол. 1988. № 6. С. 47–53.
4. Керимов В. Ю., Лавренова Е. А., Круглякова М. В., Горбунов А. А. Перспективы нефтегазоносности п-ова Крым и западного побережья Азовского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. № 9. С. 66–70.
5. Керимов В. Ю., Мустаев Р. Н., Серикова У. С., Лавренова Е. А., Круглякова М. В. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на территории п-ова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 56–60.
6. Керимов В. Ю., Осипов А. В., Лавренова Е. А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов в пределах юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С. 33–35.
7. Монакова А. С., Осипов А. В. Условия формирования и перспективы поисков залежей нефти и газа в зоне передовых складок западного склона Южного Урала // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2015. № 1. С. 17–26.
8. Керимов В. Ю., Хоштария В. Н., Бондарев А. В., Сизиков Е. А. Очаги генерации углеводородов в Присахалинском шельфе Охотского моря // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2016. № 2(283). С. 5–15.
9. Серикова У. С. Мировая история освоения ресурсов нефти и газа в морских акваториях // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 9. С. 13–16.
10. Сизиков Е. А. Основные этапы геодинамической эволюции кайнозойского осадочного чехла северо-восточной части Присахалинского шельфа // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2016. № 3(284). С. 83–93.
11. Харахинов В. В., Кононов В. Э., Мавринский Ю. С., Терещенков А. А., Тронов Ю. А. Тектоника о. Сахалин и прилегающего шельфа // Тектоника Сибири. Т. IX. Новосибирск: Наука, 1980. С. 90–94.
12. Шилов Г. Я., Александров Б. Л., Бондарев А. В., Беляев С. В. Особенности распространения АВПОД в разрезах Большехетской впадины и Средне-Мессояхского вала // Нефть, газ и бизнес. 2012. № 8. С. 37–40.
13. Kerimov V. Yu., Rachinsky M. Z. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs // Scrivener Publishing Wiley. USA, 2015. 613 p.
14. Lapidus A. L., Kerimov V. Y., Mustaev R. N., Salikhova I. M., Zhagfarov F. G. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. Solid Fuel Chemistry, 52(6), 2019, p. 344–355.
15. Курамшин Р. М., Осипов А. В., Серов С. Г. Классификация углеводородов. Итоги первого года реализации // «Геомодель 2017» – 19-я научно-практическая конференция по геологоразведке и разработке нефтегазовых месторождений, Геленджик, Россия, 11–14 сентября 2017 г.

References

1. Bondarev A. V. Thermodynamic regime and generation of hydrocarbons in the sedimentary thickness of the Bolshekhetskaya depression // Theoretical foundations and technologies of oil and gas prospecting and exploration. 2012. No. 2. P. 15. (In Russ.).
2. Gulev I. S., Kerimov V. V., Mustaev R. N. Electromagnetic problems of the nonstationary Caspian basin // DAN. 2016. Vol. 471, No. 1. P. 62–65. (In Russ.).
3. Izosov L. A., Melnikov N. G. On the scaly-covering structures of Western Primorye // Pacific. geol. 1988. No. 6. P. 47–53. (In Russ.).
4. Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Kruglyakova M. V., Gorbunov A. A. Prospects of oil and gas potential of the peninsula of Crimea and the western coast of the Sea of Azov // Oil economy. 2014. No. 9. P. 66–70. (In Russ.).
5. Kerimov V. Yu., Mustaev R. N., Serikova U. S., Lavrenova E. A., Kruglyakova M. V. Generation and accumulation hydrocarbon systems on the territory of the peninsula of Crimea and adjacent waters of the Azov and Black Seas // Oil economy. 2015. No. 3. P. 56–60. (In Russ.).
6. Kerimov V. Yu., Osipov A. V., Lavrenova E. A. Prospects of oil and gas potential of deep-submerged horizons within the south-eastern part of the Volga-Ural oil and gas province // Oil economy. 2014. No. 4. P. 33–35. (In Russ.).
7. Monakova A. S., Osipov A. V. Conditions of formation and prospects for the search for oil and gas deposits in the zone of advanced folds of the western slope of the Southern Urals // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2015. No. 1. P. 17–26. (In Russ.).
8. Kerimov V. Yu., Khoshtaria V. N., Bondarev A. V., Sizikov E. A. Foci of hydrocarbon generation in the Sakhalin shelf of the Sea of Okhotsk // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2016. No. 2(283). P. 5–15. (In Russ.).
9. Serikova U. S. The world history of the development of oil and gas resources in marine waters // Oil, gas and business. 2015. No. 9. P. 13–16. (In Russ.).
10. Sizikov E. A. The main stages of geodynamic evolution of the Cenozoic sedimentary cover of the northeastern part of the Priskhalinsky shelf // Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2016. No. 3(284). P. 83–93. (In Russ.).
11. Kharakhinov V. V., Kononov V. E., Mavrinsky Yu. S., Tereshchenkov A. A., Tronov Yu. A. About Tectonics. Sakhalin and the adjacent shelf // Tectonics of Siberia. Vol. IX. Novosibirsk: Nauka, 1980. P. 90–94. (In Russ.).
12. Shilov G. Ya., Alexandrov B. L., Bondarev A. V., Belyaev S. V. Features of AVPOD distribution in sections of the Bolshekhetskaya depression and the Sredne-Messoyakhsy shaft // Oil, gas and business. 2012. No. 8. P. 37–40. (In Russ.).
13. Kerimov V. Yu., Rachinsky M. Z. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs // Scrivener Publishing Wiley. USA, 2015. 613 p.
14. Lapidus A. L., Kerimov V. Y., Mustaev R. N., Salikhova I. M., Zhagfarov F. G. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. Solid Fuel Chemistry, 52(6), 2019, p. 344–355.
15. Kuramshin R. M., Osipov A. V., Serov S. G. Classification of hydrocarbons. The results of the first year of implementation // "Geomodel 2017" – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 11–14 September 2017. (In Russ.).

Информация об авторах**Вагиф Юнусович Керимов,**

доктор геолого-минералогических наук,
заведующий кафедрой геологии и разведки
углеводородов

Анар Камандарович Шатыров,

инженер лаборатории «Моделирование
углеводородных систем»

Information about the authors**Vagif Yu. Kerimov,**

doctor of geological and mineralogical sciences,
head of the department of geology and hydrocarbon
exploration

Anar K. Shatyrov,

engineer of the laboratory "Modeling of hydrocarbon
systems"

Статья поступила в редакцию 24.07.2023; одобрена после рецензирования 30.07.2023; принята к публикации 15.08.2023.
The article was submitted 24.07.2023; approved after reviewing 30.07.2023; accepted for publication 15.08.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 18–31

Научная статья
УДК 551.24:553.98
EDN HBXVWB

СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ

Константин Олегович Соборнов

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания», Ухта, Москва, Россия
ksobornov@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9073-8492>

Аннотация. Интерпретация геолого-геофизических данных, характеризующих структуру Южного Предуралья, а также изучение районов-аналогов позволяют предполагать наличие в этом регионе новых зон нефтегазонакопления, связанных с системами дуплексных надвигов. Они формируют надвиговые пластины, расщепляющие осадочный чехол в основании синколлизий глинистых отложений Предуральского прогиба. С ними связаны высокоамплитудные складки, включающие регионально нефтегазоносные девонско-среднекаменноугольные отложения, не имеющие прямого выражения в перекрывающих слоях. Выявлению этих структур

долгое время препятствовала низкая информативность геофизических данных. Современные методы комплексных геофизических исследований позволяют рассчитывать на подготовку в складчатых зонах Южного Предуралья ряда новых поисковых объектов. Они способны содержать крупные скопления нефти и газа. Опыт геологоразведочных работ в сходных геологических условиях показывает высокую перспективность их опосредованного поиска. В перспективных районах рекомендуется проведение комплексных геофизических работ, включающих сейсморазведку 3D и магнитотеллурическое зондирование.

Ключевые слова: Предуральский прогиб, поиски нефти и газа, дуплексные надвиги, дисгармоничная складчатость, соляные диапиры, новые технологии

Благодарности: автор выражает глубокую признательность В. А. Балдину, И. П. Короткову и Н. С. Соколову за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов сейсмической интерпретации и геологии Южного Предуралья, и техническую помощь при проведении исследований.

Финансирование: исследование выполнено при технической поддержке ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания».

Для цитирования: Соборнов К. О. Строение и нефтегазоносный потенциал Южного Предуралья // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 18–31. EDN HBXVWB.

.....

Original article
UDC 551.24:553.98
EDN HBXVWB

STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE SOUTH URALIAN FOOTHILLS

Konstantin O. Sobornov

North Uralian Petroleum Company Ltd., Ukhta, Moscow, Russia
ksobornov@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9073-8492>

Abstract. Interpretation of geological and geophysical data characterizing the geological structure of the South Uralian foothills as well as study of analogous areas suggest the presence of the new petroleum exploration play related to a system of blind duplex thrusts. These imbricate thrust units wedge into the basal part of into syn-collisional shale section of the Cis-Uralian Foredeep Basin. They host high-relief anticlines involving the regionally productive Devonian-Middle Carboniferous deposits, which have no direct expression in the overlying deposits. In the past, identification of these structures

was hardly possible due to the poor resolution of vintage geophysical data. Modern exploration technologies could be instrumental in the subsurface imaging of such prospects. The proposed traps may host large oil and gas deposits. The existing field-analogs suggest that this structural setting provides favorable condition for the development of a prolific oil and gas accumulations. It is proposed to use integration of geophysical methods including 3D seismic and magnetotelluric surveying for the hydrocarbon exploration in high-graded zones of the study area.

Keywords: Cis-Uralian foredeep, petroleum exploration, duplex thrusts, disharmonic folding, salt diapirs, new technologies

Acknowledgments: the author thanks V. A. Baldin, I. P. Korotkov, N. S. Sokolov for the fruitful discussions concerning geology of the study area and for technical support in this study.

Funding: this study was conducted with technical support by North Uralian Petroleum Company Ltd.

For citation: Sobornov K. O. Structure and petroleum potential of the South Uralian foothills. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):18-31. (In Russ.). EDN HBXVWB.

Введение

Открытие нефти Волго-Уральского региона произошло в Предуральском прогибе в районе Чусовских Городков на территории Пермского края 16 апреля 1929 года. Это случилось достаточно неожиданно при изучении месторождений калийных солей, проводившемся под руководством проф. П. И. Преображенского. Поисковая скважина вскрыла нефтеносные отложения нижней перми на глубине 365–371 м [1]. В последующие годы был сделан ряд новых открытий, наиболее важные из которых имели место на территории башкирского Предуралья. Эти открытия ознаменовали начало промышленного освоения

богатейших нефтегазовых ресурсов Волго-Уральского региона.

В целом история освоения нефтегазоносных районов Предуралья определялась накопленными геологическими знаниями и развитием технологий поисково-разведочных работ. На начальном этапе они были сосредоточены в предгорных районах Пермского края и Башкирии. Здесь удавалось выявлять антиклинальные структуры и рифовые постройки пермского возраста с помощью геологической съемки. Это было возможно в силу небольших глубин залегания перспективных структур и контрастного структурного рельефа перспективных комплексов. В конце 1940-х –

1960-х годах поисковые работы распространились на платформенные районы. В их пределах геологическая съемка была неэффективна из-за низкой обнаженности и малых амплитуд перспективных структур. В подобных условиях основным методом их подготовки стало структурное бурение. Этому способствовало подобие структурных планов приповерхностных слоев, образованных пермскими отложениями, и продуктивных горизонтов карбона и девона. Позднее внедрение сейсморазведки упростило подготовку структур. Это обеспечило наращивание фонда перспективных объ-

ектов. Их опоскование позволило продолжительное время восполнять запасы нефти и газа и поддерживать уровень добычи на стабильно высоком уровне. Это продолжалось до конца 1970-х годов, после чего восполнение ресурсной базы делалось все более сложным из-за снижения размеров выявляемых структур. Величина новых залежей становилась все меньше, а дебитность старых месторождений последовательно снижалась. Внедрение новых технологий позволило продлить жизнь старых месторождений. Однако общая тенденция снижения эффективности их разработки сохраняется. Это обстоятельство требует выявления новых направлений работ, которые могут дать крупные высокодебитные открытия.

Анализ геологического строения Предуралья показывает, что в число районов, способных обеспечить значительный прирост новых запасов, входят складчато-надвиговые зоны Южного Предуралья. К ним относятся южные районы Башкортостана, а также предуральская часть Оренбургской области. Площадь этой территории составляет около 12 000 км². По сравнению со складчатыми районами Пермского края и Башкирии, где были открыты первые месторождения нефти и газа, в этой части Предуралья резко увеличивается толщина осадочного чехла, а его строение дисгармонично. В составе пермских отложений появляются мощные пласты солей кунгурского яруса, образующие высокоамплитудные диапировые структуры. Совместно со складчато-надвиговыми деформациями и резкими фаціальными изменениями они создавали большие трудности при изучении глубинного строения региона. По данной причине эти районы долгое время не рассматривались как приоритетные для прироста запасов, в результате чего поисковые работы здесь проводились в незначительных объемах.

Вероятно, что в ближайшие годы ситуация может существенно измениться. Это обусловлено тем, что появление новых высокоинформативных мето-

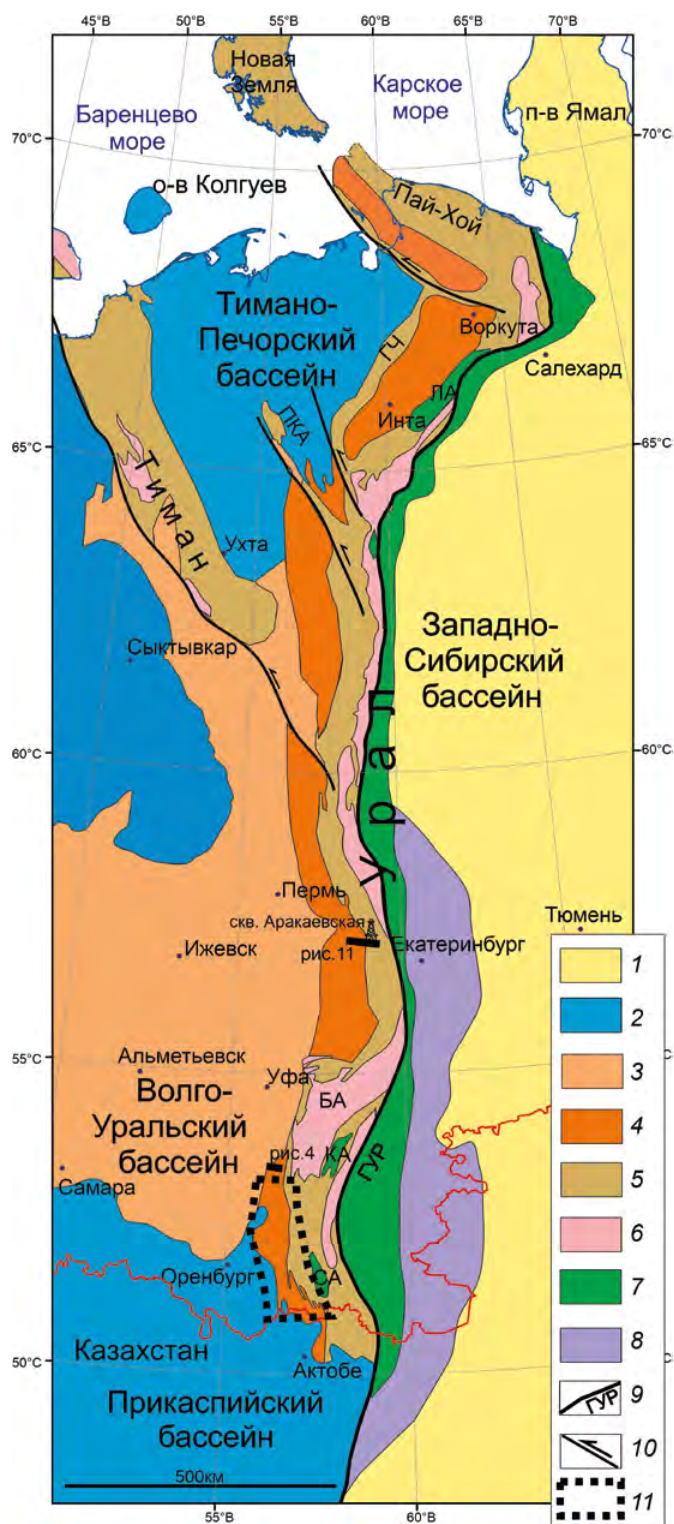


Рисунок 1 – Схема основных структурных элементов Урала и Пай-Хоя с прилегающими бассейнами (составлено с использованием 4, 8, 10–12 и др.).

Показано положение разрезов на рисунках 4 и 11. Аббревиатуры названий структурных элементов: ГЧ – гряда Чернышева; ЛА – Лемвинский аллохтон; ПКА – Печоро-Колвинский авлакоген; ПК – поднятие Каратау; БА – Башкирский антиклинорий; КА – Кракинский аллохтон; ПУ – поднятие Уралтау; СА – Сакмарский аллохтон. Легенда: 1 – юрско-кайнозойский чехол Зауралья; 2 – триас-кайнозойский чехол Восточно-Европейской платформы и Прикаспия; 3 – пермские отложения Предуралья; 4 – Предуральский краевой прогиб; 5–6 – отложения: 5 – палеозойские (континентальной окраины), 6 – докембрийские; 7 – палеозойские океанические породы; 8 – коллаж островных дуг и микроконтинентов, гранитные батолиты; 9 – Главный Уральский разлом; 10 – сдвиги с указанием направления перемещения; 11 – район исследования

дов геологоразведки совместно со знаниями, полученными при изучении строения районов-аналогов, позволяют значительно более уверенно выявлять перспективные структуры. За последние десятилетия новые технологии и знания позволили сделать много новых крупных открытий в районах сходного строения в различных нефтегазоносных бассейнах мира. Особенно значительные успехи в этом направлении были достигнуты в Китае [2, 3]. Эти обстоятельства мотивируют критический анализ накопленных данных и актуализацию представлений о геологическом строении Южного Предуралья.

Краткая характеристика регионального строения

Южное Предуралье расположено в области сочленения юго-восточной части Восточно-Европейской платформы со складчатым сооружением Урала (рисунки 1 на с.20). В южном направлении рассматриваемый район граничит с Прикаспийским бассейном. Различные аспекты строения и нефтегазоносности этого района представлены в публикациях [4–13].

В пределах рассматриваемого района Восточно-Европейская платформа образует моноклиналию, погружающуюся на юго-восток. В этом направлении наблюдается быстрое увеличение толщины осадочного чехла, которая, вероятно, составляет не менее 15 км. В значительной мере это происходит за счет быстрого

наращивания мощности синколлизионных отложений позднего карбона – перми в краевом прогибе, суммарная толщина которых достигает 8 км. Кроме этого, к востоку в разрезе вероятно увеличение толщины нижнепалеозойских отложений.

На Южном Урале основными крупными структурными элементами являются дислоцированная окраина Восточно-Европейского континента и океанический сегмент, образованный разнородными фрагментами островодужных комплексов, океанической коры и микроконтинентов. Их разделяет зона Главного Уральского разлома (ГУР), которая погружается на восток. Локально породы океанического сегмента Урала обнаруживаются к западу от ГУР, что обусловлено их аллохтонной природой. На Южном Урале к такому типу структур относится Сакмарский покров.

В целом Урал представляет собой дивергентный складчато-надвиговый пояс, образование которого связано с континентальной коллизией в конце палеозоя. Это событие являлось элементом образования суперконтинента Пангея. Традиционно в пределах Уральского складчатого пояса выделяются континентальный и океанический сегменты [4, 10, 11]. Первый представляет собой дислоцированную окраину Восточно-Европейской платформы. Породы континентального сектора образуют протяженный надвиговый пояс, перекрывающий восточный фланг платформы. В составе аллохтонных комплексов участву-

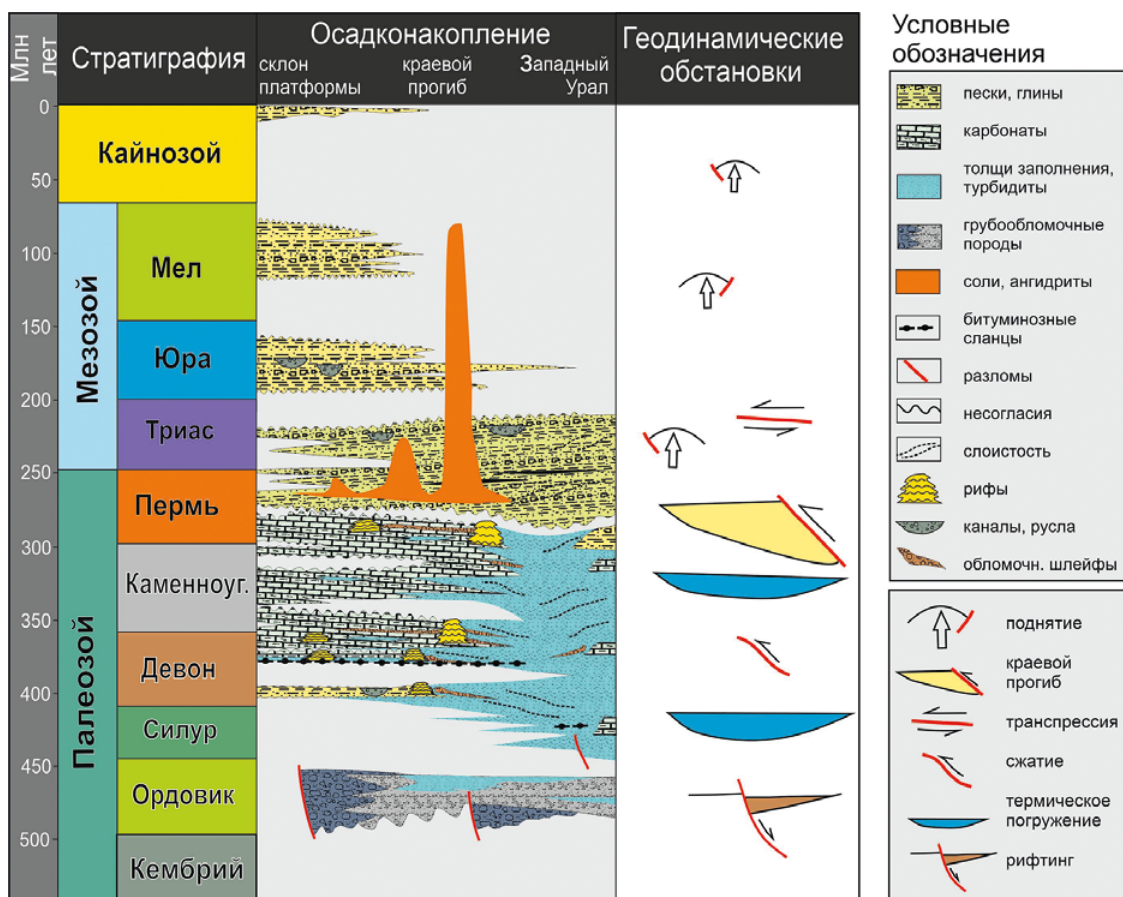


Рисунок 2 – Тектоностратиграфическая схема фанерозойских отложений Южного Предуралья

ют как осадочные толщи, так и породы метаморфизированного фундамента.

Фундамент континентальной окраины сложен кристаллическими породами архея – раннего протерозоя. В осадочном чехле выделяются две мегапоследовательности: рифей-вендская и палеозойская. В силу фрагментарности изученности рифей-вендской мегапоследовательности и неоднозначности возрастных определений их стратиграфическое расчленение нуждается в дальнейших исследованиях. В схематизированном виде тектоностратиграфическая схема фанерозойских отложений Южного Предуралья изображена на **рисунке 2** на с. 21. Она суммирует представления о составе и геодинамической принадлежности осадочных комплексов рассматриваемого региона и базируется на проведенных ранее исследованиях [4–12]. На этой схеме показаны основные геодинамические обстановки осадконакопления и структурного развития фанерозойского бассейна континентальной окраины юго-восточной периферии Восточно-Европейской платформы.

Формирование палеозойской континентальной окраины Восточно-Европейской платформы началось за счет рифтогенеза и зарождения Уральского океана, которое происходило в конце кембрия – ордовике. В силуре – карбоне здесь возник бассейн континентальной окраины. Начиная с девона его развитие сопровождалось столкновениями с островными дугами и микроконтинентами. Эти события совместно с эвстатическими колебаниями уровня моря определили изменчивость состава осадочного чехла. Наиболее крупным из них было столкновение с Магнитогорской островной дугой в позднем девоне. К началу позднего карбона океаническая кора на юге Урала была полностью субдуцирована, континентальная окраина трансформировалась в коллизионный складчатый пояс. Сложная конфигурация

взаимодействующих плит и различия в векторах их перемещений вели к диахронности фаз складчатости и значительному компоненту сдвиговых перемещений в зоне коллизии.

Кульминация коллизии приходится на пермское время. При этом деформации Урала распространились с востока на запад, что сопровождалось нарастанием поступления в Предуральский краевой прогиб обломочного материала, сносимого с Урала. В результате начиная с артинского века карбонатная седиментация в Предуралье была полностью подавлена массовым поступлением синколлизийного обломочного материала. Рост Урала привел к полной изоляции бассейна краевого прогиба в кунгурском веке. Совместно с аридизацией климата это способствовало накоплению мощных толщ кунгурских солей. В мезозое – кайнозое рассматриваемый регион представлял собой внутриплитный эпиконтинентальный бассейн. Деформации осадочного чехла в это время были вызваны отголосками тектонических событий на периферии Евразии, а также диапиризмом кунгурских солей.

Интерпретированный композитный сейсмический разрез Южного Предуралья приведен на **рисунке 3**. Он демонстрирует характер деформаций Урала и прилегающей части континентальной окраины. В восточной части он показывает аллохтонную природу Зилаирского синклинория. В центральной части выделяется зона передовых складчато-надвиговых деформаций, затрагивающая отложения окраины Восточно-Европейского континента. Западная часть разреза пересекает Предуральский прогиб, выполненный мощной толщей преимущественно синколлизийных пермских отложений. В нижней части этого комплекса залегают кунгурские соли. Они образуют крупноамплитудные диапировые структуры.



Рисунок 3 – Интерпретированный композитный сейсмический разрез Южного Предуралья [14]. Положение разреза см. на рисунке 7

Нефтегазоносность

Поиски нефти и газа в Южном Предуралье были начаты в 1940-х годах прошлого века на территории Республики Башкортостан. Первым значимым результатом этих работ было открытие Кинзебулатовского нефтяного месторождения в 1943 году (рисунок 4). Это месторождение расположено на территории Ишимбаевского района Башкортостана в пределах Бельской депрессии. Нефтеносны трещиноватые известняки артинского яруса [5, 6]. Глубина залегания отложений – до 600 м. Начальные дебиты нефти на месторождении превышали 100 т/сут. Продуктивная антиклинальная складка контролируется разломом восточной vergенции.

В последующие годы в складчатых зонах башкирского Предуралья был сделан целый ряд новых открытий [5, 6, 15]. Поиски распространялись к югу в сторону погружения осадочного чехла. В этом направлении происходило замещение нефтяных залежей газовыми. Наиболее значимыми являются Саратовское, Исимовское, Беркутовское, Тавакановское месторождения. Все они приурочены к приразломным складкам и относятся к месторождениям с массивным типом залежи с пористо-трещиноватым и трещиноватым типом коллекторов. Промышленные притоки газа получены из отложений среднего-верхнего карбона, ассельского и низов сакмарского и артинского ярусов нижней перми. В ходе поискового бурения нефтегазопроявления наблюдались в подстилающих силурийских и девонских отложениях.

Примечательно, что геологоразведочные работы в пределах зоны предгорной складчатости башкирского Предуралья показали наличие существенных различий в строении месторождений. На севере рассматриваемого района продуктивные складки приурочены к надвигом восточной vergенции (рисунок 4). Кроме Кинзебулатовской складки к этой категории относятся

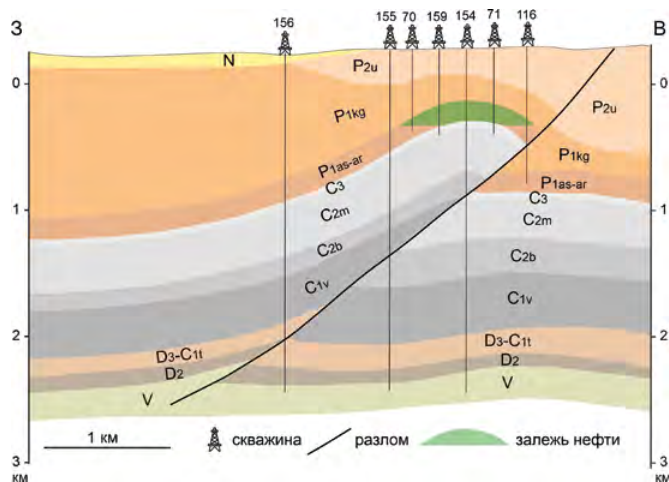


Рисунок 4 – Геологический разрез Кинзебулатовского месторождения [5, 6]. Положение разреза см. на рисунке 1

Салиховское и Ромадановское приразломные поднятия [5, 6]. Южнее преобладают складки, производные от надвигов противоположной западной vergенции. Интерпретированный сейсмический разрез Южного Предуралья, пересекающий Беркутовское газовое месторождение, приведен на рисунке 5.

Различия в строении антиклинальных структур Южного Предуралья дали основания для отнесения их к двум типам: кинзебулатовскому, имеющему восточную vergенцию, и карлинскому с западной vergенцией [5, 6]. К числу последних относится Беркутовское месторождение (рисунок 5). Примечательно, что в южной части рассматриваемого структурного тренда надвиги являются слепыми, то есть они не достигают дневной поверхности. Появление этих нарушений коррелируется с утолщением пермских отложений и широким распространением в их составе

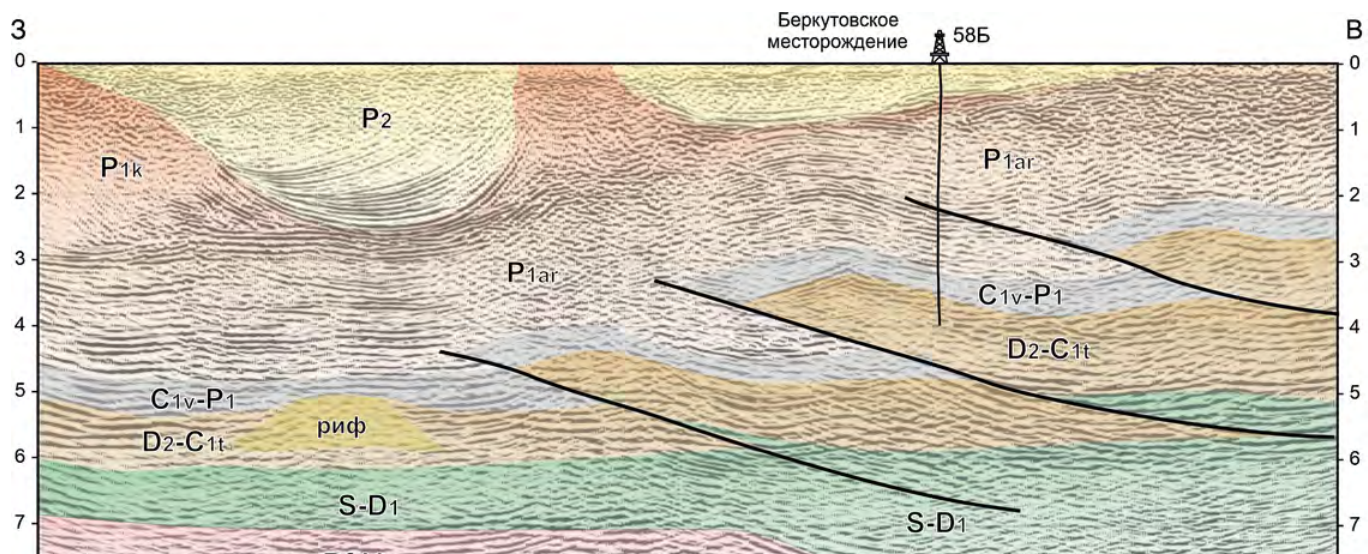


Рисунок 5 – Интерпретированный сейсмический разрез Южного Предуралья в глубинной области, пересекающий Беркутовское газовое месторождение



Рисунок 6 – Нефтепроявления на устье скважины в районе поселка Саракташ, Оренбургская область

солей, формирующих диапировые структуры. Надежное выявление перспективных структур в таких условиях возможно только с применением высокоинформативных геофизических данных.

В пределах южной оренбургской части рассматриваемого района поисково-разведочные работы на нефть и газ в передовых складчато-надвиговых зонах проводились в незначительных объемах. Это во многом связано с резким утолщением осадочного чехла и усложнением его структуры. Низкая результативность поисков была обусловлена недостаточной геологической информативностью применявшихся в прошлом методов геологопоисковых работ. Вместе с тем имеющиеся данные дают основание полагать, что здесь могут быть сделаны крупные открытия. Косвенным признаком нефтегазоносного потенциала этого района являются многочисленные нефтегазопроявления в глубоких скважинах [9, 16]. Пример обильного нефтепроявления, связанного с ранее пробуренной скважиной, показан на **рисунке 6**.

В целом нефтегазоносный потенциал осадочного чехла Южного Предуралья, несомненно, велик. Это обусловлено резким увеличением общей толщины палеозойского осадочного чехла к Уралу и повышением в этом направлении содержания бассейновых отложений, обогащенных органическим веществом. В качестве основных нефтематеринских отложений здесь рассматриваются франские (доманиковые) и силурийские битуминозные сланцы (рисунок 2). Анализируя нефтегазоносность Южного Предуралья, следует отметить, что палеозойский чехол уральской континентальной окраины подстилается многокилометровой толщей рифей-вендских отложений (рисунок 3). Эти отложения также могли генерировать большие объемы нефти и газа. Есть основания полагать, что рифейские породы являлись основным источником нефти для крупнейших месторождений Южно-Татарского свода и прилегающих районов [14, 17 и др.]. Вероятно, что уже к среднему палеозою докембрий-

ские отложения Южного Предуралья реализовали свой генерационный потенциал. Однако нельзя исключать вероятности того, что часть преимущественно газообразных углеводородов, произведенных этим очагом нефтегазообразования, могла ремигрировать из ловушек древнего заложения в новые залежи на территории Южного Предуралья.

В целом анализ нефтегазоносности Южного Предуралья, а также районов аналогичного строения в разных бассейнах мира показывает, что распределение залежей нефти и газа контролируется высокоамплитудными антиклинальными структурами. Соответственно, важнейшим условием дальнейшего успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ является максимально точное определение структурного плана перспективных комплексов. Наибольший интерес в этом отношении представляют регионально нефтегазоносные девонско-среднекаменноугольные и нижнепермские отложения складчатых зон.

Структура Южного Предуралья

Исследование структуры складчато-надвиговых зон Южного Предуралья долгое время затруднялось сложностью геологического строения и крайней неравномерностью геолого-геофизической изученности этого района. Последнее обстоятельство во многом связано с принадлежностью к разным административным субъектам – Республике Башкортостан и Оренбургской области. В их пределах работы проводились разными предприятиями. В этих регионах существовали самостоятельные геологические школы, что во многом определялось спецификой развития местной нефтегазовой отрасли.

Рассмотрение существующих представлений о строении Южного Предуралья обнаруживает существенные различия в интерпретации строения его северной и южной частей. Северная расположена главным образом в пределах Республики Башкортостан. Эта часть Южного Предуралья изучена значительно лучше, чем его южное продолжение на территории Оренбургской области. По этой причине все известные месторождения нефти и газа региона сосредоточены в северной башкирской части (**рисунок 7** на с. 25).

В северной части Южного Предуралья по данным бурения и сейсморазведки установлено широкое распространение покровно-надвиговых деформаций (рисунки 4, 5). При наличии определенных различий в трактовке деталей геологического строения доминантная роль надвиговых нарушений не вызывает значимых возражений большинства исследователей. Особенно важную роль в понимании региональной структуры Уральского пояса надвигов имеют региональные сейсмические данные. В этой связи следует отметить данные, полученные при проведении региональных сейсмических исследований по проекту УрСейс-95 и последующих работ, выполненных на территории Башкортостана (рисунок 3). Эти данные с полной определенностью показывают,

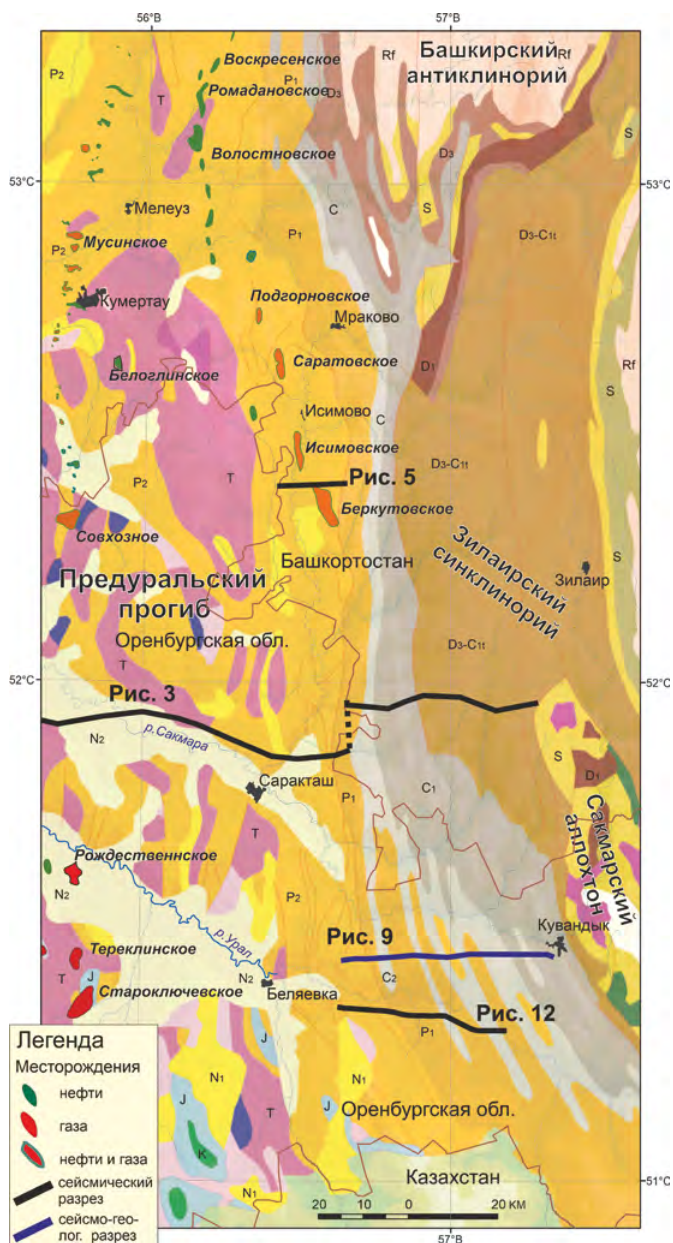


Рисунок 7 – Геологическая карта Южного Предуралья с выделением месторождений нефти и газа. Показано положение сейсмических и сейсмогеологического разрезов в этом районе, приведенных в статье

что Урал представляет собой коллизионный надвиговой пояс. В ходе своего развития он подвергся коллизионному сжатию, что привело к формированию сложной покровно-надвиговой структуры осадочного чехла и фундамента. Аллохтонное залегание пород океанического происхождения, слагающих Сакмарский покров, на дислоцированных породах континентальной окраины демонстрирует огромный размах надвиговых деформаций (рисунок 7). Данными бурения установлено аллохтонное залегание батиальных пород Зилаирского синклинория на шельфовых отложениях Предуральского форландового бассейна [15]. Во фронтальной зоне

складчатого пояса Урала надвиговые деформации уверенно выделяются по данным бурения (рисунки 3–5) и прослеживаются в естественных обнажениях (рисунок 8).

Неопределенность структурных интерпретаций южной оренбургской части рассматриваемого района намного выше. Это связано с тем, что данный район изучен явно недостаточно. Во многом это обусловлено тем, что в его пределах происходит резкое утолщение осадочного чехла и усложнение его строения. Кунгурские соли образуют многочисленные диапировые структуры, которые маскируют глубинный структурный план. Совместно с интенсивной деформированностью допермских отложений это создает значительные сложности для надежной подготовки поисковых объектов к бурению.

В силу ограниченности имеющейся информации о глубинном строении, представление о значительной роли надвиговых структур не подкрепляется фактическими данными. В результате существующие интерпретации строения региона в большинстве случаев отводят надвиговым деформациям второстепенную роль. Это, в частности, показывает сейсмогеологический разрез, представленный на **рисунке 9** на с. 26. Он составлен на основании сейсмических данных 2D по профилю RU-212011 [16]. В зоне складчатых девонско-каменноугольных отложений из-за отсутствия глубоких скважин этот разрез не может быть надежно стратифицирован.

Согласно предлагаемой интерпретации, надвиговые нарушения в данном районе имеют ограниченное распространение. Амплитуда горизонтального смещения по разломам невелика, в большинстве случаев она измеряется сотнями метров. Крупное смещение предполагается вдоль Суреньского разлома, отделяющего зону передовой складчатости Урала от Предуральского прогиба. В то же время в пределах складчатых предгорий доминирующую роль играет линейная изо-

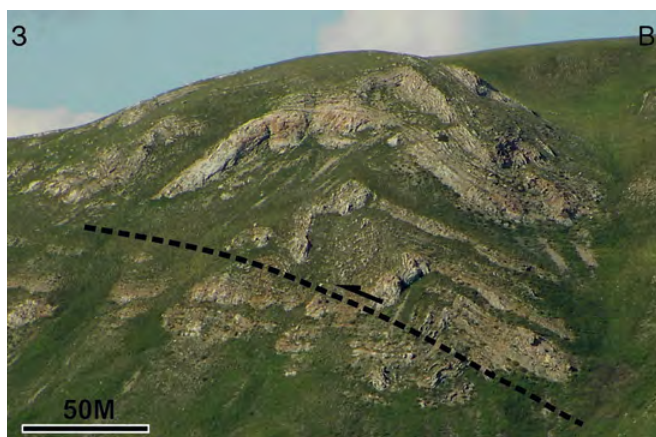


Рисунок 8 – Фотография обнажения карбонатных пород, слагающих надвиговую складку. Пунктиром показано положение плоскости надвига. Гора Кружевная, складчатый борт Мраковской впадины, Южный Башкортостан

метричная складчатость, затрагивающая докембрийские и палеозойские отложения. Наличие протяженных линейных складок, сложенных преимущественно каменноугольными отложениями, соответствует данным геологического картирования. В этой зоне на поверхности не установлены значительные надвиговые нарушения.

На основе существующей интерпретации перспективы наращивания запасов нефти и газа связываются главным образом с флишоидными отложениями верхнего карбона – нижней перми [20]. Предполагается, что добыча газа из этих отложений может заместить падение добычи на уникальном Оренбургском месторождении. Зоны складчато-надвиговых деформаций предгорий Урала, в которых участвуют девонско-каменноугольные толщи, не рассматриваются в качестве приоритетов поисковых работ.

Таким образом, сравнение интерпретаций северной и южной частей региона обнаруживает существенные различия. На башкирском севере Южного Предуралья широкое распространение покровно-надвиговых деформаций не вызывает принципиальных возражений у большинства исследователей. Согласно сложившимся представлениям, пологие надвиги образуют дисгармоничную складчатость на разных стратиграфических уровнях (рисунки 3–5). Это контрастирует с большинством существующих структурных построений, описывающих строение оренбургского юга рассматриваемого района. Здесь надвигам отводится второстепенная роль. Предполагается, что они лишь осложняют систему линейных складок глубокого заложения, выраженных в диапазоне рифей-пермских отложений (рисунок 9). Столь существенные различия в интерпретации строения соседних сегментов единого структурного тренда предуральской складчатости требуют критического переосмысления. Трудно

предположить, что структурные стили деформаций единой континентальной окраины так резко меняются, при этом рубеж между ними примерно соответствует административной границе Башкортостана и Оренбургской области. Региональное строение Южного Урала не показывает существенных изменений в структуре этого складчатого пояса, которые могли бы объяснить столь резкие трансформации в строении зон передовой складчатости.

Морфология надвигов

Интерпретация накопленных геолого-геофизических данных, а также рассмотрение районов с аналогичным строением в мире позволяет предположить, что различия в оценке роли надвиговых деформаций в башкирской и оренбургской частях зоны передовой складчатости Южного Урала обусловлены тем обстоятельством, что в существующих структурных концепциях не учитывалось существование слепых надвигов. Дело в том, что традиционно считалось, что структурный план фронта пояса передовой складчатости Урала определяется разломами западной вергенции, большинство из которых достигают поверхности (рисунок 9). Между тем опыт изучения складчато-надвиговых поясов в России и мире с полной определенностью показывает, что значительная часть структурообразующих надвигов не достигают эрозионной поверхности, оставаясь слепыми (рисунок 5). Такие надвиги часто образуют системы дуплексных тектонических пластин, не имеющих отражения в приповерхностных слоях.

Наглядный пример строения хорошо изученной зоны дисгармоничной складчатости, связанной с наличием слепых надвигов и приуроченных к ним дуплексных структур, приведен на **рисунке 10** на с. 27. Этот разрез демонстрирует строение зоны передовых складчато-надвиговых деформаций иранского Загроса. Как можно видеть, карбонатные отложения формаций Асмари и Сарвак образуют высокоамплитудные складки, с которыми связаны уникальные залежи нефти и газа. Структурный план этих отложений разительно отличается от условий залегания приповерхностных неоген-четвертичных слоев. Структурная дисгармония комплексов компенсируется значительными вариациями толщин соленосных отложений нижнемиоценовой формации Гечсаран. Надвиги, затрагивающие нижний структурный этаж, не выходят на эрозионную поверхность, оставаясь слепыми.

Подобный стиль деформаций свойственен многим высокопродуктивным нефтегазоносным районам. Эффективность нефтегазовых систем зон слепых надвигов объясняется благоприятными условиями консервации скоплений нефти и газа в складках. В сходных структурных условиях открыты крупные месторождения нефти и газа в Терско-Каспийском, Таримском, Сычуаньском бассейнах, Кордильерах Северной Америки, Колумбии, Венесуэле и других районах [19–22 и др.]. Как и в рассмотренном примере (рисунок 10), сохранность залежей в этих районах

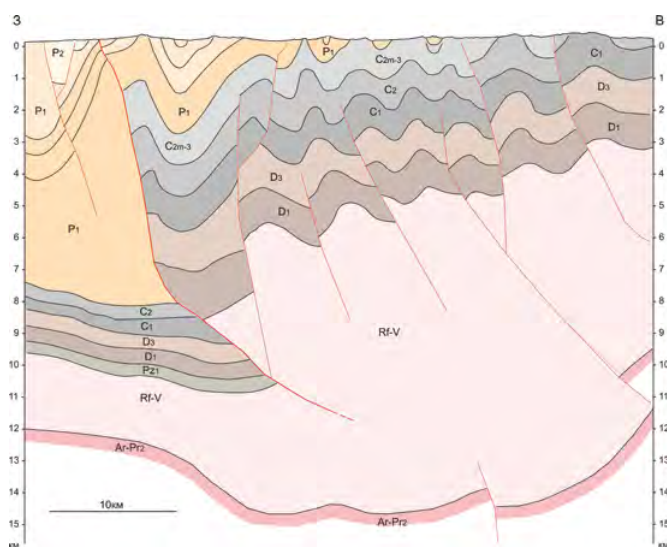


Рисунок 9 – Сейсмогеологический разрез оренбургского сегмента Южного Предуралья по профилю RU-212011 [16].
Положение разреза см. на рисунке 7

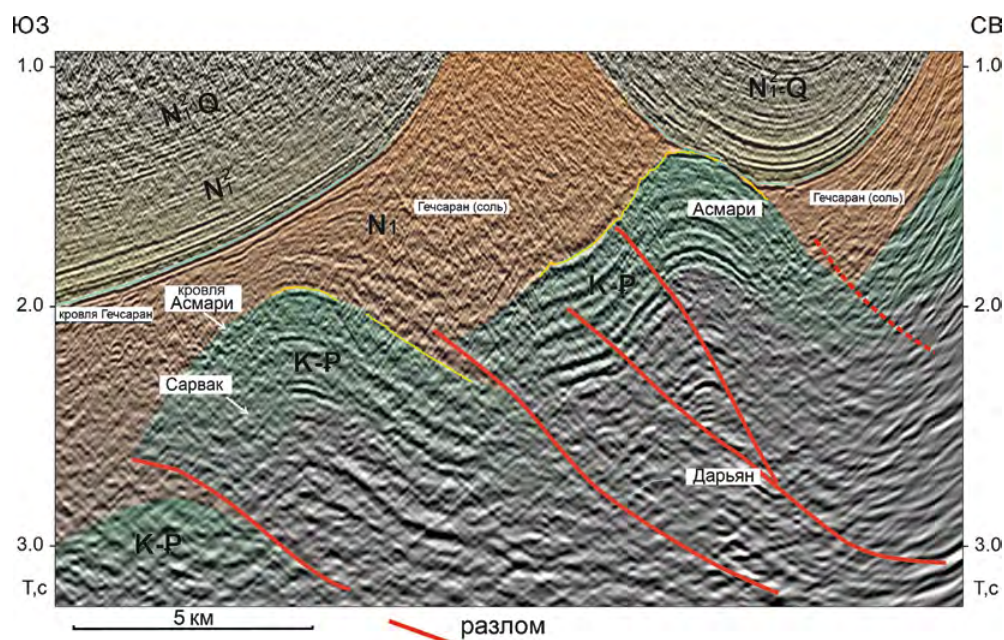


Рисунок 10 – Интерпретированный сейсмический разрез зоны передовых складчато-надвиговых деформаций иранского Загроса [19 с дополнениями]

обеспечивается тем, что структурообразующие надвиги не нарушают целостность покровышки. В случае выхода на поверхность структурообразующих разломов условия сохранности залежей резко снижаются. В подобных случаях разломы становятся путями рассеивания углеводородов. Этот структурный механизм, вероятно, обеспечивает сохранность уникальной залежи газоконденсата Вуктыльского месторождения, крупнейшего в поясе предгорной складчатости Предуралья [23].

Существование слепых надвигов может быть связано с двумя основными причинами. Первая – реологическая неоднородность осадочного чехла, выражающаяся в резких изменениях физических свойств пород, что характерно для бассейнов континентальных окраин, трансформированных в складчатые пояса. Вторая – многоэтапность надвиговых деформаций, что также является естественной особенностью районов подобного строения. Возможно и сочетание этих факторов.

Из-за реологической неоднородности осадочного чехла хрупкие деформации в компетентных карбонатных отложениях модифицируются в рассеянные деформации в экранирующих пластичных глинистых или эвапоритовых отложениях. Это способствует формированию слепых разломов и разнообразных дуплексных надвиговых структур. Часто они представлены в виде клиновидных надвиговых пластин (вдвигов), расщепляющих осадочный чехол вдоль пластичных горизонтов. В таких условиях надвиги в основании тектонических пластин сливаются со встречными нарушениями, ограничивая клиновидные аллохтонные тела. Подобные нарушения установлены во многих складчатых поясах мира [20–23 и др.]. В ряде случаев выделение кровельных надвиговых вдвиговых пла-

стин затруднено тем, что они распадаются на системы мелких разломов. Последние могут быть неразличимы для сейсморазведки из-за ее ограниченной разрешающей способности в сложных сейсмогеологических условиях.

В пользу вероятного распространения вдвиговых деформаций в Южном Предуралье свидетельствует тот факт, что продуктивная антиклинальная складка Кинзебулатовского месторождения приурочена к надвигу восточной (антиуральской) вергенции (рисунок 4). Это позволяет предполагать, что нарушение может представлять собой кровельный надвиг клиновидной вдвиговой пластины, расщепляющей осадочный чехол на более глубоком структурном уровне. Возможно, этот уровень находится в рифей-вендских отложениях. В этом случае они могут быть связаны с реактивацией надвигов древнего заложения [17].

Второй причиной, по которой надвиги могут не достигать эрозионной поверхности, является то, что их образование могло быть связано с наличием серии фаз коллизионных деформаций в пермское время. В этом случае разломы полностью либо частично срезаются стратиграфическими несогласиями.

Можно предположить, что в Предуралье формирование структур по вдвиговому механизму и многофазность деформаций могут сосуществовать. Их взаимодействие приводит к несоответствию структурных планов деформированных отложений на разных структурных уровнях или дисгармоничной складчатости. Пример дисгармоничной складчатости в зоне передовых деформаций Урала показан на фрагменте интерпретированного Шалинского сейсмического разреза. Он пересекает район бурения Аракаевской параметрической скважины, рас-

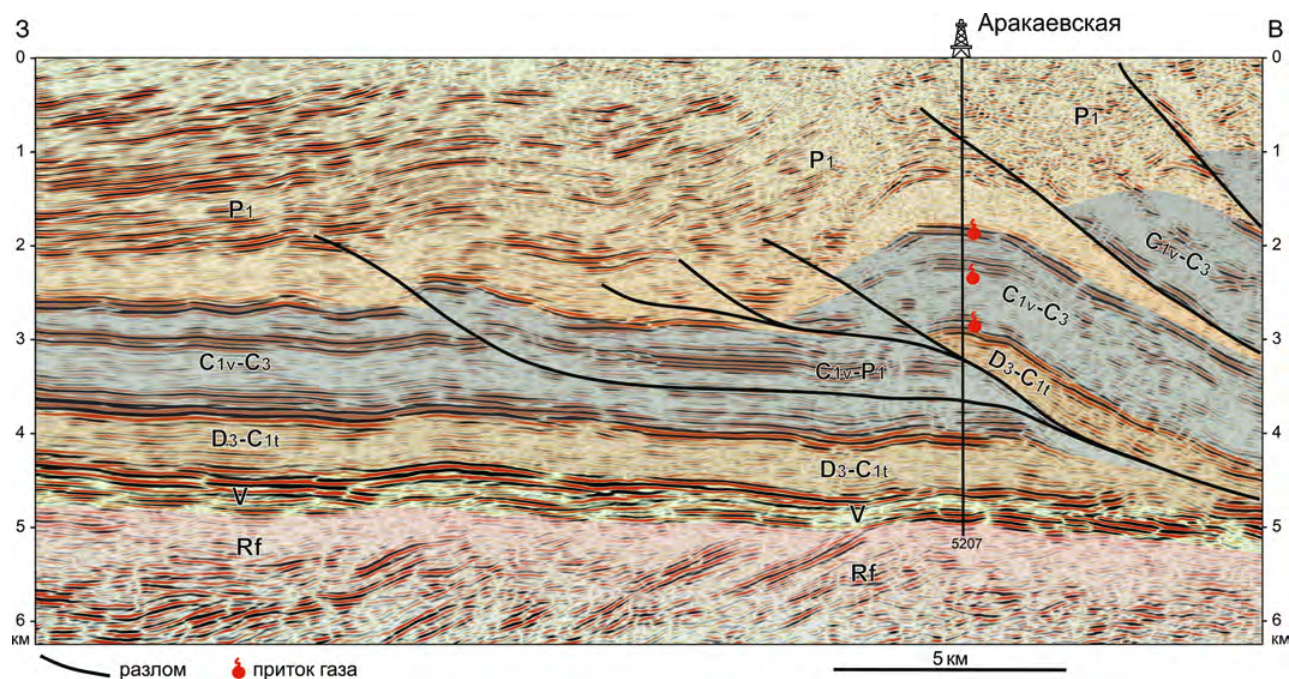


Рисунок 11 – Фрагмент Шалинского сейсмического разреза в глубинной области (разрез переобработан ООО «СУНГК»). Показано положение Аракаевской скважины с выделением газоносных интервалов. Положение разреза см. на рисунке 1

положенной в Юрюзано-Сылвенской впадине (**рисунок 11**).

Как можно видеть на этом разрезе, разломы в основании системы надвиговых пластин фронта предгорной складчатости не достигают эрозионной поверхности, оставаясь слепыми. Вероятно, что это происходит за счет трансформации крупноамплитудных разломов в компетентных карбонатных отложениях в систему встречных надвигов и веерообразных малоамплитудных разломов в преимущественно глинистых нижнепермских отложениях. По существу массивные тектонические пластины, сложенные более плотными породами, «тонут» в пластичных глинистых отложениях. Определенную роль в структурном развитии может играть также фактор продолжительности формирования надвиговой структуры. В условиях быстрой синколлизионной седиментации возникающие надвиги последовательно срезались локальными несогласиями, что не позволило им достичь эрозионной поверхности.

Выплаживание поверхностей надвигов можно наблюдать в естественных обнажениях на Южном Урале (**рисунок 8**). Как видно, разлом в основании аллохтонной складки становится более пологим к западу. Вероятно, что до подъема и эрозии этот разлом также мог не достигать поверхности, оставаясь слепым.

Таким образом, факторами, определяющими структурную выраженность надвиговых деформаций, являются первичная толщина и реологические характеристики осадочного чехла, а также уровень эрозионного среза. При небольшой первичной толщине синколлизионных отложений, а также высоком уровне эрозионного среза большая часть надвигов

достигает поверхности. В противоположном случае многие надвиги залегают ниже уровня эрозии, оставаясь слепыми.

Представляется, что отмеченные обстоятельства объясняют наблюдаемое несоответствие структурных интерпретаций строения передовых складчато-надвиговых зон башкирского и оренбургского сегментов Южного Предуралья. В северной башкирской части многие надвиги достигают поверхности, что облегчало изучение и картирование структурного плана нефтегазоносных девонско-каменноугольных отложений. Во многом данное обстоятельство обусловлено более высоким уровнем эрозионного среза на периферии Башкирского антиклинория. Это позволило на раннем этапе поисковых работ выявить приразломные антиклинальные структуры и открыть в них залежи нефти и газа. Резкое увеличение толщины осадочного чехла и высокоамплитудный диапиризм солей в оренбургском сегменте Южного Предуралья значительно усложнили выявление надвиговых деформаций. Вместе с тем интерпретация сейсмических данных дает основание предполагать, что здесь широко распространены слепые надвиги, а совокупная величина поперечного сокращения длины слоев за счет коллизионного сжатия не уступает башкирскому сегменту Южного Предуралья.

Новые поисковые возможности

Наличие дисгармоничных деформаций, приуроченных к слепым надвигам, создает благоприятные условия для выявления новых перспективных поисковых объектов. По аналогии с рядом районов сходного строения (**рисунок 4**) можно допустить,

что крупные ловушки нефти и газа могут находиться в дуплексных надвиговых структурах, сложенных девонско-каменноугольными отложениями. Предполагается, что эти структуры образуют аллохтонные клинья, расщепляющие осадочный чехол на уровне синколлизионных отложений (рисунок 10). В пользу этой интерпретации свидетельствует то обстоятельство, что интерпретируемый аллохтонный комплекс подстилается пологозалегающими отложениями, предположительно относимыми к нижнему палеозою – нижнему девону. Над этим клином отчетливо выделяется кровельная моноклинали в пермских отложениях, нарушенная малоамплитудными нарушениями, приуроченными к солям кунгура. Наблюдаемый моноклиальный подъем в зоне тектонического фронта обусловлен пододвиганием под пермские отложения аллохтонного вдвигового клина, сложенного дуплексными чешуями. Мелкие разломы, осложняющие кровельную моноклинали, вероятно, могут иметь гравитационную природу.

Они могут быть связаны с оползанием крутозалегающих слоев по солям кунгура, последовавшим за внедрением аллохтонного клина под ними.

Предполагаемые дуплексные складки аллохтонного клина не имеют отражения в вышележащих слоях, что затрудняло их выявление в прошлом. Эти массивные структуры могут образовывать крупные зоны нефтегазонакопления. Помимо этих складок, ловушки нефти и газа могут находиться также в девонских рифах и зонах изоблекания. Наличие крупного рифового тела в этой зоне доказано бурением скважины 63-Акбердинская [24] и подтверждается данными сейсморазведки [9, 16]. Определенный интерес представляют также надсолевые отложения. Ловушки в этих отложениях могут экранироваться соляными диапирами. Ловушки данного типа установлены в пределах Прикаспийского бассейна. В схематическом виде типы ловушек нефти и газа южной части рассматриваемого района показаны на рисунке 13.

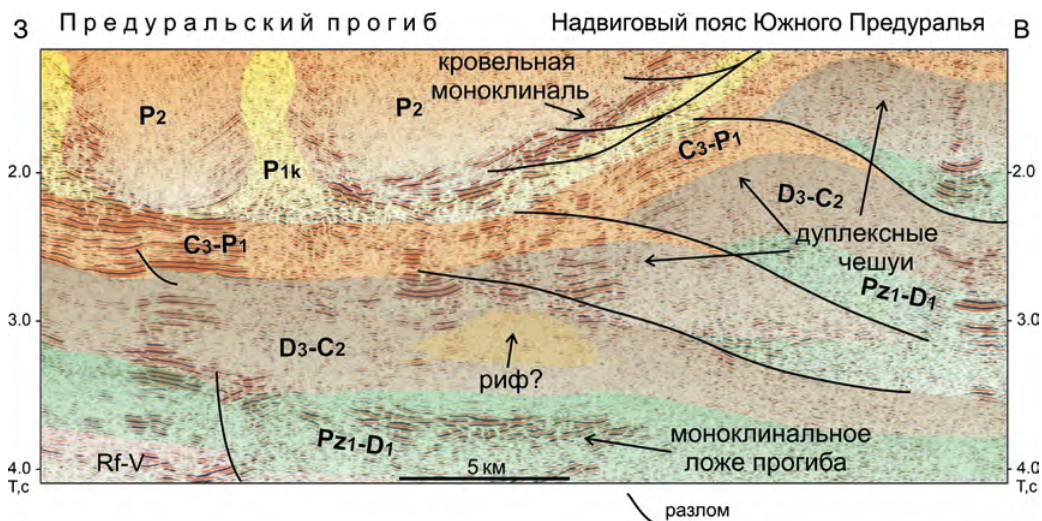


Рисунок 12 – Фрагмент интерпретированного временного сейсмического разреза оренбургского сегмента Южного Предуралья

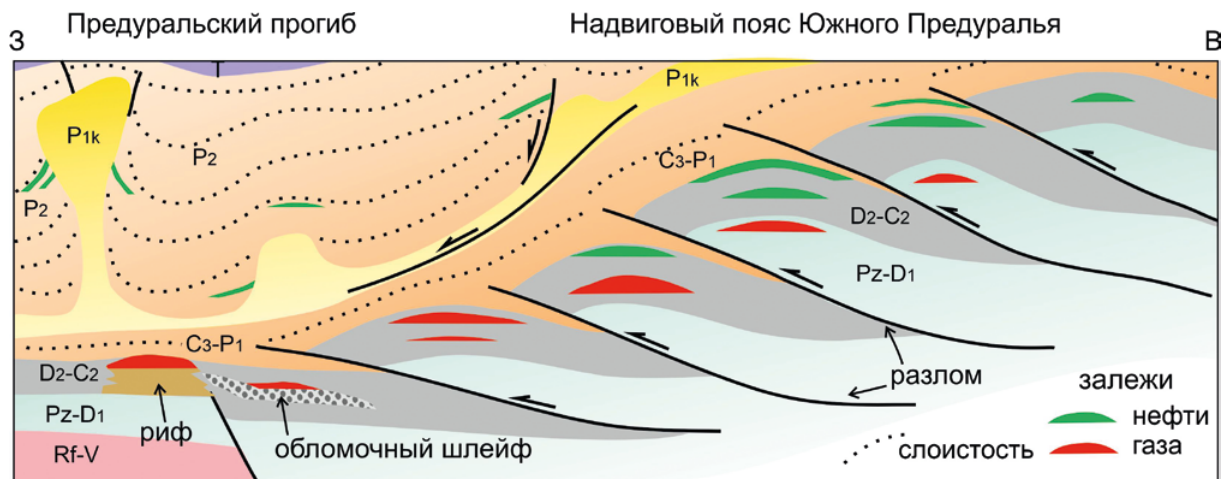


Рисунок 13 – Схематический геологический разрез оренбургского сегмента Южного Предуралья, показывающий возможные типы залежей нефти и газа

Опыт проведения геологоразведочных работ в районах сходного строения показывает, что для их выявления целесообразно использовать комплекс геофизических методов, включающих сейсморазведку 3D, электроразведку МТЗ и детальные грави- и магнитометрические съемки.

Заключение

Изучение геолого-геофизических сейсмических данных, характеризующих структуру Южного Предуралья, а также изучение районов-аналогов позволяет предполагать наличие в этом регионе новых зон нефтегазонакопления, связанных с системами дуплексных надвигов. Они образованы девонско-среднекаменноугольными отложениями, слагающими надвиговые пластины, расщепляющими осадочный чехол в основании синколлизонных глинистых отложений. Из-за структурной дисгармоничности деформаций эти складки не имеют прямого выражения в приповерхностных слоях, что ранее затрудняло их выделение.

Рассматриваемый структурный стиль деформаций объясняет структурное своеобразие значительной части Южного Предуралья, включая его оренбургский сегмент. В значительной мере это обусловлено увеличением толщины синколлизонных отложений в этом районе, через которые не проникают надвиговые деформации, затрагивающие подстилающие отложения. Эти факторы явились причинами, по которым исследование геологического строения и оценка нефтегазонаосного потенциала значительной части Южного Предуралья откладывались «до лучших дней». Вероятно, эти дни приближаются, так как восполнения ресурсной базы нефтегазодобычи за счет традиционных направлений работ в последние годы не происходит. Опыт геологоразведочных работ в бассейнах аналогичного строения показывает высокую перспективность их опоскования. Современные технологии геологоразведочных работ позволяют выявлять в данных условиях новые перспективные объекты поисков нефти и газа.

Список источников

1. Федотова С. Л. Геолог Удачи: Настоящая жизнь профессора Преображенского. Пермь: Изд-во «Астер Плюс», 2021. 336 с.
2. Jia C. Oil and Gas Exploration in Chinese Foreland Fold and Thrust Belts. In: Characteristics of Chinese Petroleum Geology. Advanced Topics in Science and Technology in China. Springer, Berlin, Heidelberg. 2012. P. 423–452. https://doi.org/10.1007/978-3-642-23872-7_10.
3. Yu Y., Tang L., Yang W., Huang T., Qiu N., Li W. Salt structures and hydrocarbon accumulations in the Tarim Basin, northwest China. AAPG Bulletin, 2014, v. 98, 1, 135–159.
4. Зоненшайн Л. П., Кузьмин М. И., Натапов Л. М. Тектоника литосферных плит территории СССР. В 1 кн. М.: Недра, 1990. 328 с.
5. Казанцев Ю. В. Структурная геология Предуральяского прогиба. М.: Наука, 1984. 185 с.
6. Камалетдинов М. А. Покровные структуры Урала. М.: Наука, 1974. 236 с.
7. Лозин Е. В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской и смежных территорий // Литосфера. 2002. № 3. С. 46–68.
8. Нечухин В. М., Волчек Е. Н. Тектоно-геодинамическое районирование Урало-Палеоазиатского сегмента Евразии // Литосфера. 2015. № 6. С. 5–25.
9. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность // Ред. Ю. А. Волож, В. С. Парасына. М.: Научный мир, 2013. 261 с.
10. Пучков В. Н. Геология Урала и Предуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. 280 с.
11. Шеин В. С., Алференок А. В., Долматова И. В., Мельникова Н. А. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента // Геология нефти и газа. 2020. С. 35–55.
12. Pease V, Eastern Europe: The Timanian and Uralian Orogens 2021 Encyclopedia of Geology, 2nd edition Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102908-4.00028-X>.
13. Şengör A. M. C., Natal'in B. A., Burtman V. S. Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia // Nature. 1993. Vol. 364. P. 299–307.
14. Соборнов К. О., Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне // Геология нефти и газа. 2023. № 1. С. 7–25.
15. Исмагилов Р. А. Перспективная зона нефтегазоносности под аллохтонами Южного Урала // Георесурсы. 2014. № 3(58). С. 17–21.
16. Политыкина М. А., Тюрин А. М., Макаров С. Е., Петрищев В. П., Панкратьев П. В., Багманова С. В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента передовых складок Урала // Геология нефти и газа. 2021. № 6. С. 59–71. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-6-59-71>.
17. Соборнов К. О., Скрипий А. А. Покровно-надвиговая структура осадочного чехла зоны сочленения Бельской впадины и Башкирского антиклинория Южного Урала // Докл. АН СССР. 1993. Вып. 333, № 2. С. 242–245.
18. Ефимов А. Г., Политыкина М. А., Тюрин А. М., Багманова С. В., Побережский С. М. Флишоидный газ Оренбуржья – новый нетрадиционный источник природного газа (аналог сланцевого газа) // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. 2017. № 3(31). С. 281–291.
19. Sherkati S., Letouzey J. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful embayment), Iran. Marine & Petrol. Geol. 2004, 21(5), 525–554.
20. Jones P. B. Oil and gas beneath east-dipping underthrust faults in the Alberta Foothills / Ed. by R. B. Powers // Geological studies of the Cordilleran Thrust Belt. Denver, Rocky Mountain Association of Geologists, 1982. P. 61–74.

21. Hagke, von Ch., Malz A. Triangle zones – Geometry, kinematics, mechanics, and the need for appreciation of uncertainties // *Earth Science Reviews*. 2018. Vol. 177. P. 24–42.
22. Соборнов К. О. Вдвиговые деформации южного борта Терско-Каспийского прогиба: строение, формирование и нефтегазоносный потенциал // *Геология нефти и газа*. 2019. № 6. С. 19–30. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-19-30>.
23. Соборнов К. О. Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. № 10. http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf.
24. Щекотова И. А. Карбонатные формации Южного Предуралья: тектоника и нефтегазоносность. М.: Наука, 1990. 112 с.

References

1. Fedotova S. L. *Geologist of success: real life of professor Preobrazhenskiy*. Perm, Aster Plus, 2021, 336 p. (In Russ.).
2. Jia C. Oil and Gas Exploration in Chinese Foreland Fold and Thrust Belts. In: *Characteristics of Chinese Petroleum Geology. Advanced Topics in Science and Technology in China*. Springer, Berlin, Heidelberg. 2012. P. 423–452. https://doi.org/10.1007/978-3-642-23872-7_10.
3. Yu Y., Tang L., Yang W., Huang T., Qiu N., Li W. Salt structures and hydrocarbon accumulations in the Tarim Basin, northwest China. *AAPG Bulletin*, 2014, v. 98, 1, P. 135–159.
4. Zonenshain L. P., Kuz'min M. I., Natapov L. M. *Lithosphere plate tectonics of the USSR territory*. Moscow: Nedra, 1990. Vol. 1. 328 p. (In Russ.).
5. Kazantsev Yu. V. *Structure of the Cis-Uralian foredeep*. Moscow: Nauka, 1984. 185 p. (In Russ.).
6. Kamaletdinov M. A. *Overthrust structures of the Urals*. Moscow: Nauka, 1974. 236 p. (In Russ.).
7. Lozin E. V. Deep structure and petroleum potential of the Volga-Urals and adjacent areas. *Lithosphere*. 2002, 3, 46–68. (In Russ.).
8. Nechukhin V. M., Volchek E. N. Tectonog-geodynamic zoning of the Ural-Paleoasian segment of Eurasia. *Lithosphere* 2015, 6, 5–25. (In Russ.).
9. Orenburg tectonic knot: geological structure and petroleum potential. Volozh Yu. A., Parasya V. S. (chief eds.). Moscow: Nauchnyy Mir, 2013. 264 p. (In Russ.).
10. Puchkov V. P. *Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny)*. Ufa: DesignPoligraphService, 2010. 280 p. (In Russ.).
11. Shein V. S., Alferenok A. V., Dolmatova I. V., Mel'nikova N. A. Paleobasins of the East European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation. *Oil and gas geology*. 2020, 1, pp. 35–55. (In Russ.).
12. Pease V. Eastern Europe: The Timanian and Uralian Orogens 2021 *Encyclopedia of Geology*, 2nd edition Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102908-4.00028-X>.
13. Şengör A. M. C., Natal'in B. A., Burtman V. S. Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia // *Nature*. 1993. Vol. 364. P. 299–307.
14. Sobornov K. O. Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin. *Oil and gas geology*. 2023;(1):7-25. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2023-1-0-0>. (In Russ.).
15. Ismagilov R. A. Prospective oil play underneath allochthonous of the South Urals. *Georesources*, 2014, 3 (58), 17–21. (In Russ.).
16. Politykina M. A., Tyurin A. M., Makarov S. E., Petrishchev V. P., Pankrat'ev P. V., Bagmanova S. V. Petroleum potential of Orenburg segment of Urals frontal folds. *Geologiya nefiti i gaza*. 2021;(6):59-71. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-6-59-71>.
17. Sobornov K. O., Skripiy A. A. Thrust structure of the transition zone of the Belsk Trough and Bashkirian Anticlinorium of the Southern Urals. *Reports of the USSR Acad. of Sci.* 1993, 333, 2, p. 242–245. (In Russ.).
18. Efimov A. G., Politykina M. A., Tyurin A. M., Bagmanova S. V., Poberezhskiy S. M. Flyschoid gas of Orenburg – new nonconventional source of natural gas (analog of shale gas). *Problems of resource supply gas-producing areas of Russia*, 3(31), 281–291. (In Russ.).
19. Sherkati S., Letouzey J. Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros (Izeh zone and Dezful embayment), Iran. *Marine & Petrol. Geol.* 2004, 21(5), 525–554.
20. Jones P. B. Oil and gas beneath east-dipping underthrust faults in the Alberta Foothills / Ed. by R. B. Powers // *Geological studies of the Cordilleran Thrust Belt*. Denver, Rocky Mountain Association of Geologists, 1982, 61–74.
21. Hagke, von Ch., Malz A. Triangle zones – Geometry, kinematics, mechanics, and the need for appreciation of uncertainties// *Earth Science Reviews*, 2018. Vol., 177, p. 24–42.
22. Sobornov K. O. Wedge-shaped thrusts of the southern flank of the Terek-Caspian foredeep: structure, development and petroleum prospectivity. *Oil and gas geology*. 2019;6:19-30. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-19-30>.
23. Sobornov K. O. Structure of fold belts and opportunity of large oil and gas discoveries in the Uralian fold belt // *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 2015, 10. https://ngtp.ru/rub/2015/6_2015.html. (In Russ.).
24. Shchekotova I. F. *Carbonate formations of the South Cis-Urals: tectonics and petroleum potential*. Moscow, Nauka, 1990, 112. (In Russ.).

Информация об авторе:

Константин Олегович Соборнов,
доктор геолого-минералогических наук,
главный геолог

Information about the author:

Konstantin O. Sobornov,
doctor of sciences in geology and mineralogy,
chief geologist

Статья поступила в редакцию 16.05.2023; одобрена после рецензирования 31.07.2023; принята к публикации 31.07.2023.
The article was submitted 16.05.2023; approved after reviewing 31.07.2023; accepted for publication 31.07.2023.

Научная статья
УДК 550.832:622.276
EDN NDRMYT

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ МНОГОЦИКЛОВЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОМОЩЬЮ ВЫСОКОЧУВСТВИТЕЛЬНОГО МАНОМЕТРА

Р. А. Мингараев¹, Д. Н. Гуляев², А. С. Наумов³, А. Н. Никонорова⁴,
К. В. Коваленко⁵, О. М. Пономаренко⁶

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²⁻⁶Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

¹rammingaraev@yandex.ru

²letter_to_me@rambler.ru

³andrei.naumov@sofoil.com

⁴anastasia.nikonorova@list.ru

⁵kovalenko.k@gubkin.ru

⁶ponomarenko.o@gubkin.ru

Аннотация. С каждым годом в мире вовлекается в разработку все больше и больше объектов, относящихся к категории сложных для разработки коллекторов. Существующие методики контроля за состоянием таких объектов все чаще выходят за границы своей применимости, поэтому так важно находить новые подходы к технологиям мониторинга разработки с целью оптимизации подходов к добыче углеводородов из подобных коллекторов. В данной

статье рассматриваются предлагаемые авторами решения для повышения эффективности мониторинга разработки высокопроницаемых коллекторов с рыхлой структурой матрицы коллектора. Основная сложность заключается в оптимизации депрессии в добывающих скважинах, с которой можно проводить экономически привлекательную разработку без разрушения коллектора, проблем с выносом песка и опасности обрушения ствола скважин.

Ключевые слова: мониторинг разработки, гидродинамические исследования скважин, чувствительные манометры, оптимизация депрессии, вынос песка

Благодарности: авторы выражают огромную благодарность компании, предоставившей возможность опробования глубинных манометров в газовой скважине, и компании «Зетскан», являющейся одним из лидеров импортозамещения в области высокоточных глубинных приборов, предоставившей высокочувствительные глубинные манометры для испытания в газовой скважине.

Для цитирования: Мингараев Р. А., Гуляев Д. Н., Наумов А. С., Никонорова А. Н., Коваленко К. В., Пономаренко О. М. Оптимизация режимов работы газовых скважин на основе многоцикловых газодинамических исследований с помощью высокочувствительного манометра // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 32–41. EDN NDRMYT.

© Мингараев Р. А., Гуляев Д. Н., Наумов А. С., Никонорова А. Н., Коваленко К. В., Пономаренко О. М., 2023

© Gulyaev D. N., Mingaraev R. A., Naumov A. S., Nikonorova A. N., Kovalenko K. V., Ponomarenko O. M., 2023

GAS WELLS DRAWDOWN OPTIMIZATION BASED ON MULTI-RATE WELL-TESTS VIA A HIGHLY SENSITIVE PRESSURE GAUGE

R. A. Mingaraev¹, D. N. Gulyaev², A. S. Naumov³, A. N. Nikonorova⁴,
K. V. Kovalenko⁵, O. M. Ponomarenko⁶

¹Kazan federal university, Kazan, Russia

²⁻⁶National university of oil and gas "Gubkin university", Moscow, Russia

¹rammingaraev@yandex.ru

²letter_to_me@rambler.ru

³andrei.naumov@sofoil.com

⁴anastasia.nikonorova@list.ru

⁵kovalenko.k@gubkin.ru

⁶ponomarenko.o@gubkin.ru

Abstract. Every year in the world more and more fields are involved in the development, with reservoirs that are hard to develop. Existing methods of reservoir development surveillance of such reservoirs are increasingly beyond the limits of their applicability, so it is so important to involve new approaches to development monitoring technologies in order to optimize approaches to hydrocarbon production from such reservoirs. This

article presents the solutions proposed by the authors to improve the efficiency of monitoring the development of high-permeable poorly consolidated reservoirs, one of the main difficulties for its development is to optimize drawdown in production wells, with which it is possible to perform economically attractive development without reservoir destruction, sand production problems and wellbore collapse hazards.

Keywords: reservoir development surveillance, well testing, pressure transient analysis, sensitive pressure gauges, well drawdown, sand production

Acknowledgments: the authors express their deep acknowledgments to the company provided opportunity to test downhole gauges in a gas well, and to the Zetscan Company, which is one of the leaders in production localization of high-precision downhole gauges for the highly sensitive downhole pressure gauges.

For citation: Gulyaev D. N., Mingaraev R. A., Naumov A. S., Nikonorova A. N., Kovalenko K. V., Ponomarenko O. M. Gas wells drawdown optimization based on multi-rate well-tests via a highly sensitive pressure gauge. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):32-41. (In Russ.). EDN NDRMYT.

Введение

В данной статье предлагается к рассмотрению ситуация добычи газа из рыхлых пород. Разработка такого объекта осложнена необходимостью поддержания оптимального забойного давления. Превышение допу-

стимой депрессии может приводить к выносу из коллектора твердых частиц породы, которые оказывают абразивное воздействие на внутрискважинное оборудование, металлические стенки обсадной колонны и значительно снижают срок ее эксплуатации. Напро-

тив, создание критически малой депрессии приводит к экономическим потерям недропользователя за счет снижения дебита углеводородов и падения рентабельности добычи.

Стандартные манометры, повсеместно используемые для скважинных исследований, не всегда обладают достаточной чувствительностью для регистрации небольших изменений давления, когда разработка объектов проводится с низкими депрессиями, в первую очередь при добыче газа. Для решения задачи подбора оптимального забойного давления, определения проницаемости пласта, пластового давления и скин-фактора в скважинах проводятся многорежимные исследования с отдельной интерпретацией переходных процессов при изменении давления для каждого цикла исследования, что позволяет помимо фильтрационных параметров пласта определить влияние турбулентности и подобрать оптимальные режимы работы скважин [1–5]. В анализируемой скважине депрессия составляет доли атмосферы, в подобных условиях стандартные манометры не позволяют решить требуемую задачу.

Описанный в данной работе пример имел две главные цели: во-первых, было необходимо подобрать оптимальное забойное давление для безаварийной эксплуатации исследуемой скважины и выполнить раздельную оценку проницаемости пласта и скин-фактора скважины; во-вторых, провести испытание нового высокочувствительного манометра zPas-10M.

Объект исследования

Объектом исследования является система «скважина – пласт», включая как призабойную зону, так и дальнюю зону пласта. Исследуемые отложения относятся к покурской свите и сложены переслаиванием слабоуплотненных песков, светло-серых песчаников, серых до темно-серых глин и алевролитов с редкими прослоями глинистых известняков; апт-сеноманского возраста и толщиной до 804 м. Третий гидрогеологический комплекс, заключенный в отложениях апт-сеноманского возраста, представляет мощную водонасыщенную толщу, имеющую хорошую гидродинамическую связь между пластами в пределах сравнительно больших площадей. Верхнемеловой отдел (сеноманский ярус, верхи покурской свиты) представлен чередованием песков, песчаников, алевролитов серых с глинами.

Задачи исследования

В работе были поставлены и решены следующие задачи:

1. В первую очередь была проведена оценка качества данных, полученных с использованием приборов САМТ и zPas-10M.

2. На следующем этапе был выполнен сравнительный анализ работы двух манометров.

3. Данные стандартного и высокочувствительного датчиков были проинтерпретированы для сопоставления надежности получаемых результатов.

4. На основе результатов интерпретации манометра zPas-10M были подготовлены рекомендации по выбору оптимального режима работы скважины.

Технология проведения измерений в скважине и сравнение приборов

В рамках работы по импортозамещению глубинных скважинных проборов российской компанией «Зетскан» изготавливаются глубинные манометры zPas-10M с не имеющей аналогов в России чувствительностью = 10 Па. В анализируемой скважине было проведено многорежимное газодинамическое исследование с использованием данного высокочувствительного термометра-манометра. Это позволяет регистрировать минимальные колебания давления и получать достоверную информацию о проницаемости пласта и скин-факторе скважины даже при минимальной депрессии. В статье также приведен сравнительный анализ высокочувствительного прибора со стандартным кварцевым манометром САМТ.

Апробация прибора zPas-10M был произведена в добывающей скважине, разрабатывающей газонасыщенную залежь. Начало исследований приурочено к остановке скважины для записи кривой восстановления давления (КВД). Затем последовательной сменой штуцеров скважину выводят на рабочие режимы, соответствующие 70, 80 и 90 % от технологического режима работы. Для корректности сравнения результатов исследований при помощи приборов САМТ и zPas-10M в скважину была спущена сдвоенная компоновка, включающая оба прибора, что обеспечило единство условий проведения замеров.

С целью беспристрастного сравнения приборов САМТ и zPas-10M было выделено несколько критериев, проанализировав которые можно сделать вывод о качестве работы каждого прибора в текущих условиях.

Критерий 1. Разброс значений измеренного давления в условиях постоянного давления

Для первичного анализа качества записанных двумя приборами данных были построены диаграммы давления (рисунок 1 на с. 35). На графиках выделяются явные различия в величине регистрируемых параметров.

На рисунке 1 можно наблюдать участок КВД с установившимся забойным давлением. На представленной диаграмме видно, что САМТ пишет сильно зашумленный временной ряд давлений, в то же самое время по данным, полученным с прибора zPas-10M, невозможно невооруженным взглядом увидеть какие-либо флуктуации давления.

Величина фактического диапазона шума данных по давлению у прибора САМТ имеет значение 0,028 атм, в то время как у zPass-10M составляет 0,0007 атм.

Критерий 2. Сопоставление нормированных кривых давления

Для данного критерия было выполнено нормирование кривых давления по максимальной величине измерений, результаты представлены на рисунке 2 на с. 35.

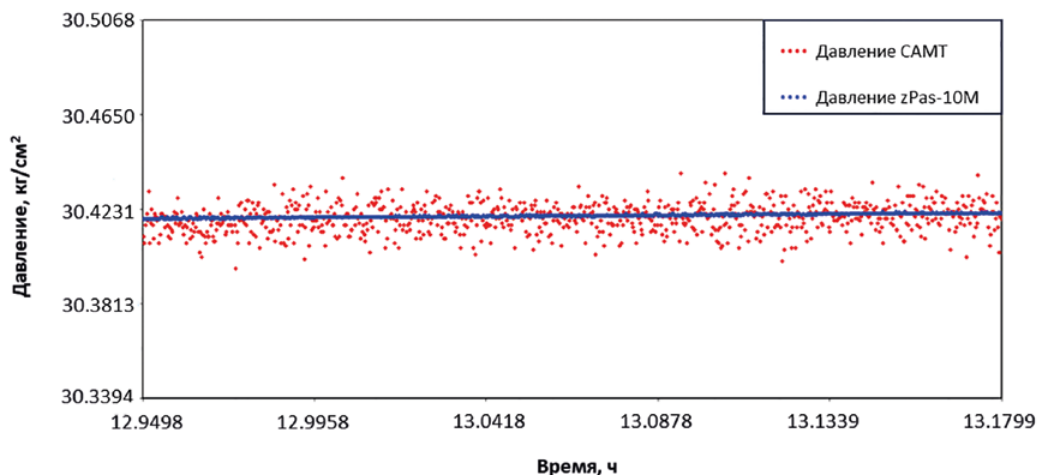


Рисунок 1 – Сопоставление давления на позднем участке КВД с установившимся давлением

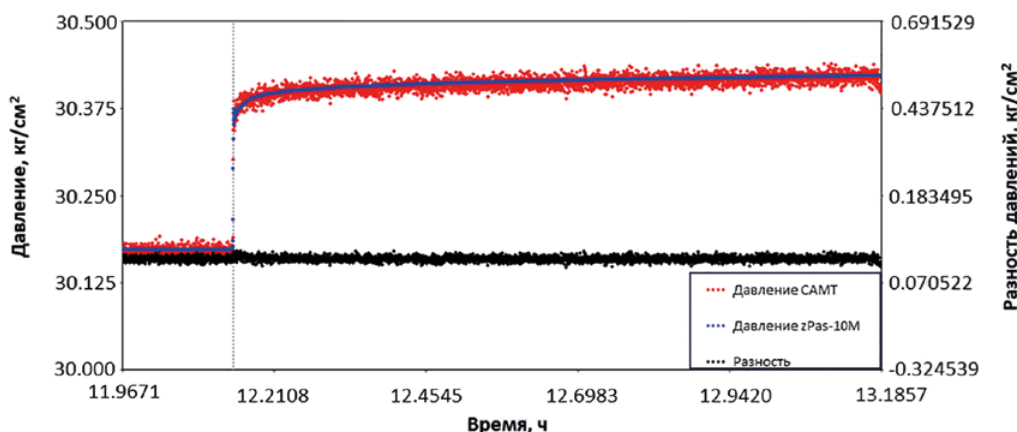


Рисунок 2 – Сопоставление КВД с нормированными относительно максимума давлениями

Видно, что профили давления имеют хорошую сходимость, и в силу сильной зашумленности данных с прибора SAMT их интерпретация будет неоднозначна.

Критерий 3. Сопоставление температурных кривых

На **рисунке 3** показаны температурные кривые с двух приборов. Видно, что разница между зарегистриро-

ванными температурами является константой на протяжении всего времени, различие составляет 0,241 °С.

Различие обусловлено тем, что в общей компоновке приборы SAMT и zPas-10M разнесены друг от друга на некоторое расстояние. Датчик прибора zPas-10M находился напротив муфты НКТ, чем обуславливается большая зарегистрированная температура, а датчик

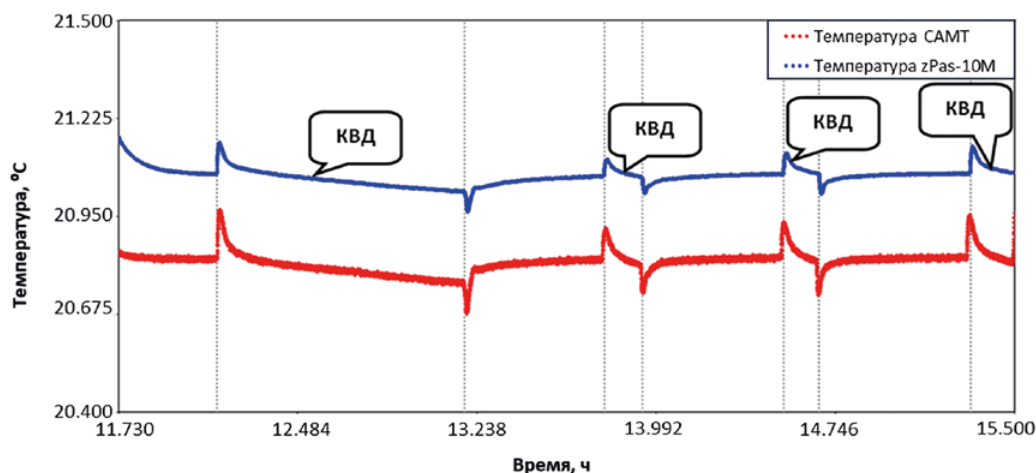


Рисунок 3 – Профиль температуры во времени на глубине замеров

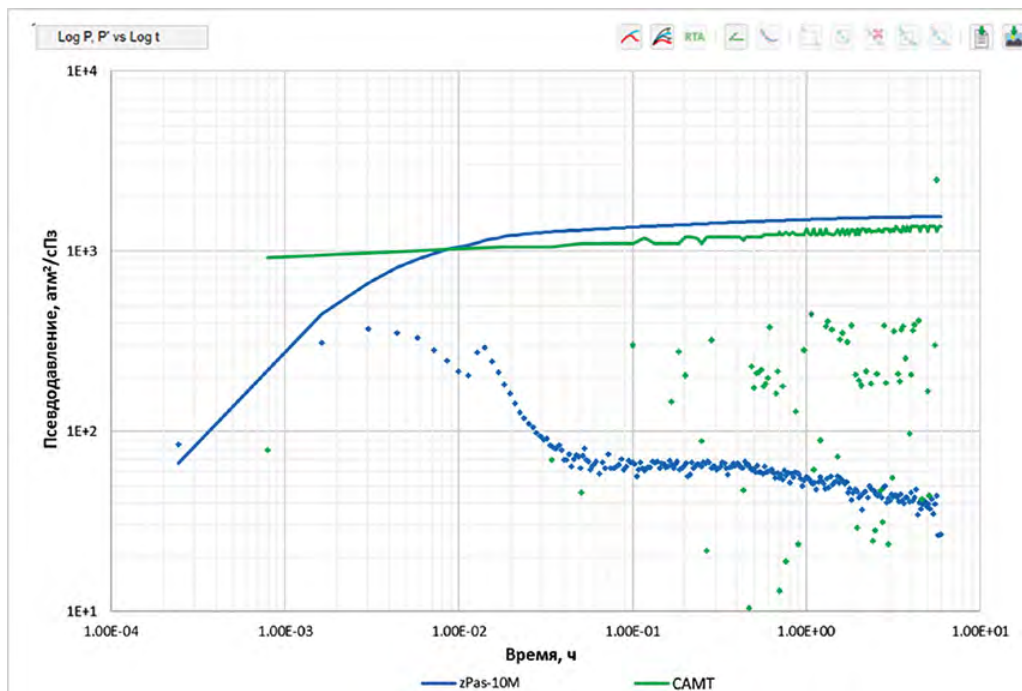


Рисунок 4 – Сопоставление циклов КВД для двух приборов

прибора CAMT – несколько дальше от места сочленения труб НКТ.

Стоит отметить, что, как и в случае с давлением, регистрация температуры прибором zPas-10M дает менее шумные данные с четким трендом, на графике замеров температуры прибором CAMT наблюдается небольшая зашумленность.

Критерий 4. Сопоставление диагностических графиков КВД

Выполнено совместное построение диагностических графиков цикла КВД в билогорифмическом масштабе с использованием данных CAMT и zPas-10M. За счет того, что изначально обыкновенный манометр записывал зашумленные данные, мы видим, что кардинально отличается внешний вид как графика изменения давления, так и его производной для одного и того же цикла КВД на разных датчиках (**рисунок 4**).

Отчетливо видно, что по замерам zPas-10M регистрируется радиальный режим фильтрации в системе «скважина – пласт». В то же время производная диагностического графика прибора CAMT имеет катастрофический разброс значений, что делает такое исследование

не интерпретируемым. В этом и заключается основная проблема стандартного манометра – недостаточная разрешающая способность по параметру давления, что крайне важно для исследований высокодебитных газовых скважин в условиях очень малых перепадов давления.

Результаты интерпретации исследования

Исходные данные для интерпретации представлены в **таблице 1**.

В скважине проведено многорежимное газодинамическое исследование с остановкой скважины для регистрации КВД после работы на технологическом режиме (100 % от плановой депрессии) и отработкой с уменьшенной депрессией (70–90 % от депрессии при работе на технологическом режиме). В таблице приведены соответствующие дебиты и давления для каждого режима работы скважины в процессе исследования.

На **рисунке 5** на с. 37 представлен профиль давления во время проведения исследований.

Короткие остановки, записанные в промежутках между режимами исследования, выполнены для опре-

Таблица 1 – Данные режимов работы скважины

Режим	$P_{\text{трубное, атм}}$	$P_{\text{затрубное, атм}}$	$P_{\text{забойное, атм}}$	Дебит газа, тыс. м³/сут	Депрессия, атм
100 %	26,045	28,355	30,1720	308,3	0,2487
КВД	28,591	28,624	30,4207	–	–
70 %	27,247	28,451	30,2681	222,6	0,1526
80 %	26,895	28,410	30,2434	248,7	0,1773
90 %	26,456	28,382	30,2115	282,2	0,2092

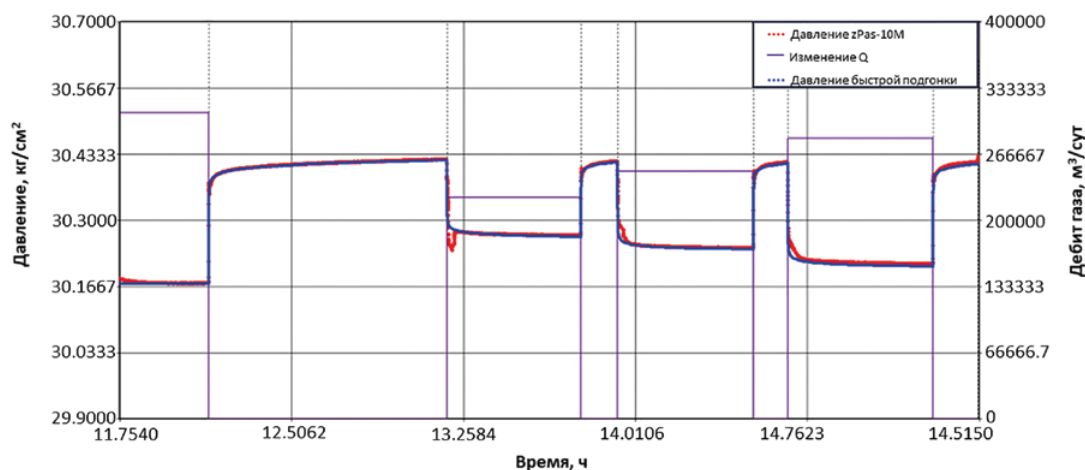


Рисунок 5 – Давление в циклах работы и остановки скважины

деления зависимости изменения скин-фактора от дебита скважины, учитывающего турбулентное течение газа в стволе скважины.

Для построения диагностического графика было решено использовать самый первый цикл остановки скважины по причине его наибольшей длительности на фоне остальных. Качество данных по давлению в цикле КВД хорошее, дискретность замеров низкая. Анализируя остальные циклы остановки скважины,

можно сказать, что длительность каждого из периодов работы была достаточной для достижения радиального режима течения в пласте. Продолжительность работы скважины по времени от режима к режиму изменяется в пределах 0,58–0,63 ч. На каждом из режимов ИД отмечается практически полная стабилизация давления, что является метрикой устойчивости во времени параметров работы системы «скважина – пласт».

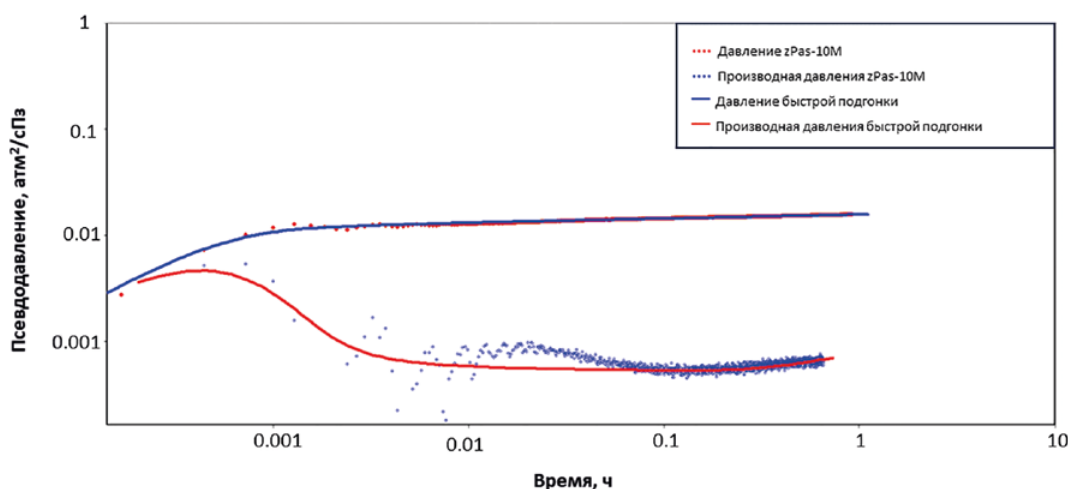


Рисунок 6 – КВД в бигорифмическом масштабе

На поздних временах уверенно выделяется радиальный режим течения, что позволяет оценить гидропроводность пласта, проницаемость и величину интегрального скин-фактора. Также после радиального режима заметен тренд роста производной, свидетельствующий о влиянии непроницаемой границы, ее удаленность составляет 85 м.

На **рисунке 7** на с. 38 представлен диагностический график временной функции Хорнера, он позволяет оценить текущее пластовое давление.

Оценка выполняется на основе экстраполяции тренда восстановления давления на бесконечное время остановки скважины.

Поскольку в данной работе производилась интерпретация данных с газового объекта, то было необходимо построить график ЛПТ (ламинарный, переходный, турбулентный) для определения коэффициентов В и F, которые являются аналогами коэффициентов А и В, при этом включают поправку на вязкость газа и Z-фактор. Результаты построения представлены на **рисунке 8** на с. 38.

Замеры дебитов и давлений на разных режимах работы позволили построить индикаторную диаграмму, представленную на **рисунке 9** на с. 38.

Пересечение графика функции с осью абсцисс соответствует чистому свободному дебиту, который

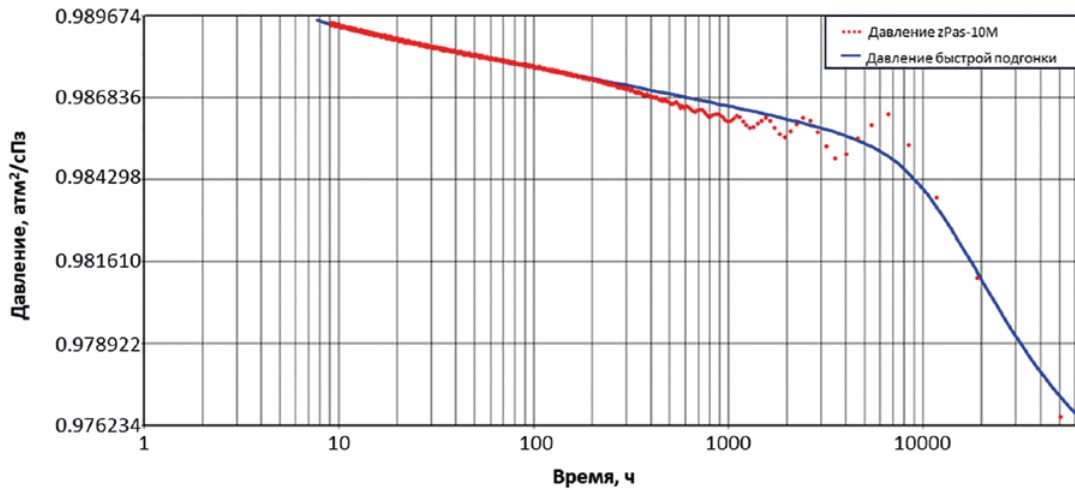


Рисунок 7 – Диагностический график временной функции Хорнера

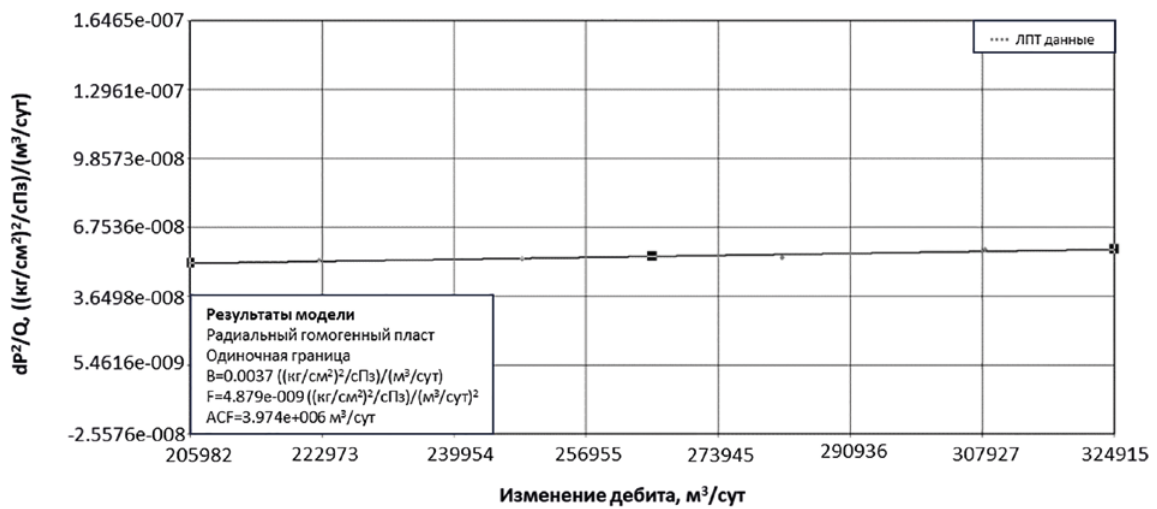


Рисунок 8 – Диаграмма ЛПТ

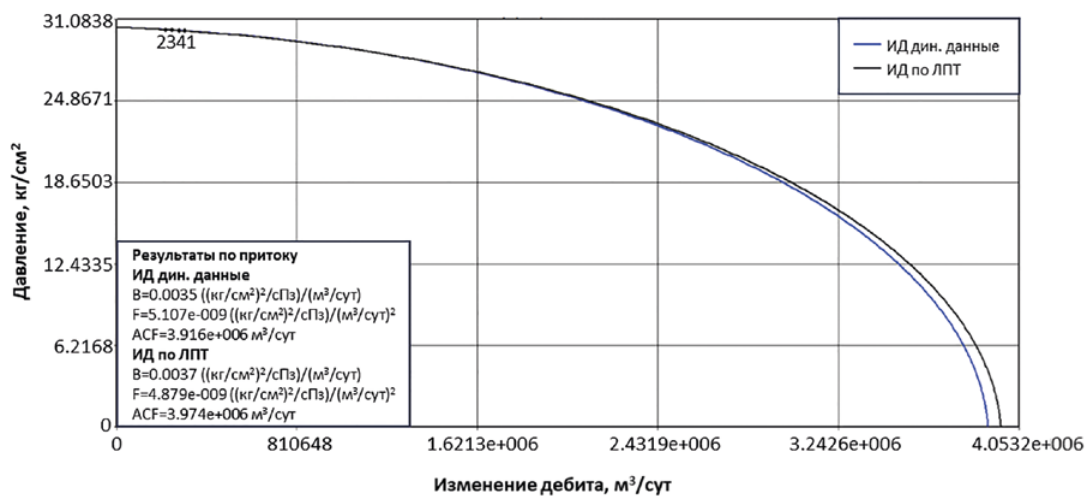


Рисунок 9 – Индикаторная диаграмма

составляет 3,91 м³/сут. Пересечение графика с осью давления, на момент исследования оно составляет 30,45 атм. ординат позволяет оценить величину пластового

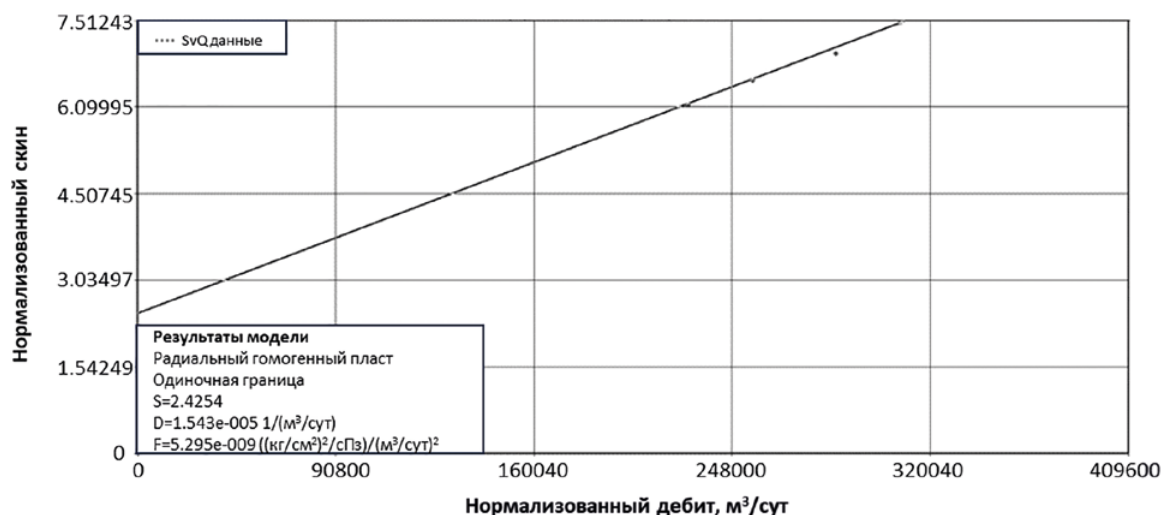


Рисунок 10 – Зависимость скин-фактора от дебита газа

На **рисунке 10** представлена зависимость изменения скин-фактора от дебита газа.

График позволяет оценить величину D-фактора. Эффекты, связанные с турбулентным течением газа в стволе скважины, оказывают существенное влияние на ее работу, поэтому необходимо принимать данный факт во внимание при дальнейшем анализе.

Пересечение графика функции с осью ординат дает скин-фактор, не зависящий от дебита, который при необходимости можно улучшить с помощью стимуляции призабойной зоны пласта.

Помимо анализа давлений, был проведен анализ измерений теплового поля, поскольку прибор zPas-10M оснащен в том числе и датчиком температуры. На **рисунке 11** представлен записанный во времени профиль температуры.

Видно, что в ходе проведения исследования температура ведет себя сложным образом вследствие со-

вместного влияния двух процессов: с одной стороны, во время работы скважины температура понижается вследствие эффекта дросселирования, а при остановке она восстанавливается. С другой стороны, имеется тренд стремления температуры к более низким значениям (20,9 °C) по сравнению с геотермической температурой вследствие охлаждения на большом расстоянии от скважины в процессе ее длительной работы. Кривая температуры может быть использована для уточнения моментов изменения режимов работы скважины.

При сопоставлении температуры с давлением в один и тот же момент времени была получена диаграмма, представленная на **рисунке 12** на с. 40.

Видно, что с уменьшением забойного давления происходит рост температуры. Данный эффект, вероятно, связан с тем, что расположение датчика достаточно удалено от перфорационного интервала. В результате течения газа по стволу происходит разогрев

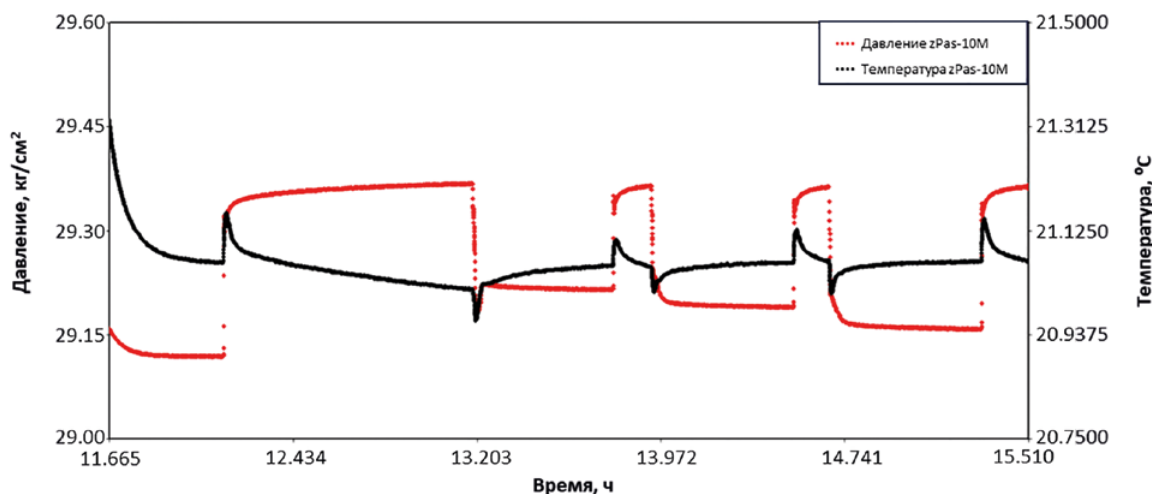


Рисунок 11 – Зависимость скин-фактора от дебита газа

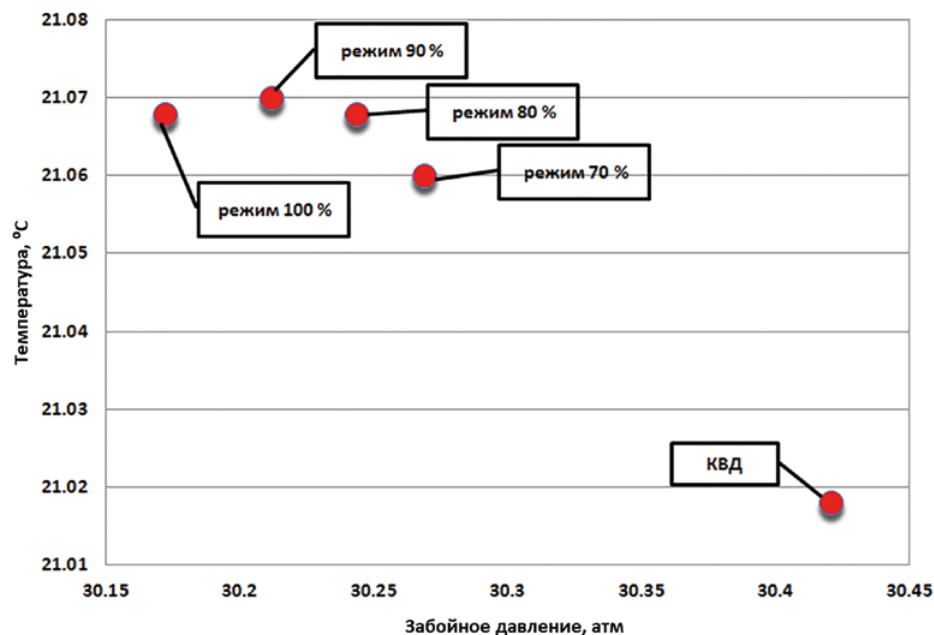


Рисунок 12 – Сопоставление температуры и давления в точке проведения замеров

вследствие теплообмена с вмещающими породами, что и отражается на профиле температуры ее ростом.

В **таблице 2** представлены общие результаты исследований.

Из таблицы видно, что система «скважина – пласт» характеризуется высокими гидропроводностью и проницаемостью, средним загрязнением призабойной зоны пласта и сниженным пластовым давлением. Отрицательное значение геометрического скин-фактора обусловлено наклонным расположением ствола в продуктивной части пласта.

Общая глубина охвата пласта исследованием, с учетом его фильтрационных свойств, составила 170 м.

В исследовании использован инновационный метод приобщения результатов интерпретации гидродинамических данных к процессу оптимизации режимов работы газовых скважин. Классическая интерпретация данных ГДИС, основанных на зашумленных дан-

ных, полученных низкочувствительным манометром, не всегда позволяет принимать решения по оптимизации режимов работы скважины на газовых объектах. Особенности поведения давления в системе «скважина – пласт» при разработке слабосцементированных газонасыщенных пластов несут большое количество информации, однако ее извлечение возможно лишь высокочувствительными датчиками давления. Применение манометра с чувствительностью 10 Па для исследования выбранной скважины позволило зарегистрировать минимальные колебания давления и получить достоверную информацию о проницаемости пласта и скин-факторе скважины даже в ситуации, когда скважина эксплуатировалась при минимальной депрессии.

Установлено, что прирост продуктивности скважины в случае проведения очистки призабойной зоны пласта составит 50 %.

Таблица 2 – Результаты интерпретации

Параметр	Единицы	Значение
Коэффициент ствола скважины	м ³ /(кг/см ²)	1,0
Скин-фактор интегральный (при Q = 0 м ³ /сут)		+2,5
Геометрический скин-фактор		-1,0
D-фактор (зависимость скина от дебита)	1/(м ³ /сут) 20 °С	1,58510-5
Скин-фактор загрязнения		+3,5
Проницаемость фазовая по газу	мД	3132,78
Рассчитанное пластовое давление	атм	30,4541
Замеренное пластовое давление	атм	30,4207
Температура в ост. скв. (в точке записи)	°С	21 018
Коэффициент гидропроводности	мДсм/сПз	1072532,5
Коэффициент А	(кг/см ²) ² /(тыс. м ³ /сут)	0,02333
Коэффициент В	(кг/см ²) ² /(тыс. м ³ /сут) ²	0,00008036
Абсолютно свободный дебит	тыс. м ³ /сут (20 °С)	3253,3
Глубина охвата исследования	м	170

По результатам проведенной работы даны рекомендации по оптимизации забойного давления на уровне, соответствующем депрессии = 0,195 атм, для получения коммерчески привлекательного дебита величиной 265 тыс. м³/сут в условиях безаварийной эксплуатации глубинного скважинного оборудования.

Заключение

Установлено, что скважинный манометр zPas-10M обладает значительными преимуществами перед стан-

дартными кварцевыми манометрами с невысокой чувствительностью пьезодатчика.

Достоверность полученных данных высокая, что также отражается на качестве интерпретации. Оцененные фильтрационные свойства пласта высокие. Имеется небольшое загрязнение призабойной зоны пласта, выражающееся в величине скин-фактора, равной +3,5. Также имеется влияние высоких скоростей течения газа и турбулентности потока, которые описываются D-фактором, величина которого составляет $1,585 \cdot 10^{-5} \text{ 1/(м}^3\text{/сут)}$.

Список источников

1. Хорн Р. Н. Современный анализ ГДИС: компьютерный подход. 2-е изд. Пало-Альто, Калифорния: Петровэй, Инк., 1995.
2. Чепкасова Е. В., Силов В. Ю. Усовершенствование методологии проведения газодинамических исследований в горизонтальных газовых скважинах // Вести газовой науки. 2017. № 2. С. 175–182.
3. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. Издательство «ИКИ»: Ижевск, 2020. 780 с.
4. Волков Ю. В., Мингараев Р. А., Фаткулин М. Р. Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодированного гидропрослушивания // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 35–39. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-5-35-39>.
5. Асланян А. М., Фарахова Р. Р., Гуляев Д. Н., Мингараев Р. А., Хафизов Р. И. Сравнительный анализ трассерных исследований и импульсно-кодированного гидропрослушивания на основе численного моделирования синтетических месторождений со сложным геологическим строением // SPE-206493-MS. Октябрь 2021. <https://doi.org/10.2118/206493-MS>.

References

1. Horne R. N. Modern well test analysis: a computeraided approach. 2nd ed. Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 1995. (In Russ.)
2. Chepkasova E. V., Silov V. Yu. Improving the methodology for horizontal gas wells testing // News of gas science. 2017. No. 2. P. 175–182. (In Russ.)
3. Kremenetsky M. I., Ipatov A. I. Application of reservoir development surveillance to optimize the development of oil and gas fields. Part 2. The role of well-testing and production logging in the reservoir development management. Publishing house "IKI": Izhevsk, 2020. 780 p. (In Russ.)
4. Volkov Yu. V., Mingaraev R. A., Fatkulin M. R. Evaluation of the development of hydrocarbon reserves using pulse-code interference testing // Exposition Oil and Gas. 2021. No. 5. P. 35–39. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-5-35-39>. (In Russ.)
5. Aslanyan A. M., Farahova R. R., Gulyaev D. N., Mingaraev R. A., Khafizov R. I. Comparative Analysis of Tracers Against Pressure Pulse Code Interference Testing based on the Numerical Simulations of the Synthetic Oilfields with Complicated Geology // SPE-206493-MS. 10/2021. <https://doi.org/10.2118/206493-MS>. (In Russ.)

Информация об авторах:

Рамиль Анварович Мингараев, аспирант кафедры геологии нефти и газа

Андрей Сергеевич Наумов, аспирант кафедры геофизических информационных систем

Данила Николаевич Гуляев, кандидат технических наук, доцент кафедры геофизических информационных систем

Анастасия Николаевна Никонорова, аспирант кафедры геофизических информационных систем

Казимир Викторович Коваленко, доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геофизических информационных систем

Олег Михайлович Пономаренко, старший преподаватель кафедры геофизических информационных систем

Information about the authors:

Ramil A. Mingaraev, postgraduate student of department of geology of oil and gas

Andrey S. Naumov, postgraduate student of department of geophysical information systems

Danila N. Gulyaev, PhD in petroleum engineering, assistant professor of department of geophysical information systems

Anastasiya N. Nikonorova, postgraduate student of department of geophysical information systems

Kazimir V. Kovalenko, grand PhD in geological and mineralogical sciences, head of department of geophysical information systems

Oleg M. Ponomarenko, senior teacher of department of geophysical information systems

Статья поступила в редакцию 02.06.2023; одобрена после рецензирования 22.06.2023; принята к публикации 31.07.2023. The article was submitted 02.06.2023; approved after reviewing 22.06.2023; accepted for publication 31.07.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 42–47

Научная статья
УДК 622.276
EDN CTSLSN

НОВАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

О. В. Николаев¹, А. А. Плосков², И. В. Стоноженко³,
В. Г. Васильев⁴, А. В. Соломахин⁵

^{1,2,3}ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

^{4,5}ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия

¹o-nikolaev@yandex.ru

²ploskov86@yandex.ru

³i.stonozhenko@yandex.ru

⁴slik77@mail.ru

⁵solomax82@mail.ru

Аннотация. В статье приводится описание новой гидродинамической модели вертикальных газожидкостных потоков с экстремально низким содержанием жидкой фазы и адаптированная к ней методика расчетов режимов эксплуатации обводненных газовых скважин. Модель разработана в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе экспериментальных исследований газожидкостных потоков в условиях, воспроизводящих газопромысловые.

Необходимость разработки новой модели обусловлена тем, что существующая методология моделирования газожидкостных потоков направлена на удовлетворение нужд нефтедобычи и основана на результатах исследований гидродинамики газожидкостных смесей с высоким содержанием жидкости, что дела-

ет ее неприменимой к решению задач газодобывающей отрасли, для которой характерно экстремально низкое содержание жидкой фазы в потоке газа (не более 0,1 % в объемном расходе выражении).

На расчетном примере для промысловых условий Медвежьего месторождения показано, что устойчивая эксплуатация обводненной газовой скважины обеспечивается выполнением одновременно двух ограничивающих условий – по минимальному дебиту и максимальному устьевому давлению.

Представленная в статье модель является в настоящее время наиболее адекватной условиям газовых промыслов и рекомендуется к использованию при составлении проектов разработки и доработки газовых залежей.

Ключевые слова: эксплуатация газовых скважин, гидродинамическое моделирование, экспериментальные исследования, газожидкостные потоки, потери давления, забойное давление, дебит, содержание жидкости

Для цитирования: Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В., Васильев В. Г., Соломахин А. В. Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2024. № 4(40). С. 42–47. EDN CTSLSN.

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

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

NEW METHODOLOGY FOR HYDRODYNAMIC MODELING OF FLOODED GAS WELLS

O. V. Nikolaev¹, A. A. Ploskov², I. V. Stonozhenko³,
V. G. Vasiliev⁴, A. V. Solomakhin⁵

^{1,2,3}LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia

^{4,5}PJSC "Gazprom", Saint Petersburg, Russia

¹o-nikolaev@yandex.ru

²ploskov86@yandex.ru

³i.stonozhenko@yandex.ru

⁴v.g.vasilyev@adm.gazprom.ru

⁵a.solomakhin@adm.gazprom.ru

Abstract. The article provides a description of a new hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows with an extremely low content of the liquid phase and a method adapted to it for calculating the operation modes of flooded gas wells. The model was developed at LLC "Gazprom VNIIGAZ" on the basis of experimental studies of gas-liquid flows under conditions reproducing gas-field conditions.

The need to develop a new model is due to the fact that the existing methodology for modeling gas-liquid flows is aimed at meeting the needs of oil production and is based on the results of studies of the hydrodynamics of gas-liquid mixtures with a high liquid content, which

makes it inapplicable to solving the problems of the gas production industry, which is characterized by an extremely low content of the liquid phase in gas flow (not more than 0.1 % in terms of volume flow).

Using a calculation example for the field conditions of the Medvezhye field, it is shown that the stable operation of a flooded gas well is ensured by the simultaneous fulfillment of two limiting conditions – for the minimum flow rate and the maximum wellhead pressure.

The model presented in the article is currently the most adequate for the conditions of gas fields and is recommended for use in the preparation of projects for the development and additional development of gas deposits.

Keywords: gas well operation, hydrodynamic modeling, experimental studies, gas-liquid flows, pressure losses, bottom hole pressure, flow rate, fluid holdup

For citation: Nikolaev O. V., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V., Vasiliev V. G., Solomakhin A. V. New methodology for hydrodynamic modeling of flooded gas wells // Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):42-47. (In Russ.). EDN CTSLSN.

Введение

Известно, что обводнение продукции газовых промыслов приносит существенные коррективы в процедуру прогнозирования режимов эксплуатации скважин и шлейфов. В последние годы стало очевидным, что существующая методология двухфазной трубной гидродинамики, созданная преимущественно для удовлетворения нужд нефтедобычи, в применении к задачам газодобывающей отрасли не обеспечи-

вает необходимой точности расчетов [1–5] и приводит к существенным ошибкам в прогнозировании продуктивности как отдельных скважин, так и промыслов в целом. Создавшаяся ситуация обуславливает актуальность создания адекватных расчетных гидродинамических методик для проектных и постпроектных работ, причем по мере выработки и обводнения залежей гигантских и супергигантских отечественных месторождений она будет только возрастать.

Для восполнения этого методического пробела в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – головном институте ПАО «Газпром» – с начала третьего тысячелетия проводятся интенсивные теоретические и экспериментальные исследования газожидкостных потоков (ГЖП) с экстремально низким содержанием жидкости, соответствующим составам продукции газовых промыслов [6–9], в физических условиях, адекватных промысловым. В течение всего периода исследований по мере пополнения банка экспериментальных данных новыми результатами идет динамичный процесс совершенствования теоретических, методических и прикладных аспектов двухфазной гидродинамики. Один из промежуточных вариантов расчетной модели ГЖП, разработанный по результатам экспериментальных и теоретических исследований, был опубликован в 2017 году [10]. Однако с того времени дополнительно накоплен значительный по объему и смысловой нагрузке экспериментальный материал. В работе [11] изложены наиболее существенные результаты исследований ГЖП, полученные к настоящему времени, обоснованы критерии подобия ГЖП, сформулированы основные положения методологии моделирования течения двухфазных смесей с низким содержанием жидкой фазы, описана простая в использовании и апробированная в промысловых условиях расчетная модель гидродинамических процессов в скважинах. Есть основания утверждать, что в настоящее время эта модель наиболее адекватно отражает специфику ГЖП в условиях газовых промыслов [3–5].

В настоящей статье приводится описание гидродинамической модели вертикальных ГЖП, разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и методика ее использования для расчетов режима работы обводненной газовой скважины. Представленный вариант модели является наиболее полным; он основан на анализе всей совокупности экспериментальных данных, полученных к настоящему времени, и учитывает обнаруженные в процессе исследований особенности динамических газожидкостных смесей с экстремально низким содержанием жидкой фазы, являющиеся причиной выделения ГЖП с расходным содержанием жидкой фазы $\beta < 0,001$ в отдельный класс [11].

Новая гидродинамическая модель ГЖП

Модель предназначена для расчета потерь давления в восходящих вертикальных и субвертикальных (с зенитным углом наклона не более 20 градусов) ГЖП и оперирует следующими безразмерными параметрами:

- модифицированный параметр Фруда (по газу):

$$Fr^* = \frac{\rho_r \cdot u^2}{\rho_{ж} \cdot gD}; \quad (1)$$

- безразмерный градиент давления:

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

- параметр Вебера:

$$We = \frac{\rho_{ж} D v^2}{\sigma}; \quad (3)$$

- параметр Бузинова:

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

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

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

- Eo – параметр Этвеша:

$$Eo = \frac{\rho_{ж} g D^2}{\sigma}; \quad (6)$$

- \bar{d} – безразмерный диаметр трубы:

$$\bar{d} = \frac{D}{D_0}; \quad (7)$$

D_0 – характерный размер элементарной структуры турбулентного двухфазного вихря; эмпирически установлено, что для смеси «газ – вода» $D_0 = 0,055$ м.

Типичный вид зависимости градиента давления i от расходной характеристики газа Fr^* при фиксированном расходе жидкости (т. е. при $Bu = const$) представлен на рисунке 1 на с. 45, где выделены точки с координатами $A(Fr_0^*, i_0)$ и $B(Fr_1^*, i_0)$, разделяющие три характерных 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 $dp/dL = f(Q_r, q_{ж}, D, p)$ на каждом из трех участков кривой.

Параметр Fr_0^* определяется по соотношению

$$Fr_0^* = 1,15 - 1,15 \left(1 - \frac{1}{\bar{d}}\right) \cdot e^{-4,6 We^{0,5}}. \quad (8)$$

Параметр i_0 определяется по соотношению

$$i_0 = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr_0^* + 0,00667 Bu - 0,0012. \quad (9)$$

Первый (правый) участок характеристики вертикального ГЖП, соответствующий высоким скоростям газа, – это область дисперсно-кольцевого режима с линейно возрастающими по мере увеличения пара-

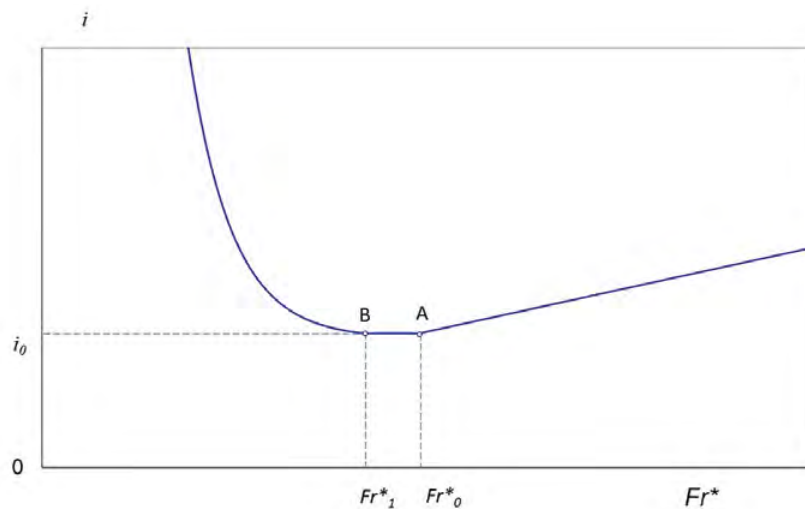


Рисунок 1 – Типичный вид кривой потерь давления в вертикальном ГЖП [11]

метра Fr^* (и соответственно, скорости газа u) потерями давления согласно зависимости

$$i = i_0 + \frac{\lambda}{2} \cdot (Fr^* - Fr_0^*), \quad (10)$$

где λ – коэффициент гидродинамического сопротивления трубы.

Абсцисса границы между вторым и третьим участками фиксируется по величине

$$Fr_1^* = Fr_0^* - \frac{9,48 \cdot 10^{-2}}{d} - 0,0659. \quad (11)$$

На втором участке характеристики ГЖП потери давления минимальны:

$$i = i_0 = i_{\min} = \text{const}. \quad (12)$$

Третий (левый) участок при $Fr^* < Fr_1^*$ – это область вспененного режима, при котором потери давления определяются по соотношениям

$$\left. \begin{aligned} i &= \frac{G_b}{G_b + 1,5}, \\ G_b &= G_b \cdot \frac{Fr_1^* - Fr^*}{Fr^* + 0,001} + \frac{1,5i_0}{1 - i_0}, \\ C_b &= \frac{0,0248}{d} + \frac{7,27 \cdot 10^{-5}}{d^2}, \quad D_b = 0,996 + \frac{0,75}{d} + \frac{0,397}{d^2}. \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Величина перепада давления в размерном виде вычисляется по формуле

$$dp = \left(i + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \right) \cdot g \rho_{ж} \cdot dL. \quad (14)$$

Соотношения (8) – (14) отражают зависимость потерь давления в ГЖП от диаметра трубы, давления, скоростей и свойств газовой и жидкой фаз. Эта зависимость является экспериментально обоснованной

и справедливой для труб $D < 0,2$ м в диапазоне расходов жидкости, ограниченных неравенством

$$Bu < 19,0, \quad (15)$$

которое в условиях газовых промыслов выполняется всегда, что делает разработанную модель универсальной. Модель может применяться для расчета не только газовых, но и газоконденсатных скважин, поскольку в ней учитываются свойства жидкой фазы.

Методика расчета режимов работы обводненной газовой скважины

Расчет работы обводненной скважины может быть проведен численным методом. Для расчета ствол скважины условно разбивается на ячейки длиной не более 100 м. Давление в ячейке принимается равным давлению на ее нижней границе. Температура принимается линейно зависящей от глубины. Потери давления рассчитываются по соотношениям (8) – (14) последовательно для каждой из ячеек, начиная с нижней. Расчет кривой продуктивности скважины проводится по двум вложенным циклам: внешний цикл предусматривает перебор величин дебитов, внутренний цикл рассчитывает устьевое давление при заданных забойном давлении и дебитах газа и жидкости с перебором ячеек ствола от забоя к устью. Зависимость между дебитом и забойным давлением задается уравнением притока. Результатом расчетов является кривая производительности скважины – зависимость устьевое давление от дебита скважины.

В качестве примера приведем результаты расчета одной из скважин Медвежьего месторождения с параметрами: $L = 1089$ м; $D = 0,153$ м; $t_{заб} = 32$ °С; $t_{уст} = 15$ °С; $a = 0,34 \cdot 10^{-2}$ МПа² / (сут. / тыс. м³); $b = 0,00036 \cdot 10^{-2}$ МПа² / (сут. / тыс. м³)²; $p_{пл} = 1,3$ МПа; $p_{уст} = 0,94$ МПа; пластовый газ метановый; жидкость – конденсационная вода, ВГФ = 8,2 см³/м³. Скважина периодически задувается и нуждается в продувках.

Результаты расчета производительности скважины представлены на **рисунке 2**, где устойчивая ветвь ее характеристики изображена сплошной розовой линией, а неустойчивая – пунктирной розовой линией. Точка А (экстремум характеристики) определяет предельный режим работы скважины, которому соответствует максимально допустимое устьевое давление $p_{уст. макс} = 0,919$ МПа и минимальный дебит $Q_{мин} = 130$ тыс. м³/сут.

На этом же рисунке изображена характеристика скважины при отсутствии жидкости в продукции (коричневая сплошная линия), вычисляемая стандартными методами, а также отмечены величины минимального дебита, рассчитанные по известным формулам Точигина А. А. (111 тыс. м³/сут) и Тернера Р. Дж. (124 тыс. м³/сут) [4]. Точка В обозначает рабочий режим скважины непосредственно после продувки, при этом дебит равен $Q_{раб.0} = 163$ тыс. м³/сут, что превышает величины минимального дебита, рассчитанные по всем трем рассматриваемым методам. В процессе работы скважины по мере накопления в ней жидкой фазы потери давления в стволе возрастают и забойное давление увеличивается, что приводит к уменьшению дебита, как показано на рисунке 2 синей пунктирной стрелкой ВС. В результате скважина задавливается. Обратим внимание на тот факт, что условия работы скважины даже после продувки выходят за границу предельного режима по величине устьевого давления, что является причиной ее задавливания, хотя начальный дебит существенно больше минимального.

Если на устье установить давление $p_{уст} = 0,91$ Мпа, то после продувки дебит вначале будет равен 176 тыс. м³/сут (точка D), однако по мере поступления жидкости в ствол он постепенно уменьшится до величины 151 тыс. м³/сут (точка E). При этом дебите скважина выйдет на устойчивый режим работы.

Очевидно, что граница устойчивости работы скважины проходит по линии AF, соответствующей

максимально допустимому устьевому давлению $p_{уст. макс} = 0,919$ Мпа. При таком граничном режиме начальный дебит будет равен 171 тыс. м³/сут (точка E), что на 30 % превышает величину установившегося минимального дебита в точке А, затем он снизится до величины $Q_{мин} = 130$ тыс. м³/сут.

Таким образом, технологический режим обводненной газовой скважины должен удовлетворять ограничениям одновременно по двум параметрам: 1) устьевое давление должно быть меньше максимально допустимого; 2) рабочий дебит должен быть больше минимального. Эти ограничения соответствуют условию устойчивости работы скважины [9]:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial Q}\right)_{уст} < 0. \quad (16)$$

Закключение

Разработанная по результатам экспериментальных исследований гидродинамическая модель вертикальных ГЖП позволяет с высокой точностью прогнозировать режимы работы газовых скважин, осложненных присутствием в продукции жидкой фазы.

При назначении технологического режима обводненной скважины недостаточно учитывать только величину минимального дебита, необходимо принимать в расчет также максимально допустимое устьевое давление. Ограниченность возможности анализа на основе применения известных формул минимальной скорости газа для выноса жидкости не обеспечивает достоверности прогноза поведения скважин, поскольку при этом подвергается рассмотрению лишь величина дебита, но не учитывается второй существенный для обводненных скважин параметр – величина устьевого давления.

Разработанная модель рекомендуется к использованию при расчетах работы обводненных газовых и газоконденсатных скважин и промысловых систем, в том числе на поздней стадии разработки месторождений.

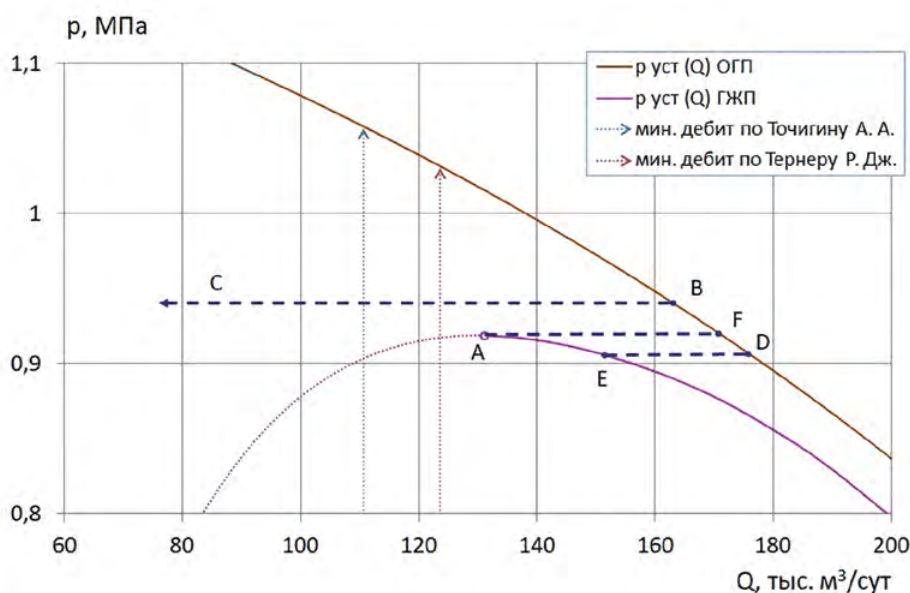


Рисунок 2 – Характеристика производительности обводненной газовой скважины

Список источников

1. Brill J. P., Beggs H. D. Two-phase flow in pipes. Tulsa University, 1991. 640 p.
2. Klapp J. Experimental and theoretical advances in fluid dynamics // Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2012. 517 p.
3. Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В. [и др.]. Анализ современной методологии гидродинамического моделирования систем добычи газа на поздней стадии разработки месторождений // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 1(37). С. 74–81.
4. Николаев О. В., Плосков А. А., Стоноженко И. В. [и др.]. Современные методы расчета технологического режима работы газовых скважин с водопровявлениями // Наука и техника в газовой промышленности. 2023. № 1. С. 44–59.
5. Изюмченко Д. В., Стоноженко И. В., Гужов К. Н. [и др.]. Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков с расчетами по программе OLGA // ИТС «Вести газовой науки». 2016. № 2(26). С. 91–95.
6. Тер-Саркисов Р. М., Сулейманов Р. С., Бузинов С. Н. [и др.]. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах // Газовая промышленность. 2006. № 3. С. 64–67.
7. Бузинов С. Н., Бородин С. А., Пищухин В. М. [и др.]. Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах // Георесурсы. 2010. № 4. С. 55–58.
8. Бородин С. А., Бузинов С. Н., Васильев Ю. Н. [и др.]. Разработка многоцелевой установки для отработки технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки // Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ». М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. С. 10–24.
9. Бузинов С. Н., Гереш Г. М., Бородин С. А. [и др.]. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. 2011. № 12. С. 18–21.
10. Кирсанов С. А., Гордеев В. Н., Николаев О. В. [и др.]. 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: 25.00.17. Москва, 2022. 328 с.

References

1. Brill J. P., Beggs H. D. Two-phase flow in pipes. Tulsa University, 1991. 640 p.
2. Klapp J. Experimental and theoretical advances in fluid dynamics // Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2012. 517 p.
3. Nikolaev O. V., Ploskov A. A., Stonozhenko I. V. [et al.]. Analysis of the modern methodology of hydrodynamic modeling of gas production systems at the late stage of field development // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2023. No. 1(37). P. 74–81. (In Russ.).
4. 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.).
5. Izyumchenko D. V., Stonozhenko I. V., Guzhov K. N. [et al.]. Comparative analysis of the results of experimental studies of vertical gas-liquid flows with calculations using the OLGA program // NTS "Vesti gazovoy nauki". 2016. No. 2(26). P. 91–95. (In Russ.).
6. Ter-Sarkisov R. M., Suleimanov R. S., Buzinov S. N. [et al.]. A new stage in the study of gas-liquid flows in vertical pipes // Gas industry. 2006. No. 3. P. 64–67. (In Russ.).
7. Buzinov S. N., Borodin S. A., Pishchukhin V. M. [et al.]. Experimental studies of the movement of two-phase systems in gas wells // Georesources. 2010. No. 4. P. 55–58. (In Russ.).
8. Borodin S. A., Buzinov S. N., Vasiliev Yu. N. [et al.]. Development of a multi-purpose installation for testing technologies for operating gas wells at a late stage of development // Collection of scientific articles of graduate students and applicants of Gazprom VNIIGAZ LLC. M.: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011. P. 10–24. (In Russ.).
9. Buzinov S. N., Geresh G. M., Borodin S. A. [et al.]. Calculation of pressure in gas wells at a late stage of field development // Gas industry. 2011. No. 12. P. 18–21. (In Russ.).
10. Kirsanov S. A., Gordeev V. N., Nikolaev O. V. [et al.]. 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: 25.00.17. Moscow, 2022. 328 p. (In Russ.).

Информация об авторах

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

Information about the authors

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

Статья поступила в редакцию 27.06.2023; одобрена после рецензирования 12.07.2023; принята к публикации 31.07.2023.
 The article was submitted 27.06.2023; approved after reviewing 12.07.2023; accepted for publication 31.07.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 48–54

Научная статья
УДК 004:330.322:622.276
EDN CYBLGW

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ на примере технико-экономической оценки эффективности доработки Мусюршорского месторождения

Юлия Геннадьевна Богаткина¹, Ольга Николаевна Сарданашвили²

^{1,2}Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

¹ubgt@mail.ru

²o.sardan@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены принципы построения и применения интеллектуальной автоматизированной системы на примере технико-экономической оценки доработки Мусюршорского месторождения. Применение системы показало, что эффективность освоения этого месторождения в условиях действующего налогового режима с применением налога на добычу полезных ископаемых

(НДПИ) сравнительно невысока. Использование в системе различных налоговых моделей позволило осуществить выбор наиболее эффективных вариантов доработки месторождения. Сделано заключение, что применение вместо НДПИ налога на дополнительный доход (НДД) позволяет значительно повысить эффективность доработки и согласовать интересы инвестора и государства.

Ключевые слова: информационные технологии, базы знаний, базы данных, интеллектуальная система, оптимальные решения, удельные нормативы затрат, экономическая эффективность

Финансирование: статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений; исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № в РОСРИД 122022800270-0.

Для цитирования: Богаткина Ю. Г., Сарданашвили О. Н. Применение интеллектуальной автоматизированной системы на примере технико-экономической оценки эффективности доработки Мусюршорского месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 48–54. EDN CYBLGW.

© Богаткина Ю. Г., Сарданашвили О. Н., 2023

© Bogatkina Yu. G., Sardanashvili O. N., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):48-54

Review article
UDC 004:330.322:622.276
EDN CYBLGW

APPLICATION OF AN INTELLIGENT AUTOMATED SYSTEM

on the example of a technical and economic assessment of the
efficiency of further development of the Musyurshorskoye field

Yulia G. Bogatkina¹, Olga N. Sardanashvili²

^{1,2}Oil and gas research institute of Russian academy of sciences, Moscow, Russia

¹ubgt@mail.ru

²o.sardan@mail.ru

Abstract. The article discusses the principles of construction and application of an intelligent automated system on the example of a technical and economic assessment of the completion of the Musyurshorskoye field. The application of the system has shown that the efficiency of the development of this deposit with the application of a tax on the extraction of deep minerals is relatively low. The use of various tax models in the

system made it possible to select the most effective options for evaluating the further development of this deposit. It is concluded that the tax regime in force in the Russian Federation with the application of a tax on additional income makes it possible to significantly increase the efficiency of further development of the field and coordinate the interests of the investor and the state.

Keywords: information technologies, knowledge bases, databases, intelligent system, optimal solutions, specific cost standards, economic efficiency

Financing: the article is based on the results of scientific research carried out within the framework of the state task on the topic: "The fundamental basis of energy-efficient, resource-saving and environmentally friendly, innovative and digital technologies for the search, exploration and development of oil and gas fields, research, production and development of traditional and unconventional reserves and resources of oil and gas; development of recommendations for the sale of oil and gas complex products in the context of energy transition and the EU policy on decarbonization of energy (fundamental, exploratory, applied, economic and interdisciplinary research)", No. in ROSRID 122022800270-0.

For citation: Bogatkina Yu. G., Sardanashvili O. N. Application of an intelligent automated system on the example of a technical and economic assessment of the efficiency of further development of the Musyurshorskoye field. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):48-54. (In Russ.). EDN CYBLGW.

.....

Введение

Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов является основной проблемой нефтегазового комплекса Российской Федерации. К таким запасам относятся большинство месторождений, которые разрабатываются длительное время. Оценка технико-экономической эффективности таких месторождений имеет ряд особенностей

в связи с тем, что необходимо рассматривать возможности применения методов повышения нефтеотдачи пласта, а также различных налоговых режимов.

Постановка задачи исследования

Для решения указанной актуальной проблемы рассмотрим методические вопросы создания и применения логической системы «ГРАФ» для технико-эко-

номической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов [1–6]. Интеллектуально-логическая система «ГРАФ» предназначена для геологов-промысловиков, руководителей НГДУ, инженеров-нефтяников и нефтяников-экономистов.

Разработанная методика комплексной экономической оценки эффективности разработки нефтегазовых месторождений послужила основой для теоретических и прикладных исследований в этой области. При этом предполагается построение определенной экономико-математической модели расчета, а также анализ критериев проекта, основанных на множестве прогнозных технологических показателей с использованием различных налоговых режимов [3, 7, 8].

Методика расчетов

Структура вычислений является иерархической и зависит от степени изученности и разведанности месторождений, а также от возможного изменения объемов и содержания исходной геолого-технологической и экономической информации. Результат экономической оценки – определение наиболее рационального варианта разработки месторождения.

Ядром процесса является использование сетевой (графовой) формы представления расчетных моде-

лей. Структура сетей состоит из множества взаимосвязанных компонентов, укрупненно показанных на **рисунке 1** в виде отдельных блоков.

Каждый блок соответствует определенному классу, включающему множество семантических подсетей, которые содержат возможные варианты расчета технико-экономических показателей. Выбор необходимого алгоритма (семантической модели) из рассматриваемого класса осуществляется путем формального сопряжения входных и выходных вершин на основе имеющихся исходных данных [1, 2].

Отдельно надо отметить, что в состав базы знаний (БЗ) входят различные налоговые модели [7].

Информационно-логическая система (ИЛС) включает в себя систему управления базами данных (БД), в которой хранятся нормативные экономические и прогнозные технологические показатели разработки месторождений. К ним относятся:

1. БД нормативных показателей по разработке месторождений.
2. БД прогнозных технологических показателей по разработке месторождений.
3. БД поправочных коэффициентов к нормативам для различных систем разработки месторождений с учетом различных сеток скважин.

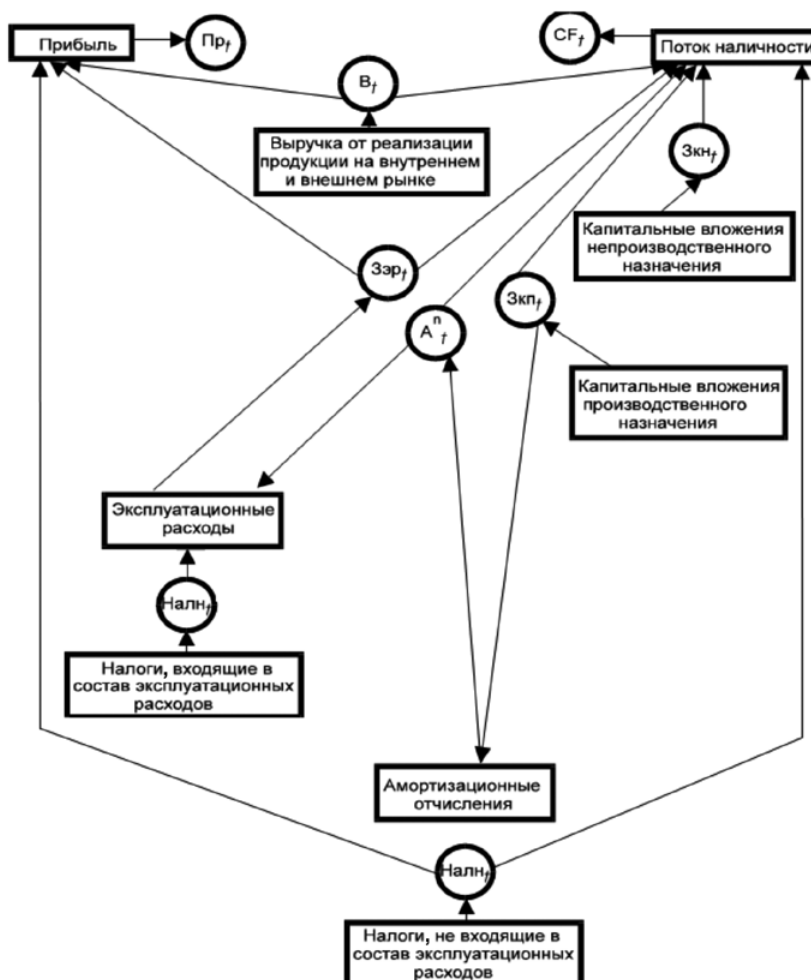


Рисунок 1 – Укрупненная модель семантической базы знаний по расчету основных экономических показателей

При формировании БД предусматривается принадлежность месторождений к двум основным группам. Во-первых, месторождения с растущей динамикой добычи нефти, во-вторых, со снижающейся добычей с учетом разновременного ввода их в промышленную разработку [4].

В БД прогнозных технологических показателей включаются варианты разработки месторождений, отличающиеся:

- плотностью сетки скважин;
- порядком и темпами разбуривания;
- методами воздействия на залежь;
- уровнями добываемой нефти и жидкости;
- вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин;
- объемом закачиваемой воды, реагентов;

- способами эксплуатации и др.

Удельные нормативы предусмотрены для расчета капитальных вложений промышленно-производственного назначения по трем основным направлениям затрат: бурение скважин, нефтепромысловое обустройство и оборудование, не входящее в сметы строок [4, 9, 10, 11]. Это показано на **рисунке 2**.

За основу разработки и организации модели информационной базы данных, содержащей эксплуатационные расходы на добычу нефти, для распределения по месторождениям принята структура затрат по нефтегазодобывающим предприятиям с расшифровкой однородных экономических элементов, позволяющих учесть результаты их хозяйственной деятельности. Это показано на **рисунке 3**.

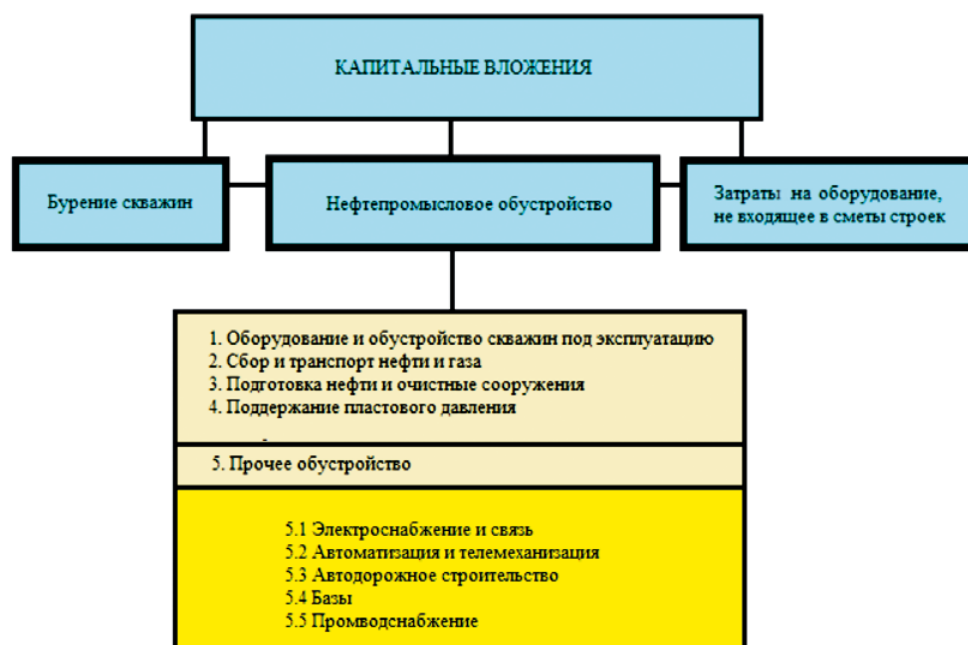


Рисунок 2 – Структура БД по капитальным вложениям

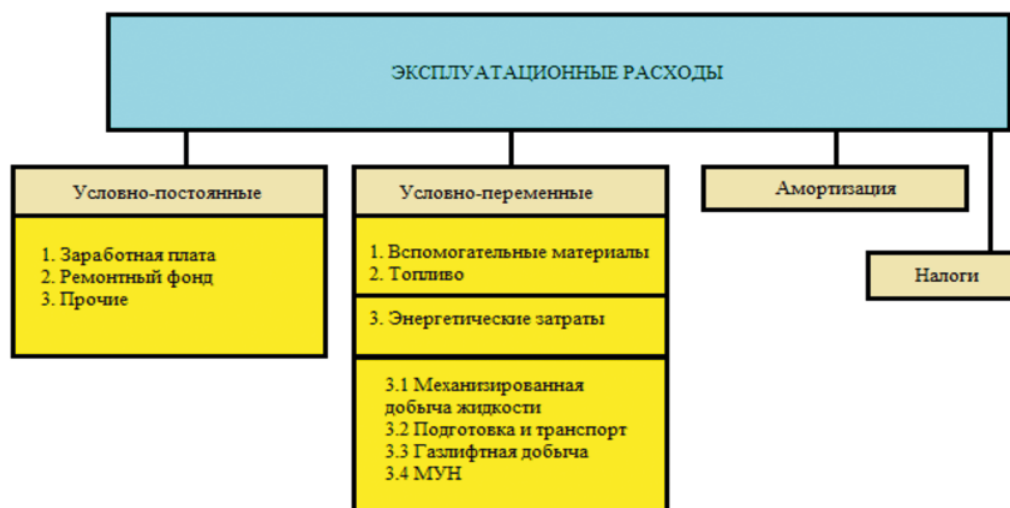


Рисунок 3 – Структура БД по эксплуатационным затратам

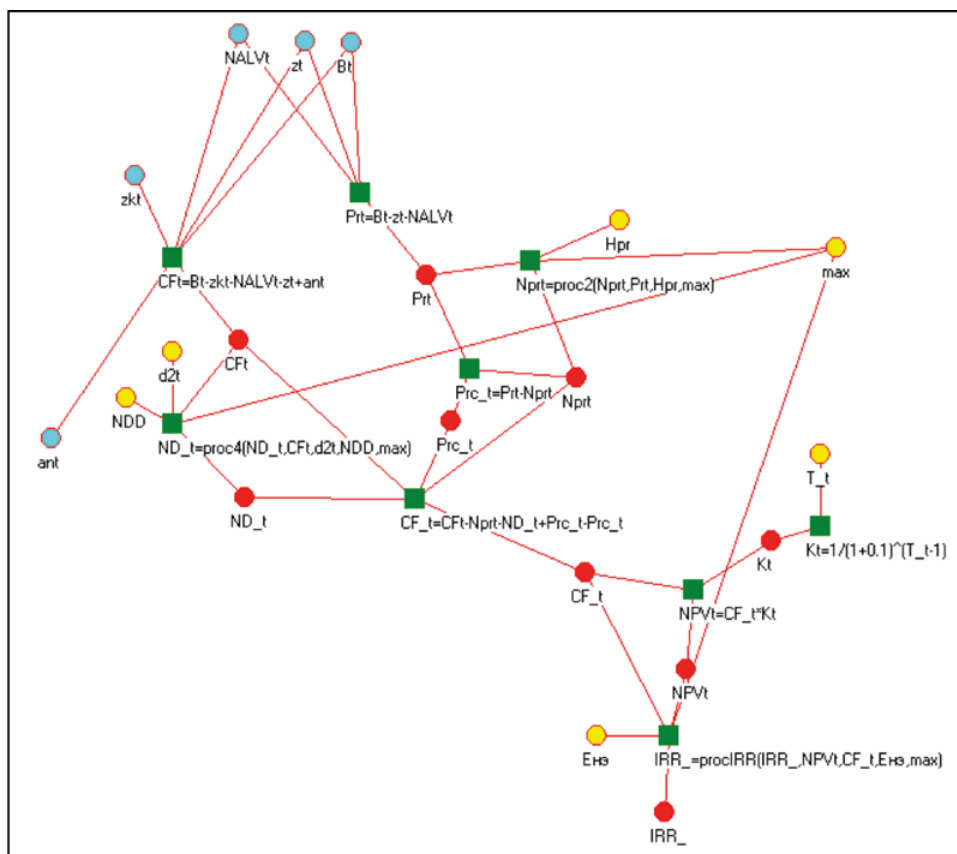


Рисунок 4 – Семантическая модель расчета технико-экономических показателей в базе знаний для Мусюршорского месторождения

На **рисунке 4** представлена базовая семантическая сеть, в которую входят основные технико-экономические показатели.

Эти показатели представлены в **таблице 1**.

Данная сеть является двудольной. Одни доли сети (квадраты) содержат расчетные формулы, другие доли сети (круги) содержат переменные, входящие

в эти формулы. Таким образом, использование сети позволяет создавать и хранить расчетные модели технико-экономических показателей в систематизированном виде, а также с помощью планировщика вычислений, встроенного в систему «ГРАФ», создавать прикладные расчетные программы.

Таблица 1 – Состав технико-экономических показателей

Наименование технико-экономического показателя	Обозначение
Срок разработки	max
Динамика времени расчета	Tt
Норма дисконта	Eнэ
Функция дисконтирования	Kt
Выручка	Bt
Полные капитальные вложения производственного назначения	zkt
Полные эксплуатационные расходы, включая налоги	Zt
Полные амортизационные отчисления	ant
Налоги вне эксплуатационных затрат, за исключением налога на прибыль и налога на дополнительный доход (НДД)	NALVt
Прибыль до налогообложения	Prt
Ставка налога на прибыль	Hpr
Налог на прибыль	Nprt

Продолжение таблицы 1

Наименование технико-экономического показателя	Обозначение
Чистая прибыль	Prc_t
Показатель выработанности запасов	d2t
Ставка налога на дополнительный доход	NDD
Налог на дополнительный доход	ND_t
Поток наличности до уплаты НДД и налога на прибыль	CFt
Поток наличности	CF_t
Чистый дисконтированный доход	NPVt
Дисконтирующая функция	Kt
Внутренняя норма рентабельности	IRR

Результаты исследований

В качестве примера применения системы «ГРАФ» была выполнена технико-экономическая оценка эффективности доразработки Мусюршорского месторождения.

При проведении расчетов использованы укрупненные нормативы удельных затрат и цена нефти с учетом налоговых показателей на основе данных ЗАО «Северное Сияние».

Исходные данные с 2018 года представлены в **таблице 2**.

На основании прогноза динамики технологических показателей доразработки Мусюршорского месторождения было рассмотрено три варианта с применением различных налоговых режимов [8, 10].

Вариант 1. Был рассчитан чистый дисконтированный доход (ЧДД) недропользователя на основе действующего налогового режима с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Вариант 2. Был рассчитан ЧДД на основе действующего налогового режима с применением налога на дополнительный доход (НДД).

Вариант 3. Был рассчитан ЧДД на основе применения налогового маневра с учетом выработанности месторождения. В этом варианте был учтен переход от взимания НДПИ к взиманию НДД, когда спустя 12 лет выработка запасов превысила 80 %.

Результаты представлены на **рисунках 5 и 6**.

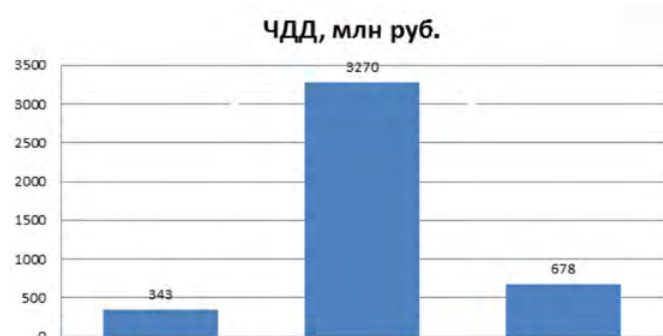


Рисунок 5 – Чистый дисконтированный доход при различных налоговых режимах

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование показателя	Значение показателя
Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной нагнетательной скважины, тыс. руб. / скв.	70 217,00
Норматив капитальных затрат в обустройство с учетом затрат в геологоразведочные работы, тыс. руб. / скв.	112 237,00
Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы с учетом затрат на геологоразведку, тыс. руб. / скв.	3 158,00
Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы с учетом затрат на геологоразведку, руб. / т нефти	880,00
Цена реализации нефти на внешнем рынке, руб./т	28 167,00
Цена реализации нефти на внутреннем рынке, руб./т	10 000,00
Доля реализации нефти на внутреннем рынке, д. ед.	0,6

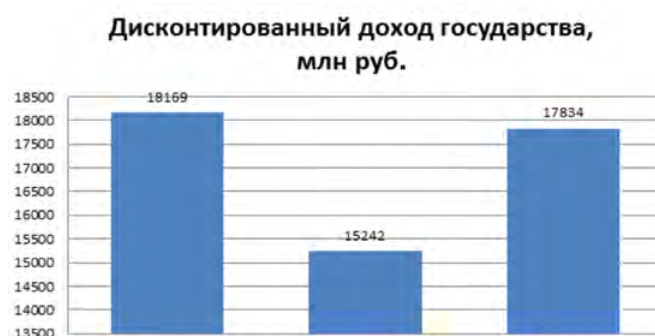


Рисунок 6 – Дисконтированный доход государства при различных налоговых режимах

Анализ результатов расчетов, проведенных для различных налоговых режимов РФ, показал, что по варианту 2 инвестор получает самый высокий доход, а доход государства минимален. Однако в случае налогового маневра доход инвестора будет значительно выше, чем в первом варианте, а доход государства незначительно снизится.

Отметим, что срок доработки месторождения – 25 лет. При этом накопленная добыча нефти для всех вариантов составила 2,5 млн тонн, коэффициент извлечения нефти – 30 %.

Заключение

Таким образом, на основе результатов анализа технико-экономической эффективности доработки Мусюшорского месторождения с применением интеллектуальной автоматизированной системы установлено:

- при действующем налоговом режиме с применением НДС доработка месторождения находится на грани рентабельности;
- использование налогового режима с применением НДС и налогового маневра позволяет согласовать интересы инвестора и государства.

Список источников

1. Поспелов Г. С. Искусственный интеллект – основа новой информационной технологии. М.: Наука, 1988. 280 с.
2. Вагин В. Н. Дедукция и обобщение в системах принятия решений. М.: Наука, 1988. 384 с.
3. Емиличев В. А., Мельников О. И. Лекции по теории графов. М.: Наука. 1990. 382 с.
4. Желтов Ю. П., Золотухин А. Б., Пономарева И. А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса. М.: Наука, 1991. 230 с.
5. Гаврилова Т. А., Хорошевский В. Ф. Базы знаний интеллектуальных систем. СПб.: Питер, 2000. 200 с.
6. Богаткина Ю. Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: Макс-Пресс, 2020. 248 с.
7. Пономарева, И. А., Богаткина Ю. Г. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 1. С. 6–9.
8. Родионова Л. Н., Карамутдинова Д. М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли // Экономика и управление народным хозяйством. 2015. № 9(130). С. 50–54.
9. ФЗ РФ № 39 от 25.02.1999 (ред. от 03.07.2016) «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений». URL: <http://www.consultant.ru/>.
10. Официальный сайт нефтяной компании «Роснефть». URL: <http://www.rosneft.ru>.
11. Исаченко В. М. Оценка проектной капиталоемкости разработки нефтяных месторождений: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. Тюмень, 2004. 26 с.

References

1. Pospelov G. S. Artificial intelligence is the basis of new information technology. M: Science, 1988. 280 p. (In Russ.).
2. Vagin V. N. Deduction and generalization in decision-making systems. M.: Nauka, 1988. 384 p. (In Russ.).
3. Emilichev V. A., Melnikov O. I. Lectures on graph theory. M.: Nauka, 1990. 382 p. (In Russ.).
4. Zheltov Yu. P., Zolotukhin A. B., Ponomareva I. A. Methods for forecasting the development of the oil and gas complex. M.: Nauka, 1991. 230 p. (In Russ.).
5. Gavrilova T. A., Khoroshevsky V. F. Knowledge bases of intellectual systems. SPb.: Peter, 2000. 200 p. (In Russ.).
6. Bogatkina Yu. G. Evaluation of the effectiveness of investment projects in the oil and gas industry using automated modeling mechanisms. M.: Max-Press, 2020. 248 p. (In Russ.).
7. Ponomareva, I. A., Bogatkina Yu. G. Improving the regulatory and tax system to improve the efficiency of oil field development // Problems of economics and management of the oil and gas complex. 2014. No. 1. P. 6–9. (In Russ.).
8. Rodionova L. N., Karamutdionova D. M. Features of the evaluation of investment projects in the oil industry // Economics and management of the national economy. 2015. No. 9(130). P. 50–54. (In Russ.).
9. Federal Law of the Russian Federation No. 39 dated February 25, 1999 (as amended on July 3, 2016) "On investment activities in the Russian Federation carried out in the form of capital investments". URL: <http://www.consultant.ru/>. (In Russ.).
10. Official site of the oil company "Rosneft". URL: <http://www.rosneft.ru/>. (In Russ.).
11. Isachenko V. M. Estimation of the design capital intensity of oil field development: abstract of the thesis for the degree of candidate of economic sciences. Tyumen, 2004. 26 p. (In Russ.).

Информация об авторах

Юлия Геннадьевна Богаткина,

кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник Аналитического центра научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли

Ольга Николаевна Сарданашвили,

кандидат технических наук, заведующий Аналитическим центром научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли

Information about the authors

Yulia G. Bogatkina,

candidate of technical sciences, leading researcher of the Analytical center for scientific and technical forecasting in the oil and gas industry

Olga N. Sardanashvili,

candidate of technical sciences, head of the Analytical center for scientific and technical forecasting in the oil and gas industry

Статья поступила в редакцию 26.01.2023; одобрена после рецензирования 15.03.2023; принята к публикации 31.07.2023.
The article was submitted 26.01.2023; approved after reviewing 15.03.2023; accepted for publication 31.07.2023.

Организатор:

ЮГОРСКИЕ
КОНТРАКТЫ

MEMBER
OF THE RUSSIAN
UNION OF EXHIBITIONS
AND FAIRS




ЧЛЕН
РОССИЙСКОГО
СОЮЗА ВЫСТАВОК
И ЯРМАРОК




Техническая поддержка:

EXPROTECH



 vk.com/sngexpo

 t.me/sngexpo

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА


**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2023**



XXVIII INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.
OIL & GAS
2023**

**27-29
СЕНТЯБРЯ**

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

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2023
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекавместе
#ЮгорскиеКонтракты #Exprotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»

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

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

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 56–65

Научная статья
УДК 661.715.332
EDN IFYASV

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ ПИРОЛИЗ БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ В ПРИСУТСТВИИ ПЕНТАСИЛСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ

Ольга Николаевна Каратун¹, Татьяна Алексеевна Лаврентьева²

^{1,2}Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

¹karatunon@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5580-5813>

²lavrentievata@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3479-5502>

Аннотация. В статье рассмотрено влияние концентрации ионов хрома на каталитическую активность пентасилсодержащих катализаторов типа ЦВМ, имеющих кремнеземный модуль 31,2, в процессе гетерогенного пиролиза бутановой фракции. Показано влияние концентрации ионов хрома в составе гетерогенного катализатора на активность и селективность полученных каталитических систем в про-

цессе пиролиза бутановой фракции. Рассмотрены возможности реализации каталитического пиролиза бутановой фракции на Астраханском газоперерабатывающем заводе филиале ООО «Газпром переработка» для получения низкомолекулярных олефинов и концентрата ароматических углеводородов с целью квалифицированного использования имеющихся на заводе сырьевых ресурсов.

Ключевые слова: гетерогенный пиролиз, бутан, этилен, пропилен, хром, пентасилсодержащие катализаторы

Для цитирования: Каратун О. Н., Лаврентьева Т. А. Каталитический пиролиз бутановой фракции в присутствии пентасилсодержащих катализаторов // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 56–65. EDN IFYASV.

.....

CATALYTIC PYROLYSIS OF BUTANE FRACTION IN THE PRESENCE OF PENTASYL-CONTAINING CATALYSTS

Olga N. Karatun¹, Tatyana A. Lavrentyeva²

^{1,2}Astrakhan state technical university, Astrakhan, Russia

¹karatunon@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5580-5813>

²lavrentievata@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3479-5502>

Abstract. The article considers the effect of chromium ion concentration on the catalytic activity of pentasyl-containing catalysts of the CVM type having a silica module of 31.2 in the process of heterogeneous pyrolysis of the butane fraction. The effect of the concentration of chromium ions in a heterogeneous catalyst on the activity and selectivity of the obtained catalytic systems

during pyrolysis of the butane fraction is shown. The possibilities of implementing catalytic pyrolysis of butane fraction at the Astrakhan Gas Processing Plant branch of Gazprom Pererabotka LLC for the production of low-molecular olefins and aromatic hydrocarbon concentrate for the purpose of qualified use of raw materials available at the plant are considered.

Keywords: heterogeneous pyrolysis, butane, ethylene, propylene, chromium, pentasyl-containing catalysts

For citation: Karatun O. N., Lavrentyeva T. A. Catalytic pyrolysis of butane fraction in the presence of pentasyl-containing catalysts. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):56-65. (In Russ.). EDN IFYASV.

Введение

Уникальным процессом, обеспечивающим сырьем многие нефтехимические производства, является пиролиз углеводородного сырья. Основное его назначение – получение максимально возможного количества низкомолекулярных олефиновых углеводородов, в большей части этилена. Однако в процессе образуется побочный продукт (смола пиролиза, которая является по сути концентратом ароматических углеводородов), направляемый на производство многих видов нефтехимической продукции и значительно улучшающий экономику процесса.

В качестве сырья используются различные углеводородные фракции как в газообразном, так и в жидком виде. Обычно выбор сырья для процесса пиролиза обосновывается назначением технологической установки и наличием на предприятии тех или иных

углеводородных фракций, а также возможностью и оптимальностью приобретения сырья.

В связи с ростом промышленности нефтехимического синтеза появилась острая необходимость в разработке новых модификаций процесса для расширения сырьевой базы, сокращения удельного расхода сырья, удельных энергетических и материальных затрат. К числу таких процессов относятся в первую очередь пиролиз в присутствии гетерогенных катализаторов, высокотемпературный пиролиз с использованием газообразных теплоносителей (водяного пара, дымового газа, водорода), пиролиз в присутствии иницирующих добавок, гидропиролиз, пиролиз в расплаве металлов и их солей, термоконтактные процессы.

В работе проанализировано использование в качестве модификатора для улучшения каталитических

свойств пентасилсодержащего катализатора типа ЦВМ хрома в процессе каталитического пиролиза бутановой фракции. Показано влияние концентрации ионов хрома на выход целевых продуктов (этилена и суммы олефиновых углеводородов) из бутановой фракции. Проведено сравнение полученных результатов каталитического пиролиза с термическим процессом при тех же технологических параметрах. Кроме этого, проанализирована возможность реализации каталитического пиролиза бутановой фракции на Астраханском газоперерабатывающем заводе филиале ООО «Газпром переработка» для получения низкомолекулярных олефинов и концентрата ароматических углеводородов с целью квалифицированного использования имеющихся на заводе сырьевых ресурсов.

Особенности каталитического пиролиза

Традиционный процесс пиролиза включает стадии термического разложения углеводородного сырья, компримирования газа пиролиза, удаления тяжелых углеводородов, осушки, газофракционирования, удаления сероводорода, углекислого газа и ацетилена. Преимуществом пиролиза является относительная простота его технологического и аппаратного оформления [1].

Термодинамика и кинетика диктуют следующие условия проведения пиролиза:

- быстрый подвод значительного количества тепла;
- снижение парциального давления углеводородов в зоне реакции;
- минимальное время контакта;
- минимальное время охлаждения продуктов пиролиза, выходящих из реактора, для предотвращения нежелательных побочных реакций, приводящих к образованию коксоподобных веществ.

На практике для их осуществления применяют трубчатые печи, на выходе из которых продукты подвергают закалке. Конструкция установки пиролиза во многом определяется природой используемого сырья.

Несмотря на совершенствование конструкции змеевика трубчатых печей для увеличения выхода низших олефинов и повышения технико-экономических показателей пиролиза в целом, возможности данного процесса ограничены. Наиболее важной проблемой при его использовании является повышенное коксообразование.

Уникальность процесса пиролиза заключается не только в многовариантности направления использования продуктов, но и в многообразии используемого сырья. Большое количество работ в научно-технической литературе посвящены изучению закономерностей процесса пиролиза углеводородного сырья [1–11]. Традиционным (крупнотоннажным) является термический пиролиз. Однако в последнее время появляется все больше публикаций, в которых рассматриваются технологические закономерности осу-

ществления каталитического пиролиза [1, 2, 6, 8–11]. Основное направление развития каталитического пиролиза связано с поиском активных, эффективных и стабильных каталитических систем для высокотемпературного разложения углеводородного сырья с целью получения максимально возможного выхода олефиновых углеводородов [1, 2, 8–11].

Наиболее перспективным направлением развития процесса пиролиза является применение гетерогенных катализаторов, которые позволяют при более мягких условиях по сравнению с термическим пиролизом получать более высокие выходы целевых продуктов, воздействуя на глубину разложения углеводородного сырья и влияя на селективность процесса. В настоящее время исследования, пройдя путь от лабораторных и пилотных установок, достигли стадии опытно-промышленных испытаний. Несмотря на это, разработка новых модификаций катализатора процесса пиролиза является актуальной.

Наиболее активно изучались катализаторы, активными компонентами которых являлись оксиды металлов переменной валентности, таких как ванадий, индий, марганец, железо, хром, молибден; оксиды и алюминаты щелочных и щелочноземельных металлов, преимущественно кальция, магния и редкоземельных элементов; кристаллические и аморфные алюмосиликаты. В качестве носителей использовали пемзу, различные модификации оксида алюминия или циркония, некоторые алюмосиликаты. Было установлено, что носители для приготовления катализаторов обладают определенной каталитической активностью и степень коксуемости катализатора в процессе пиролиза того или иного углеводородного сырья также зависит от коксуемости носителя [1].

Из множества разработанных и предложенных катализаторов пиролиза в наибольшей степени исследованы и дают лучшие результаты метаванадат калия, оксид индия, оксиды кальция и магния, некоторые цеолиты; интерес представляют также железохромовые катализаторы с добавлением оксида калия [1].

Следующий этап развития каталитического пиролиза наряду с разработкой новых катализаторов характеризовался усовершенствованием модификаций разработанных типов катализаторов. Особое внимание уделяется исследованию различных носителей, созданию более дешевых и доступных. В отличие от традиционных, появляются предложения по приготовлению носителей, состоящих из смеси каолина, глины и кварцевого песка с выгорающей добавкой и смеси на основе промышленной керамической массы каолина, глины, кварца, пегматита и различных добавок, таких как пемза, керамзит, шунгит, триметафосфат натрия [1].

Большой интерес на сегодняшний день представляют физико-химические и каталитические свойства цеолитов семейства пентасила. Они соответствуют всем основным требованиям, предъявляемым к промышленным катализаторам: обладают высокой механической прочностью, устойчивы к закоксо-

ыванию, действию серы, воды и других кислородсодержащих соединений. Катализаторы на основе пентасилов нашли применение в ряде крупнотоннажных процессов нефтехимии, в которых оказались более эффективными и селективными по сравнению с применяемыми ранее цеолитами первого поколения или нецеолитными системами различного состава.

Необходимо отметить специфическую роль разбавителя – водяного пара – при каталитическом пиролизе. Если в процессе термического пиролиза пар является только разбавителем сырья и практически не участвует в реакциях разложения исходных углеводородов, то при использовании гетерогенного катализатора степень превращения сырья (например, пропана) значительно повышается в присутствии пара [1, 2]. Возможно, вода подвергается диссоциативной адсорбции на поверхности катализатора с последующей десорбцией активных радикалов OH или активированным взаимодействием их с углеводородами на поверхности.

Экспериментальная часть

В качестве исходного сырья при выполнении работы использовали бутановую фракцию, характеристика которой приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика бутановой фракции

Содержание компонентов, % масс.				
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀
0,65	0,87	3,07	0,10	95,31

Цеолиты семейства пентасила давно привлекают внимание многих исследователей. Ряд опытов по разработке катализаторов на основе цеолита семейства пентасила показывают хорошие результаты [2, 7].

При проведении экспериментальных исследований в качестве исходных были использованы цеолиты типа ЦВМ. Они относятся к цеолитам семейства пентасила. Высококремнеземные цеолиты семейства пентасила типа ЦВМ синтезированы на предприятии ЗАО «Нижегородские сорбенты» в Нижнем Новгороде с кремнеземным модулем 31,2.

Процесс приготовления пропиточных образцов катализаторов состоял из следующих стадий: пропитки

исходного цеолита солями металлов (разных концентраций), грануляции его со связующим – оксидом алюминия, сушки и прокалки.

Цеолит типа ЦВМ, подвергнутый глубокому декатионированию, содержал остаточное количество Na₂O от 0,01 % масс. и до следов.

Расчетное количество соли (нитрата хрома) растворялось в теплой воде в количестве, полностью покрывающем слой цеолита. Пропитка осуществлялась при комнатной температуре в течение 12–14 часов. После полного поглощения цеолитом соли проводилась его сушка при температуре 120 °С в течение 2–3 часов. Высушенный образец подвергался формовке с оксидом алюминия в количестве 40 % масс. Причем Al₂O₃ предварительно подвергался пептизации концентрированной азотной кислотой, затем замешивался с цеолитом. Полученную лепешку гранулировали, гранулы просушивали при комнатной температуре, затем сушили при температуре 120 °С в течение 2–3 часов.

В работе проанализированы результаты процесса пиролиза бутановой фракции, полученные в присутствии катализаторов, содержащих в своем составе 40 % масс. связующего вещества (γ – Al₂O₃). Опыты по изучению закономерностей процесса пиролиза проводились как при отсутствии катализаторов в системе (термическое превращение), так и в присутствии пентасилсодержащих катализаторов. Для сравнительной оценки влияния концентрации ионов хрома на каталитическую активность образцов катализатора было проведено сравнение с результатами, полученными при аналогичных технологических параметрах, в присутствии немодифицированного пентасилсодержащего катализатора ЦВМ. Концентрация ионов хрома в каталитической системе варьировалась от 1 до 7 % масс.

Характеристика проанализированных в работе пентасилсодержащих катализаторов приведена в таблице 2.

Для выявления закономерностей превращения бутановой фракции на цеолитных катализаторах был выбран проточный метод. Он отличается простотой, доступностью, обеспечивает возможность определения каталитической активности при стационарном состоянии катализатора на любой стадии реакции и в лабораторной практике применяется довольно часто.

Таблица 2 – Характеристика пентасилсодержащих катализаторов

Обозначение	Количество цеолита в составе катализатора, % масс.	Модификатор	Количество модификатора, % масс. от веса цеолита	Метод введения в состав катализатора
ЦВМ	60	–	–	Декатионированный
1 % Cr-ЦВМ	60	Cr	1	Пропитка
3 % Cr-ЦВМ	60	Cr	3	Пропитка
5 % Cr-ЦВМ	60	Cr	5	Пропитка
7 % Cr-ЦВМ	60	Cr	7	Пропитка

Исследования проводились на лабораторной точной установке при атмосферном давлении.

Скорость подачи сырья и воды рассчитывали перед началом экспериментальных исследований, руководствуясь заданными условиями проведения опыта: температурой, временем контакта, соотношением водяного пара и сырья. Продолжительность опыта устанавливалась с учетом необходимости получения продуктов пиролиза в достаточном для их исследования количестве.

Процесс пиролиза осуществлялся в кварцевом реакторе, что позволяло исключить влияние материала стенок на результаты эксперимента. Реактор представлял собой кварцевую трубку внутренним диаметром $d_1 = 2,0 \times 10^{-2}$ м с коаксиально расположенным в ней карманом для термодпары наружным диаметром $d_2 = 8,0 \times 10^{-3}$ м.

Для проведения каталитического процесса пиролиза в реактор загружалось $0,5 \times 10^{-5} - 1,0 \times 10^{-5}$ м³ катализатора. При проведении термического пиролиза в реактор загружалось кварцевое стекло аналогичного объема.

Закоксованный катализатор регенерировался в течение двух часов при температуре 500 °С в токе воздуха, подаваемого через редуктор и регулятор расхода со скоростью 1 л/ч.

На основании литературных данных для выявления закономерностей превращений бутановой фракции в процессе термического и каталитического пиролиза были выбраны следующие интервалы температур: 600–850 °С. Время контакта сырья с катализатором составляло 0,25 сек., соотношение водяного пара и сырья было равным 0,4 ÷ 1, продолжительность опытов – от 15 до 60 мин.

В связи с образованием широкой гаммы углеводородов в результате превращения бутановой фракции на различных цеолитных катализаторах, определение состава образующихся продуктов осуществлялось по многоступенчатой схеме с помощью газофазной хроматографии.

Результаты и обсуждения

С целью сопоставительного анализа влияния каталитических систем на пиролиз бутановой фракции были проведены экспериментальные исследования данного процесса при отсутствии в реакционном пространстве катализаторов, то есть было изучено влияние температуры процесса на термическое разложение бутановой фракции. Исследования проводились при температуре от 600 до 850 °С. Время контакта при этом составляло 0,25 сек., массовое соотношение водяного пара и сырья было равным 0,4 ÷ 1, продолжительность экспериментов – 60 мин. Полученные результаты представлены в **таблице 3**.

На **рисунке 1** на с. 61 представлена зависимость изменения выхода суммы непредельных углеводородов C₂–C₄ в зависимости от температуры в процессе термического пиролиза бутановой фракции.

Представленные в **таблице 3** и на **рисунке 1** данные экспериментальных исследований процесса термического пиролиза бутановой фракции подтверждают, что увеличение температуры благоприятно сказывается на выходе целевых продуктов. Так, при температуре 600 °С конверсия сырья была низкой (7,6 % масс.) и, как следствие, выход непредельных углеводородов C₂–C₄ был незначительным (1,82 % масс.). Выход непредельных углеводородов C₂–C₄ около 50 % масс. и выше наблюдался в процессе термического

Таблица 3 – Результаты термического пиролиза бутановой фракции

Компоненты	Температура процесса, °С					
	600	650	700	750	800	850
Состав продуктов, % масс.						
CH ₄	1,21	2,14	5,62	9,87	17,07	25,00
C ₂ H ₄	0,65	2,19	8,11	18,46	33,63	52,86
C ₂ H ₆	1,28	1,52	3,08	3,18	3,94	3,25
C ₃ H ₄	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
C ₃ H ₆	1,17	3,16	10,03	16,66	16,18	13,32
C ₃ H ₈	2,74	2,38	1,43	0,69	0,23	0,53
C ₄ H ₆	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ΣC ₄ H ₈	0,00	0,00	0,06	0,08	0,10	1,03
ΣC ₄ H ₁₀	92,36	87,95	70,76	49,39	26,51	1,13
H ₂	0,00	0,02	0,10	0,21	0,45	0,70
CO+CO ₂	0,02	0,03	0,05	0,06	0,11	0,09
Кокс + смола	0,57	0,61	0,76	1,39	1,78	2,09
Итого	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

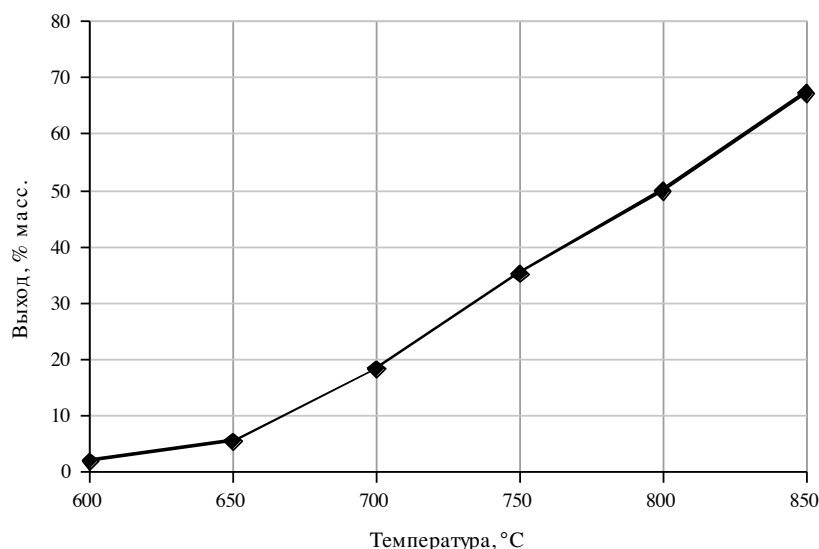


Рисунок 1 – Выход суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 при термическом пиролизе бутановой фракции

пиролиза бутановой фракции при температурах выше 800 °C. С ростом температуры процесса термического пиролиза бутановой фракции увеличивался выход смолы пиролиза и кокса. При 850 °C конверсия бутановой фракции составила 98,87 % масс. Выход этилена с ростом температуры процесса увеличивался, и максимальное значение 52,86 % масс. было достигнуто при температуре 850 °C. Согласно полученным результатам, для промышленного осуществления термического пиролиза бутановой фракции рекомендуемыми являются температуры выше 800 °C.

Дальнейшие исследования проводились с использованием пентасилсодержащих катализаторов

типа ЦВМ. Условия экспериментов: время контакта – 0,25 сек., массовое соотношение водяной пар : сырье = 0,4 ÷ 1, интервал температур – 600–800 °C, продолжительность экспериментов – 60 мин. Результаты представлены в **таблице 4**.

Представленные в таблице 4 результаты каталитического пиролиза бутановой фракции показывают, что применение каталитических систем для процесса получения низкомолекулярных олефиновых углеводородов из бутановой фракции позволяет снизить температуру по сравнению с термическим разложением сырья. При этом в присутствии ряда исследованных пентасилсодержащих катализаторов типа ЦВМ

Таблица 4 – Результаты пиролиза бутановой фракции в присутствии пентасилсодержащих катализаторов

Показатели	Температура процесса, °C				
	600	650	700	750	800
ЦВМ					
Выход C_2H_4 , % масс.	19,37	28,50	34,45	38,78	39,26
Выход суммы непредельных C_2-C_4 , % масс.	33,18	46,38	50,21	52,81	48,98
Конверсия бутана, % масс.	73,79	92,26	97,76	99,13	99,32
1 % Cr-ЦВМ					
Выход C_2H_4 , % масс.	12,38	22,71	26,82	32,38	41,45
Выход суммы непредельных C_2-C_4 , % масс.	23,47	38,63	44,88	52,25	55,91
Конверсия бутана, % масс.	41,88	75,51	80,62	87,24	96,72
3 % Cr-ЦВМ					
Выход C_2H_4 , % масс.	33,73	40,58	43,16	45,96	46,04
Выход суммы непредельных C_2-C_4 , % масс.	57,02	58,75	52,32	49,24	47,9
Конверсия бутана, % масс.	98,82	99,01	99,86	~100,00	~100,00
5 % Cr-ЦВМ					
Выход C_2H_4 , % масс.	20,83	27,63	34,42	38,86	42,83

Продолжение таблицы 4

Показатели	Температура процесса, °С				
	600	650	700	750	800
Выход суммы непредельных C ₂ -C ₄ , % масс.	34,88	42,50	52,77	47,81	45,17
Конверсия бутана, % масс.	81,11	93,34	97,43	~100,00	~100,00
7 % Cr-ЦВМ					
Выход C ₂ H ₄ , % масс.	17,09	25,20	26,24	33,00	36,33
Выход суммы непредельных C ₂ -C ₄ , % масс.	29,62	40,85	37,19	43,87	45,15
Конверсия бутана, % масс.	66,95	86,34	97,36	97,32	99,17

выход непредельных углеводородов C₂-C₄ более 50 % масс. наблюдался уже при температурах около 700 °С, в то время как в результате термического разложения углеводородного сырья при температуре 800 °С выход был ниже этого значения. Данный факт свидетельствует о том, что применение каталитических систем в процессах пиролиза углеводородных фракций позволит снизить температуру процесса и при этом повысить выход целевых непредельных углеводородов. Снижение затрат на нагрев углеводородного сырья позволит улучшить экономику процесса и увеличить эффективность производства.

Необходимо отметить, что с повышением температуры процесса каталитического пиролиза от 600 до 800 °С в присутствии всех изученных образцов катализаторов наблюдалось увеличение выхода этилена. Максимальный выход этилена был получен при температуре 800 °С в присутствии катализатора 3 % Cr-ЦВМ и составлял 46,04 % масс. При данной температуре в процессе термического разложения сырья выход этилена составлял 33,63 % масс., то есть на 12,41 % масс. меньше, чем в присутствии катализатора 3 % Cr-ЦВМ.

Сравнивая каталитическую активность модифицированных хромом катализаторов с декатионированной формой, не содержащей ионы хрома в своем составе, можно отметить, что введение хрома в состав катализатора может способствовать повышению каталитической активности полученных систем в процессе пиролиза бутановой фракции. Однако концентрация ионов хрома в каталитических системах оказывает существенное влияние на выход целевых продуктов. При низких температурах 600 и 650 °С выход этилена в присутствии катализаторов, модифицированных хромом 1 % Cr-ЦВМ, 5 % Cr-ЦВМ, 7 % Cr-ЦВМ, был ниже или сопоставим с выходом, полученным в присутствии немодифицированного катализатора ЦВМ. Введение в каталитическую систему хрома в количестве 3 % масс. на цеолит привело к повышению каталитической активности в изученном процессе, что демонстрируют выходы этилена, которые составили при температурах 600 и 650 °С соответственно 33,73 и 40,58 % масс. по сравнению с немодифицированным катализатором ЦВМ, в присутствии которого при данных температурах выход этилена составлял 19,37 и 28,50 % масс.

При температурах 600 и 650 °С наблюдается аналогичная закономерность изменения выхода непредельных углеводородов C₂-C₄ в зависимости от концентрации ионов хрома в каталитических системах в процессе пиролиза бутановой фракции, о чем свидетельствуют данные, представленные в таблице 4. Таким образом, можно сделать вывод, что введение в каталитическую систему хрома в количестве 3 % масс. на цеолит способствовало увеличению выхода этилена и суммы непредельных углеводородов C₂-C₄ в диапазоне температур 600–650 °С.

Аналогичные зависимости выхода этилена и суммы непредельных углеводородов C₂-C₄ наблюдались и при температуре 700 °С. Выход этилена в присутствии катализаторов, модифицированных хромом в количестве 1, 5 и 7 % масс., был ниже по сравнению с данными, полученными в присутствии немодифицированного катализатора ЦВМ. Однако выход суммы непредельных углеводородов C₂-C₄ по сравнению с немодифицированным образцом был ниже в присутствии катализаторов, модифицированных хромом в количестве 1 и 7 % масс., при этом на катализаторе 5 % Cr-ЦВМ выход суммы непредельных углеводородов C₂-C₄ составил 52,77 % масс., что на 2,56 % масс. выше значения, полученного в присутствии немодифицированного катализатора. При температуре 700 °С также наблюдалось значительное увеличение каталитической активности образца, в состав которого был введен хром в количестве 3 % масс. на цеолит. В его присутствии при данной температуре выход этилена составил 43,16 % масс., а выход непредельных углеводородов C₂-C₄ – 52,32 % масс., что на 8,71 и 2,11 % масс. выше значений, полученных в присутствии немодифицированного катализатора.

В целом при температурах 750 и 800 °С наблюдаются похожие зависимости, что и при более низких температурах, однако в присутствии некоторых каталитических систем появляются интересные особенности, которые необходимо обсудить. А именно при температуре 750 °С выход этилена по сравнению с немодифицированным катализатором был ниже или близкий к 38,78 % масс. на катализаторах, содержащих в своем составе 1, 5 и 7 % масс. хрома на цеолит. Опять выделяется каталитическая активность катализатора

3 % Cr-ЦВМ с содержанием хрома 3 % масс. на цеолит. В его присутствии выход этилена при температуре 750 °С составил 45,96 % масс., что на 7,18 % масс. больше, чем в присутствии немодифицированного катализатора ЦВМ. Наибольший выход суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 при 750 °С наблюдался в присутствии немодифицированного катализатора ЦВМ и составлял 52,81 % масс. Введение хрома в состав каталитической системы привело к снижению выхода суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 , причем увеличение концентрации хрома в составе катализаторов привело к более сильному снижению выхода олефиновых углеводородов. Необходимо отметить, что в присутствии катализатора 3 % Cr-ЦВМ с одновременным увеличением выхода этилена по сравнению с немодифицированным катализатором уменьшался выход суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 , при этом возрастал выход суммы смолы пиролиза и коксосмолистых веществ. При температуре 750 °С выход суммы смолы пиролиза и коксосмолистых веществ в присутствии катализатора 3 % Cr-ЦВМ составил 4,40 % масс., что на 2,84 % масс. больше по сравнению с выходом, полученным в присутствии немодифицированного образца.

При температуре 800 °С выход этилена по сравнению с немодифицированным образцом был ниже только в присутствии катализатора 7 % Cr-ЦВМ. Содержание хрома в катализаторах 1, 3 и 5 % масс. способствовало росту выхода этилена при данной температуре. Наибольший выход этилена при 800 °С был получен в присутствии катализатора 3 % Cr-ЦВМ и составлял 46,04 % масс., что на 6,78 % масс. выше, чем в присутствии немодифицированного катализатора. Наибольший выход суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 при 800 °С был получен в присутствии катализатора 1 % Cr-ЦВМ и составлял 55,91 % масс., что на 6,93 % масс. выше, чем в присутствии немодифицированного катализатора.

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что для пиролиза бутановой фракции с целью получения этилена можно рекомендовать использовать катализатор 3 % Cr-ЦВМ, содержащий в своем составе 3 % масс. хрома на цеолит. Катализатор, содержащий 1 % масс. хрома, был недостаточно активным в процессе пиролиза бутановой фракции, а увеличение концентрации хрома в катализаторе более 3 % масс. не приводило к росту его каталитической активности в данном процессе.

Графическое сопоставление выхода этилена, пропилена и суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 представлено на **рисунках 2–4**.

Данные, представленные на рисунке 2, наглядно демонстрируют рост выхода этилена с увеличением температуры как при термическом, так и при каталитическом пиролизе бутановой фракции. Наиболее высокий выход этилена наблюдался в присутствии катализатора 3 % Cr-ЦВМ. Существенный рост выхода этилена в присутствии пентасилсодержащих катализаторов типа ЦВМ зафиксирован при более низких температурах по сравнению с термическим пиролизом.

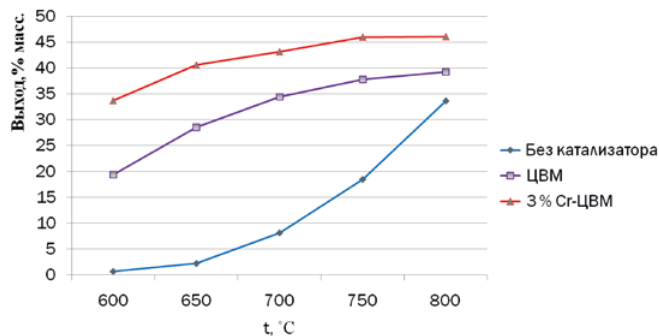


Рисунок 2 – Выход этилена при пиролизе бутановой фракции

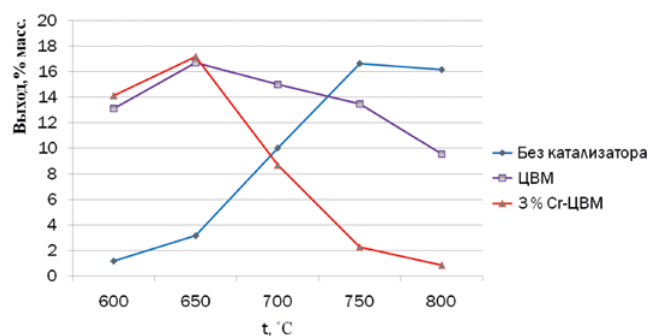


Рисунок 3 – Выход пропилена при пиролизе бутановой фракции

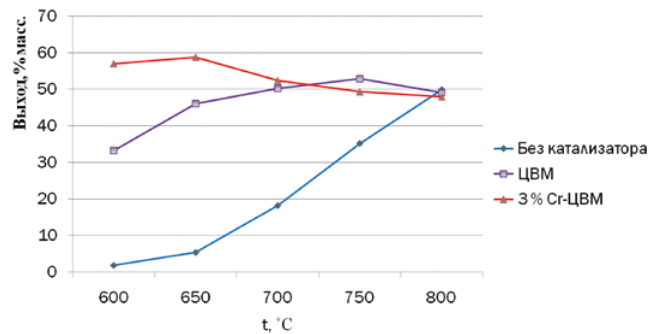


Рисунок 4 – Выход суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 при пиролизе бутановой фракции

Данные, представленные на рисунке 3, показывают различие в особенностях изменения выхода пропилена при пиролизе бутановой фракции, полученного в термическом процессе и в каталитическом. При термическом пиролизе бутановой фракции с повышением температуры от 600 до 750 °С происходило увеличение выхода пропилена, при дальнейшем увеличении температуры выход этилена незначительно снижался. В процессе каталитического пиролиза бутановой фракции в присутствии пентасилсодержащих катализаторов типа ЦВМ, как модифицированного, так и не-

модифицированного, максимальный выход этилена был получен при температуре 650 °С, причем эти значения были сопоставимы со значением выхода пропилена в термическом процессе, который получался при 750 °С. С ростом температуры выше 650 °С выход пропилена в каталитическом пиролизе снижался, причем при добавлении в качестве модификатора хрома это снижение было более существенным.

Данные, представленные на рисунке 4, показывают изменение выхода суммы непредельных углеводородов C_2-C_4 в зависимости от температуры при термическом и каталитическом пиролизе. Как видно из представленных данных, существенный вклад в увеличение выхода непредельных углеводородов C_2-C_4 вносят катализаторы в интервале температур 600–750 °С. При 800 °С выходы непредельных углеводородов C_2-C_4 при термическом и каталитическом пиролизе сопоставимы.

В планах развития Астраханского газоконденсатного месторождения [12] предусмотрено строительство комплекса по производству пластических масс. В качестве сырья для их производства планируется использовать углеводородные фракции, вырабатываемые на Астраханском газоперерабатывающем заводе филиала ООО «Газпром переработка». Как сырьевая база рассматривается этановая фракция, которую можно при необходимости выделить из пластовой смеси Астраханского газоконденсатного месторождения. Однако данный ресурс ограничен. В качестве дополнительного источника сырья для производства пластмасс возможно использовать другие фракции: например, бутановую, которую можно выделить на блоке очистки и получения сжиженных газов установки первичной переработки стабильного конденсата. В настоящее время Астраханский газоперерабатывающий завод филиал ООО «Газпром переработка» выпускает газы углеводородные сжиженные топливные марок ПБТ и ПБА, кроме этого, бутан входит в состав товарного бензина. Выделение и использование бутановой фракции для нужд предприятия по производству пластмасс может расширить ассортимент выпускаемой товарной продукции, улучшить ее качество и повысить экономическую эффективность производства. Возможность выделения бутановой фракции на Астраханском газоперерабатывающем заводе филиала ООО «Газпром переработка» имеется.

Заключение

В ходе выполнения работы были проведены исследования процесса каталитического пиролиза бутановой фракции. Полученные результаты показывают, что использование пентасилсодержащих катализаторов значительно увеличивает выход целевых продуктов пиролиза, это наблюдалось в широком диапазоне изменения температур. Пентасилсодержащие катализаторы, влияя на селективность процесса, способствуют снижению расхода сырья, позволяют проводить процесс при более низких температурах по сравнению с термическим пиролизом, снижая энергетические затраты и, соответственно, себестоимость выпускаемой продукции.

Были определены возможности интенсификации процесса с использованием в качестве модификатора хрома. Модифицированные катализаторы показывали более высокие выходы непредельных углеводородов, что говорит об их эффективном действии. Проанализировано влияние концентрации хрома на каталитическую активность катализаторов в процессе пиролиза бутановой фракции.

Установлено, что концентрация хрома в катализаторе, равная 3 % масс. на цеолит, является наиболее эффективной в процессе пиролиза бутановой фракции с целью получения этилена.

Оценена возможность использования бутановой фракции Астраханского газоперерабатывающего завода филиала ООО «Газпром переработка» для производства этилена в процессе каталитического пиролиза с целью получения пластических масс на территории Астраханского газоконденсатного месторождения.

Проведенные исследования показали направления возможного использования бутановой фракции из сырья Астраханского газоконденсатного месторождения с целью получения низкомолекулярных непредельных углеводородов, которые являются сырьевой базой производства пластических масс. Поиск эффективных модификаторов для получения активных и стабильных каталитических систем в процессе пиролиза бутановой фракции в дальнейшем будет продолжен на кафедре химической технологии переработки нефти и газа Астраханского государственного технического университета.

Список источников

1. Путенихин И. О., Худобородова А. В., Шефиев А. М., Жагфаров Ф. Г. Состояние каталитического пиролиза в Российской Федерации // НефтеГазХимия. 2020. № 1. С. 46.
2. Каратун О. Н., Лаврентьева Т. А. Получение сырья для производства полимеров из пропана в присутствии пентасилсодержащих катализаторов // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4(36). С. 94–104.
3. Сафин Д. Х., Зарипов Р. Т., Сафаров Р. А. и др. Некоторые особенности процесса совместного пиролиза этана и сжиженных углеводородных газов // Вестник Технологического университета. 2020. Т. 23, № 7. С. 49–51.
4. Зайченко В. М., Ларина О. М., Кувшинов В. В., Какушина Е. Г. Исследование процесса низкотемпературного пиролиза // Энергетические установки и технологии. 2019. Т. 5, № 3. С. 48–52.
5. Гирфанов Р. Ф. Внедрение новшества в установку пиролиза // Аллея науки. 2021. Т. 1, № 1(52). С. 137–141.

6. Герзелиев И. М., Файрузов Д. Х., Гержелиева Ж. И., Максимов А. В. Получение этилена из этановой фракции методом, альтернативным термическому пиролизу // Журнал прикладной химии. 2019. Т. 92, № 11. С. 1454–1462.
7. Якупов А. А. Пиролиз углеводородного сырья в присутствии воды, предварительно обработанной микроволновым излучением: дисс. ... канд. техн. наук. Казань, 2009. 164 с.
8. Лаврентьева Т. А., Кузнецова А. А., Балакирев Д. С., Ковзалов А. А. Оптимизация технологических параметров процесса пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья // Каспий – море успеха: материалы Международного нефтегазового научно-технического форума, 12–13 октября 2022 года. Астраханский государственный технический университет. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2022. С. 160–163.
9. Каратун О. Н., Лаврентьева Т. А. Использование пентасилсодержащих катализаторов в процессах превращения низкомолекулярных углеводородов // Международная научно-практическая конференция «Переработка углеводородного сырья: проблемы и инновации – 2022». Астрахань, 10 ноября 2022 года. Астрахан. гос. техн. ун-т. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2022. С. 106–110.
10. Лаврентьева Т. А., Симонов О. А., Карлаев Р. И. Интенсификация процесса пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья // Наука и практика – 2022. Всероссийская междисциплинарная научная конференция. Астрахань, 10–15 октября 2022 года. Астрахан. гос. техн. ун-т. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2022. С. 126–131.
11. Лаврентьева Т. А., Ишмухамедов Р. Р., Давыдов Н. Д. Перспективные катализаторы процесса пиролиза углеводородного сырья // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XII Международной научно-практической конференции, 3 сентября 2021 года. Астрахан. гос. техн. ун-т. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2021. С. 244–248.
12. Мельниченко А. В., Павлюковская О. Ю., Каратун О. Н., Бесчастнов М. А. Перспективы увеличения добычи углеводородного сырья на Астраханском ГКМ // Международная научно-практическая конференция «Переработка углеводородного сырья: проблемы и инновации – 2022». Астрахань, 10 ноября 2022 года. Астрахан. гос. техн. ун-т. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2022. С. 8–12.

References

1. Putenikhin I. O., Khudoborodova A. V., Shefiev A. M., Zhagfarov F. G. The state of catalytic pyrolysis in the Russian Federation // *NefteGazokhimiya*. 2020. No. 1. P. 46. (In Russ.).
2. Karatun O. N., Lavrent'eva T. A. Obtaining raw materials for the production of polymers from propane in the presence of pentasil-containing catalysts // *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2022. No. 4(36). P. 94–104. (In Russ.).
3. Safin D. Kh., Zaripov R. T., Safarov R. A., et al. Some features of the process of joint pyrolysis of ethane and liquefied hydrocarbon gases // *Vestnik Tekhnologicheskogo universiteta*. 2020. Vol. 23, No. 7. P. 49–51. (In Russ.).
4. Zaychenko V. M., Larina O. M., Kuvshinov V. V., Kakushina E. G. Research of the process of low-temperature pyrolysis // *Energy installations and technologies*. 2019. Vol. 5, No. 3. P. 48–52. (In Russ.).
5. Girfanov R. F. Introduction of innovations in the installation of pyrolysis // *Alleya nauki*. 2021. Vol. 1, No. 1 (52). P. 137–141. (In Russ.).
6. Gerzeliev I. M., Fairuzov D. Kh., Gergelieva Zh. I., Maksimov A. V. Production of ethylene from ethane fraction by method alternative to thermal pyrolysis // *Journal of Applied Chemistry*. 2019. Vol. 92, No. 11. P. 1454–1462. (In Russ.).
7. Yakupov A. A. Pyrolysis of hydrocarbon raw materials in the presence of water pre-treated with microwave radiation: diss. ... cand. techn. sciences. Kazan. 2009. 164 p. (In Russ.).
8. Lavrent'eva T. A., Kuznetsova A. A., Balakirev D. S., Kovzalov A. A. Optimization of technological parameters of the pyrolysis process of low molecular hydrocarbon raw materials // *Caspian – sea of success: materials of the International Oil and Gas Scientific and Technical Forum, October 12–13, 2022*. Astrakhan State Technical University. Astrakhan: Publishing House of AGTU, 2022. P. 160–163. (In Russ.).
9. Karatun O. N., Lavrentieva T. A. The use of pentasil-containing catalysts in the processes of transformation of low-molecular hydrocarbons // *International scientific and practical conference "Processing of hydrocarbon raw materials: problems and innovations-2022"*. Astrakhan, November 10, 2022. Astrakhan State Technical University. Astrakhan: Publishing House of AGTU, 2022. P. 106–110. (In Russ.).
10. Lavrentieva T. A., Simonov O. A., Karlaev R. I. Intensification of the pyrolysis process of low-molecular-weight hydrocarbon raw materials // *Nauka i praktika – 2022. All-Russian Interdisciplinary Scientific Conference*. Astrakhan, October 10–15, 2022. Astrakhan State Technical University. Astrakhan: Publishing House of AGTU, 2022. P. 126–131. (In Russ.).
11. Lavrentieva T. A., Ishmukhamedov R. R., Davydov N. D. Promising catalysts for the pyrolysis and ensuring the safety of ecosystems of the Caspian shelf: materials of the XII International of hydrocarbon raw materials // *The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits Scientific and Practical Conference, September 3, 2021*. Astrakhan State Technical University. Astrakhan: Publishing House of AGTU, 2021. P. 244–248. (In Russ.).
12. Melnichenko A. V., Pavlyukovskaya O. Yu., Karatun O. N., Beschastnov M. A. Prospects for increasing hydrocarbon production at the Astrakhan Gas Processing Plant // *International scientific and practical conference "Processing of hydrocarbon raw materials: problems and innovations – 2022"*. Astrakhan, November 10, 2022. Astrakhan State Technical University. Astrakhan: Publishing House of AGTU, 2022. P. 8–12. (In Russ.).

Информация об авторах

Ольга Николаевна Каратун, доктор технических наук, профессор кафедры химической технологии переработки нефти и газа

Татьяна Алексеевна Лаврентьева, кандидат технических наук, доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа

Information about the authors

Olga N. Karatun, doctor of technical sciences, professor of the department of chemical technology of oil and gas processing

Tatyana A. Lavrentyeva, Ph.D., associate professor of the department of chemical technology of oil and gas processing

Статья поступила в редакцию 26.07.2023; одобрена после рецензирования 28.07.2023; принята к публикации 31.07.2023.
The article was submitted 26.07.2023; approved after reviewing 28.07.2023; accepted for publication 31.07.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 66–72

Научная статья
УДК 665.6:665.666.2
EDN ISGBBL

ПОЛУЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ОСНОВЕ ДЕАРОМАТИЗИРОВАННОЙ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ И БИОДОБАВОК

Тарана Аслан кызы Маммадова¹, Шебнем Ябиль кызы Айдынова²,
Зульфия Мехти кызы Алиева³, Арзу Муталлим кызы Микаилова⁴
^{1,2,3,4}Институт нефтехимических процессов им. акад. Ю. Г. Мамедалиева
Министерства науки и образования, Баку, Азербайджан
¹mammadova.tarana63@gmail.com, <http://orcid.org/0000-0003-4962-6330>
²shebnem.ajdynova@mail.ru, <http://orcid.org/0009-0000-2997-1378>
³zulfiya_aliyeva@inbox.ru, <http://orcid.org/0009-0000-9071-1890>
⁴arzu41010@gmail.com, <http://orcid.org/0009-0005-3792-2898>

Аннотация. Статья посвящена вопросам получения экологически безопасных дизельных топлив на основе деароматизированной дизельной фракции и различных добавок на основе биосырья. В качестве добавок использованы этиловые эфиры жирных кислот кукурузного масла (ЭЭЖККМ) и ацетилглицерин (АГ). Выявлено, что этиловые эфиры жирных кислот кукурузного масла могут быть до-

бавлены в деароматизированное дизельное топливо в количестве 5–10 % масс., выступая при этом как ресурсосберегающие, противоизносные и антидымные добавки к дизельным топливам. Добавление в состав полученных компаундов ацетилглицерина в соотношении ЭЭЖККМ и АГ один к одному еще больше усиливает противоизносные свойства получаемых компаундов.

Ключевые слова: экологически безопасное дизельное топливо, деароматизированная дизельная фракция, биодобавки, этиловые эфиры жирных кислот, ацетилглицерин, многофункциональные добавки

Для цитирования: Маммадова Т. А., Айдынова Ш. Я., Алиева З. М., Микаилова А. М. Получение экологически чистого дизельного топлива на основе деароматизированной дизельной фракции и биодобавок // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 66–72. EDN ISGBBL.

© Маммадова Т. А., Айдынова Ш. Я., Алиева З. М., Микаилова А. М., 2023

© Mammadova T. A., Aydinova Sh. Ya., Alieva Z. M., Mikailova A. M., 2023

OBTAINING ENVIRONMENTALLY FRIENDLY DIESEL FUEL BASED ON DEAROMATIZED DIESEL FRACTION AND BIOADDITIVES

Tarana A. Mammadova¹, Shebnem Ya. Aydinova²,
Zulfiya M. Alieva³, Arzu M. Mikailova⁴

^{1,2,3,4}Institute of petrochemical processes named acad. Y. H. Mammadaliyev of the Ministry of science and education, Baku, Azerbaijan

¹mammadova.tarana63@gmail.com, <http://orcid.org/0000-0003-4962-6330>

²shebnem.ajdynova@mail.ru, <http://orcid.org/0009-0000-2997-1378>

³zulfiya_aliyeva@inbox.ru, <http://orcid.org/0009-0000-9071-1890>

⁴arzu41010@gmail.com, <http://orcid.org/0009-0005-3792-2898>

Abstract. The article is devoted to the issues of obtaining environmentally friendly diesel fuels based on dearomatized diesel fraction and various additives based on bio-raw materials. As additives, ethyl esters of fatty acids of corn oil (EEFACO) and acetyl glycerol (AG) were used. It was found that ethyl esters of corn oil fatty acids can be added

to dearomatized diesel fuel in the amount of 5–10 wt. %, while acting as resource-saving, anti-wear and anti-smoke additives to diesel fuels. The addition of acetylglycerol to the composition of the obtained compounds in the ratio of EEFACO:AG 1:1 further enhances the antiwear properties of the resulting compounds.

Keywords: environmentally friendly diesel fuel, dearomatized diesel fraction, bioadditives, ethyl esters of fatty acids, acetylglycerin, multifunctional additives

For citation: Mammadova T. A., Aydinova Sh. Ya., Alieva Z. M., Mikailova A. M. Obtaining environmentally friendly diesel fuel based on dearomatized diesel fraction and bioadditives. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):66-72. (In Russ.). EDN ISGBBL.

Введение

Автомобильная промышленность является одним из крупных источников загрязнения окружающей среды. Так, в среднем ежегодно с выхлопными газами автомобилей в атмосферу больших городов попадает более 200 тонн вредных веществ, среди которых моно- и диоксиды углерода, оксиды серы, азота, сажа, несгоревшие углеводороды и продукты сгорания канцерогенных полициклических углеводородов [1, 2]. Для уменьшения вредного влияния продуктов сгорания моторных топлив на окружающую среду предусмотрены жесткие экологические стандарты качества Евро-5 и Евро-6 на сами топлива и продукты их

сгорания [3–7]. Требования вышеназванных стандартов могут быть достигнуты путем доведения углеводородного состава используемых топлив до необходимых норм.

Для дизельных топлив основным ограничением качественных показателей является содержание серы, азота и полициклических ароматических соединений. При этом если при традиционных процессах гидроочистки содержание первых двух удается нормализовать, то для достижения нормированных показателей по полиароматическим углеводородам требуются уже более дорогостоящие процессы гидрокрекинга и гидродеароматизации, основанные на использовании

дефицитного водорода и высокотехнологичного оборудования, способного выдержать высокие температуры (450 °С) и давление (свыше 100 атмосфер) [8–10].

Ароматические углеводороды обуславливают большую часть несгорающих углеводородов и твердых частиц в отработавших газах дизельных двигателей (повышенную дымность) и повышенное нагарообразование, что в свою очередь ведет к быстрому износу двигателя и ухудшению его рабочих характеристик. Поэтому разработка метода полной или частичной деароматизации дизельных фракций с последующим компаундированием их с различными добавками с получением более экологически чистого дизельного топлива является актуальной задачей [9].

Однако надо отметить, что удаление гетероатомов и полициклических ароматических углеводородов хотя и позволяет достичь более чистого выхлопа по серосодержащим соединениям и несгоревшим углеводородам, но при этом приводит к снижению ресурсов дизельных топлив с одновременным ухудшением смазывающих свойств.

Одним из методов устранения этой проблемы является использование добавок к дизельным топливам, среди которых алкиловые эфиры жирных кислот растительных масел (метиловые-бутиловые эфиры жирных кислот растительных масел, так называемые биодизельные эфиры) являются наиболее используемыми, так как получают на основе возобновляемого сырья, не содержат в своем составе серы и ароматических углеводородов, обладают схожим с дизельным топливом фракционным составом, при попадании в окружающую среду разлагаются в течение двух месяцев без вреда для экологии, имеют высокое цетановое число, содержат в своем составе кислород, что обеспечивает более полное сгорание углеводородов в конце акта сгорания и одновременно улучшает смазывающие свойства получаемых на их основе смесевых топлив. Согласно требованиям стандарта Евро-3, минимальное содержание биодизельных эфиров в составе дизельного топлива должно составлять 5–7 % масс. Для более поздних евростандартов со-

держание вышеназванных эфиров в составе дизельного топлива может варьироваться в пределах 5–20 % масс. (топлива В5-В20) [11–13].

Объект исследования

Для выполнения задачи получения низкоароматического дизельного топлива нами был разработан альтернативный экстракционный процесс деароматизации дизельной фракции (ДФ) без водорода, с использованием в качестве экстрагента N-метилпирролидона.

Деароматизация дизельной фракции N-метилпирролидоном проводилась при комнатной температуре при соотношении экстрагента 2:1 в течение шести часов, в результате чего был получен двухслойный продукт. После отделения верхнего и нижнего слоя полученная деароматизированная дизельная фракция (ДДФ), то есть верхний слой, была промыта до нейтральной реакции. Экстракт (нижний слой), представляющий собой комплекс N-метилпирролидона с ароматическими углеводородами, был промыт водой до разделения ароматических углеводородов. После отделения ароматических углеводородов из раствора N-метилпирролидона в воде отгоняли воду, полученный N-метилпирролидон вновь использовался в процессе деароматизации.

Материальный баланс процесса деароматизации дизельной фракции ДФ приведен в **таблице 1**.

Как видно из таблицы 1, в ходе процесса деароматизации происходит уменьшение ресурсов дизельной фракции соответственно количеству выделенных из нее ароматических углеводородов.

Физико-химические свойства исходной дизельной фракции и полученной деароматизированной дизельной фракции приведены в **таблице 2** на с. 69.

Как видно из таблицы 2, после процесса деароматизации исходной дизельной фракции N-метилпирролидоном содержание серы в ДДФ уменьшается до 0,0250 %, а содержание ароматических соединений – до 5 %, при этом остальные показатели остаются в соответствии с требованиями стандарта EN-590 (2004) на дизельные топлива. Удаление ароматических углеводородов из состава дизельной фракции приводит к облегчению фракционного состава, уменьшению плотности, вязкости, повышению цетанового числа, но, как и ожидалось, к повышению температур, помутнению, застыванию и увеличению диаметра пятна износа металла трущихся поверхностей. Цетановое число деароматизированной фракции хотя и увеличивается на два пункта, однако остается ниже требований вышеуказанного стандарта.

Результаты

Для устранения указанных недостатков на основе деароматизированной фракции дизельного топлива были составлены компаунды с содержанием в них 5 и 10 % этиловых эфиров жирных кислот кукурузного масла (ЭЭЖКМ), а также изучены физико-химические свойства полученных компаундов, данные которых представлены в **таблице 3** на с. 69.

Таблица 1 – Материальный баланс процесса деароматизации дизельной фракции

Взято:	% масс.	г
Дизельная фракция	33,3	300,0
N-метилпирролидон	66,7	600,0
Итого	100,0	900,0
Получено:	% масс.	г
Дизельная фракция	29,0	261,0
Смесь ароматических углеводородов	3,4	30,6
N-метилпирролидон	65,0	585,0
Потери	2,6	23,4
Итого	100,0	900,0

Таблица 2 – Физико-химические свойства исходной и деароматизированной дизельной фракции

Показатели	EN-590 (2004)	ДФ	ДДФ
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с, не более	2,0–6,0	3,53	3,00
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	840,0	847,7	826,4
<i>Фракционный состав:</i>			
– 50% перегоняется при температуре, °С, не выше	280	279	275
– 90% перегоняется при температуре, °С, не выше	350	337	335
– 96% перегоняется при температуре, °С, не выше	360	360	355
Температура застывания, °С, не выше	–10 (–35)	–36	–15
Температура помутнения, °С, не выше	–25 (–10)	–20	–8
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	55	76	72
<i>Испытание на медной пластинке при 50 °С, 3 часа</i>		<i>Выдерживает</i>	
Йодное число, г йода на 100 г, не более	6	0,99	0,30
Массовая доля серы, %, не более	0,0350	0,0402	0,0250
Кислотность, мг КОН/100 г, не более	5	0,85	0,20
Содержание ароматических углеводородов, %	–	16,0	5,0
Цетановое число, не менее	51	45	47
Диаметр пятна износа, мм	0,460	0,586	0,785

Таблица 3 – Физико-химические свойства 5–10 % компаундов деароматизированной дизельной фракции с ЭЭЖКМ

Показатели	EN-590 (2004)	ДДФ	Компаунды на основе ДДФ и этиловых эфиров жирных кислот подсолнечного масла	
			5 %	10 %
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с, не более	2,0–6,0	3,00	3,20	3,35
Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не более	840,0	826,4	832,4	836,8
<i>Фракционный состав:</i>				
– 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	280	275	280	270
– 90 % перегоняется при температуре, °С, не выше	350	335	325	338
– 96 % перегоняется при температуре, °С, не выше	360	355	360	360
Температура застывания, °С, не выше	–10 (–35)	–30	–19	–19
Температура помутнения, °С, не выше	–25 (–10)	–21	–9	–9
Температура вспышки, °С, не ниже	55	72	68	71
<i>Испытание на медной пластинке при 50 °С, 3 часа</i>		<i>Выдерживает</i>		
Йодное число, г йода на 100 г, не более	6	0,30	3,2	4,1
Массовая доля серы, %, не более	0,0350	0,0250	0,0130	0,0080
Кислотность, мг КОН/100 г, не более	5	0,20	1,21	1,33
Содержание ароматических углеводородов, %	–	0	< 3	< 1
Цетановое число, не менее	51	46	52	54
Диаметр пятна износа, мм	0,460	0,785	0,420	0,380

Как видно из таблицы 3, добавление в состав ДДФ 5–10 % этиловых эфиров жирных кислот кукурузного масла благоприятно сказывается на качественных показателях полученных компаундов. Так, наблюдается

повышение температуры вспышки и цетанового числа, а содержание серы уменьшается. Также отмечается уменьшение диаметра пятна износа (ДПИ): при пятипроцентном содержании в составе ДДФ этих эфиров

он составляет 0,420 мм, а при десятипроцентном содержании уменьшается до 0,380 мм (при максимально разрешенном ДПИ $\leq 0,460$ мм), что удовлетворяет современным требованиям стандарта. Все остальные показатели полученных компаундов остаются в соответствии с требованиями стандарта на дизельные топлива.

Далее были проведены эксперименты с определением состава выхлопных газов при добавлении в состав исходной (ДФ) и деароматизированных (ДДФ) дизельных фракций 10 % масс. этиловых эфиров жирных кислот кукурузного масла. Состав выхлопных газов был исследован с помощью газоанализатора «Тесто-350М» (таблица 4).

Было выявлено, что если при добавлении в состав исходной дизельной фракции ЭЭЖКМ содержание монооксида углерода уменьшается на 42 %, то при добавлении их в состав деароматизированной дизельной фракции – на 72 %. Одновременно происходит

уменьшение содержания оксидов азота на 18 и 26 %, а также оксидов серы на 20 и 25 % соответственно. Согласно полученным данным, вышеперечисленные кислородсодержащие добавки могут быть использованы в качестве модификаторов горения, а также ресурсосберегающих, противоизносных многофункциональных добавок к дизельным топливам.

Так как при производстве биодизеля образуется побочный продукт глицерин, то использование добавок к дизельному топливу, полученных на его основе, также является актуальной задачей. Поэтому на следующем этапе проведенных исследований в ДДФ были добавлены пятипроцентные и десятипроцентные смеси моноацетатных эфиров глицерина (ацетилглицерин – АГ) и этиловых эфиров жирных кислот кукурузного масла в соотношении 1:1 и изучены физико-химические свойства полученных компаундов, данные которых представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Состав выхлопных газов, образующихся при сжигании исходной и деароматизированной дизельной фракции, содержащий 10 % этиловых эфиров жирных кислот подсолнечного масла

Содержание дымовых газов, % масс.	ДФ	ДФ + 10 % этиловых эфиров ЖКМ	ДДФ + 10 % этиловых эфиров ЖКМ
CO	0,874	0,507 (-42%)	0,245 (-72%)
NOx	0,0681	0,0560 (-18%)	0,0504 (-26%)
SOx	0,0630	0,0504 (-20%)	0,0472 (-25%)

Таблица 5 – Физико-химические свойства 5–10 % компаундов деароматизированной дизельной фракции с ЭЭЖКМ и АГ (1:1)

Показатели	EN-590 (2004)	ДФ	Компаунды на основе ДДФ/ЭЭЖКМ и АГ	
			2,5 + 2,5 %	5 + 5 %
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с, не более	2,0–6,0	3,00	3,80	4,20
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	860,0	826,4	828,3	831,6
<i>Фракционный состав:</i>				
– 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	280	275	275	280
– 90 % перегоняется при температуре, °С, не выше	350	335	340	345
– 96 % перегоняется при температуре, °С, не выше	360	355	355	360
Температура застывания, °С, не выше	-10 (-35)	-30	-30	-32
Температура помутнения, °С, не выше	-25 (-10)	-21	-20	-21
Температура вспышки, °С, не ниже	55	72	75	78
<i>Испытание на медной пластинке при 50 °С, 3 часа</i>			<i>Выдерживает</i>	
Йодное число, г йода на 100 г, не более	6	0,30	0,20	0,10
Содержание серы, %, не более	0,0350	0,0250	0,0120	0,0100
Кислотность, мг КОН/100 г, не более	5	0,20	0,15	0,15
Содержание ароматических углеводородов, %	–	0	0	0
Цетановое число, не менее	51	47	51	52
Диаметр пятна износа, мм	0,460	0,785	0,400	0,345

Как видно из таблицы 5, добавление в состав ДДФ пятипроцентной и десятипроцентной смеси ЭЭЖЛКМ и АГ благоприятно сказывается на качественных показателях полученных компаундов. Так, повышается температура вспышки, цетановое число несколько снижается относительно компаундов только с этиловыми эфирами жирных кислот кукурузного масла, но увеличивается по сравнению с исходной деароматизированной дизельной фракцией на 4–5 пунктов и составляет 47–51 пункт, а диаметр пятна износа для пятипроцентного и десятипроцентного компаунда уменьшается до 0,400 мм и 0,345 мм соответственно, что удовлетворяет требованиям стандарта на дизельные топлива.

Заключение

Показано, что добавление в состав деароматизированной дизельной фракции этиловых эфиров жирных кислот кукурузного масла, а также их смесей с ацетилглицерином благоприятно сказывается на качественных показателях полученных компаундов. Было выявлено, что эти кислородсодержащие добавки могут быть применены в качестве ресурсосберегающих, противоизносных и противодымных добавок для дизельных топлив.

Список источников

1. Dzhevaga N. V., Borisova D. D. Analysis of Air Monitoring System in Megacity on the Example of St. Petersburg // J. Ecol. Eng. 2021. No. 22. P. 175–185.
2. Strizhenok A. V., Korelskiy D. S. Estimation and reduction of methane emissions at the scheduled and repair outages of gas-compressor units // J. Ecol. Eng. 2019. No. 20. P. 46–51.
3. Litvinenko V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas // Resources. 2020. No. 9. P. 59–64.
4. Митусова Т. Н., Калинина М. В. Дизельные топлива EBPO с присадками // Neftegaz.RU. 2017. № 9. С. 46–49.
5. Viskup R., Wolf C., Baumgartner W. Major Chemical Elements in Soot and Particulate Matter Exhaust Emissions Generated from In-Use Diesel Engine Passenger Vehicles. In Introduction to Diesel Emissions / Viskup R., Ed. IntechOpen: London, UK. 2020. P. 158.
6. Wang Y., Sun J., Lu J., Tang M. Toxicity of diesel exhaust particles on central nervous system // Nanomed. Nanotechnol. Biol. Med. 2018. No. 14. P. 1751–1752.
7. Данилов А. М., Безгина А. М., Окнина Н. Г. Развитие работ в области присадок к топливам в России // Мир нефтепродуктов. 2014. № 6. С. 31–33.
8. Zerboni A., Rossi T., Bengalli R., Catelani T., Rizzi C., Priola M., Casadei S., Mantecca P. Diesel exhaust particulate emissions and in vitro toxicity from Euro-3 and Euro-6 vehicles // Environ. Pollut. 2021. No. 297. P. 118–167.
9. Гайле А. А., Чистяков В. Н., Колдобская Л. Л., Колесов В. В. Получение компонента дизельного топлива многоступенчатой экстракционной очисткой легкого газойля замедленного коксования // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 5. С. 39–43.
10. Davinić A., Pešić R., Taranović D., Milojević S. The use of modern fuels in diesel engines of the older generation // DEMI 2015 12. International Conference on Accomplishments in Electrical and Mechanical Engineering and Information Technology. P. 703–712.
11. Abed K. A., Gad M. S., El Morsi A. K., Sayed M. M., Elyazeed S. A. Effect of biodiesel fuels on diesel engine emissions // Egyptian journal of petroleum. 2019. No. 28(2). P. 183–188.
12. Sharma R., Narang S. Performance and emission analysis of palm and jatropha biofuel blends with diesel on an unmodified CI engine // Int. J. Res. Eng. Appl. Sci. 2015. No. 5(10). P. 58–65.
13. Liu Y., et al. Life cycle assessment and life cycle cost analysis of Jatropha biodiesel production in China // Biomass Conversion and Biorefinery. 2022. P. 1–26.

References

1. Dzhhevaga N. V., Borisova D. D. Analysis of Air Monitoring System in Megacity on the Example of St. Petersburg // J. Ecol. Eng. 2021. No. 22. P. 175–185.
2. Strizhenok A. V., Korelskiy D. S. Estimation and reduction of methane emissions at the scheduled and repair outages of gas-compressor units // J. Ecol. Eng. 2019. No. 20. P. 46–51.
3. Litvinenko V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas // Resources. 2020. No. 9. P. 59–64.
4. Mitusova T. N., Kalinina M. V. Dizelnye topliva EVRO s prisadkami // Neftegaz.RU. 2017. No. 9. P. 46–49. (In Russ.).
5. Viskup R., Wolf C., Baumgartner W. Major Chemical Elements in Soot and Particulate Matter Exhaust Emissions Generated from In-Use Diesel Engine Passenger Vehicles. In Introduction to Diesel Emissions / Viskup R., Ed. IntechOpen: London, UK. 2020. P. 158.
6. Wang Y., Sun J., Lu J., Tang M. Toxicity of diesel exhaust particles on central nervous system // Nanomed. Nanotechnol. Biol. Med. 2018. No. 14. P. 1751–1752.
7. Daniliv A. M., Bezgina A. M., Oknina N. G. Razvitie rabot v oblasti prisadok k toplivam v Rossii // Mir nefteproduktov. 2014. No. 6. P. 31–33. (In Russ.).
8. Zerboni A., Rossi T., Bengalli R., Catelani T., Rizzi C., Priola M., Casadei S., Mantecca P. Diesel exhaust particulate emissions and in vitro toxicity from Euro-3 and Euro-6 vehicles // Environ. Pollut. 2021. No. 297. P. 118–167.
9. Gayle A. A., Chistyakov V. N., Koldobskaya L. L., Kolesov V. V. Polucheniye komponenta dizel'nogo topliva mnogostupenchatoy ekstraktsionnoy ochistkoy legkogo gazoylya zamedlennogo koksovaniya // Khimiya i tekhnologiya topliv i masel. 2011. No. 5. P. 39–43. (In Russ.).
10. Davinić A., Pešić R., Taranović D., Milojevi S. The use of modern fuels in diesel engines of the older generation // DEMI 2015 12. International Conference on Accomplishments in Electrical and Mechanical Engineering and Information Technology. P. 703–712.
11. Abed K. A., Gad M. S., El Morsi A. K., Sayed M. M., Elyazeed S. A. Effect of biodiesel fuels on diesel engine emissions // Egyptian journal of petroleum. 2019. No. 28(2). P. 183–188.
12. Sharma R., Narang S. Performance and emission analysis of palm and jatropha biofuel blends with diesel on an unmodified CI engine // Int. J. Res. Eng. Appl. Sci. 2015. No. 5(10). P. 58–65.
13. Liu Y., et al. Life cycle assessment and life cycle cost analysis of Jatropha biodiesel production in China // Biomass Conversion and Biorefinery. 2022. P. 1–26.

Информация об авторах

Тарана Аслан кызы Маммадова,

доктор технических наук, доцент,
заведующая отделом химии и технологии топлив
и газа, заведующая лабораторией возобновляемых
видов топлив

Шебнем Ябиль кызы Айдынова,

аспирантка лаборатории возобновляемых
видов топлив

Зульфия Мехти кызы Алиева,

кандидат технических наук, старший научный
сотрудник лаборатории возобновляемых видов топлив

Арзу Муталлим кызы Микаилова,

научный сотрудник лаборатории возобновляемых
видов топлив

Information about the authors

Tarana A. kzy Mammadova,

doctor of technical sciences, associate professor,
head of the department of chemistry and technology
of fuels and gas, head of the laboratory
of renewable fuels

Shebnem Ya. kzy Aydinova,

PhD student of the laboratory of renewable fuels

Zulfiya M. kzy Aliyeva,

Ph.D., senior researcher laboratory
of renewable fuels

Arzu M. kzy Mikailova,

researcher laboratory of renewable fuels

Статья поступила в редакцию 13.06.2023; одобрена после рецензирования 28.06.2023; принята к публикации 31.07.2023.
The article was submitted 13.06.2023; approved after reviewing 28.06.2023; accepted for publication 31.07.2023.

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



САХАПРОМЭКСПО

**НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ.**

**25 - 26 октября 2023 г.
ЯКУТСК**

Организаторы:

УЗС Экспо SERVICE

**Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск**

САХАЭКСПОСЕРВИС

**Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск**

Тел: (383) 3356350

[E-mail: vk ses@yandex.ru](mailto:vk ses@yandex.ru)

www.ses.net.ru

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 74–84

Обзорная статья
УДК 661.91-404
EDN FKGPZ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА И КОЛИЧЕСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ЗАРУБЕЖНЫХ ПРИЕМНЫХ ТЕРМИНАЛАХ

Александр Георгиевич Гречко
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия
A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В настоящее время, после ухода иностранных партнеров из российских проектов крупномасштабного производства сжиженного природного газа, отечественным производителям необходимо освоить все тонкости взаимодействия с зарубежными покупателями. Контроль качества и количества сжиженного природного газа на приемных терминалах СПГ имеет здесь первостепенное значение. На основе рекомендаций Международной группы импортеров сжиженного природного газа и других зару-

бежных источников рассмотрены вопросы контроля качества и количества СПГ, поставляемого на терминалы. Приведены общая схема измерительных операций, формулы для вычисления основных величин, в том числе определения количества энергии замещенного газа, количества энергии «газа в машинное отделение», высшей теплотворной способности и количества переданной энергии (то есть объемов СПГ, выраженных в энергетических единицах), погрешность определения основных параметров.

Ключевые слова: сжиженный природный газ (СПГ), высшая теплотворная способность, количество отгруженной энергии, приемный терминал

Для цитирования: Гречко А. Г. Определение качества и количества сжиженного природного газа на зарубежных приемных терминалах // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 74–84. EDN FKGPZ.

.....

© Гречко А. Г., 2023

© Grechko A. G., 2023

DETERMINATION OF THE QUALITY AND QUANTITY OF LIQUEFIED NATURAL GAS AT FOREIGN RECEIVING TERMINALS

Alexander G. Grechko

LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia
A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Currently, after the withdrawal of foreign partners from Russian large-scale LNG production projects, Russian producers need to master all the subtleties of interaction with foreign buyers and control of the quality and quantity of liquefied natural gas at liquefied natural gas receiving terminals is of paramount importance here. Based on the recommendations of the International group of liquefied natural gas importers and other foreign sources, the issues of quality control and

quantity of liquefied natural gas supplied to the terminals were considered. The general scheme of measuring operations, formulas for calculating the basic quantities, including the determination of the amount of energy of the substituted gas, the amount of energy of "gas to the engine room", the gross calorific value and the amount of energy transferred (i.e. liquefied natural gas volumes expressed in energy units), the error in determining the main parameters are given.

Keywords: liquefied natural gas, gross calorific value, amount of energy shipped, receiving terminal

For citation: Grechko A. G. Determination of the quality and quantity of liquefied natural gas at foreign receiving terminals. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):74-84. (In Russ.). EDN FKGPZ.

Введение

При поставке сжиженного природного газа (СПГ) на приемных терминалах или танкерах определяются высшая теплотворная способность газа, общее количество содержащейся в покупаемом газе энергии, которая может быть получена при его сгорании, и наличие вредных примесей. Высшая теплотворная способность (ВТС) контролируется для того, чтобы быть уверенным, что данный газ подходит для определенной газовой сети, поскольку в разных странах требования к теплотворной способности газа различны. Например, в Японии требуется более высокая теплотворная способность, чем в США. Европейские страны имеют более широкий диапазон по ВТС. При покупке СПГ его оценивают не по отгруженному объему, а в единицах энергии. По установившейся практике количество переданной энергии измеряется в миллионах британских тепловых единиц (БТЕ). При приемке СПГ заказчик руководствуется международной и национальной нормативной документацией, а также собственными

требованиями. Поэтому при планировании операций по поставке СПГ в определенную страну или на определенный терминал надо внимательно изучить применяемые там требования. При этом понятно, что зарубежный заказчик не использует российские требования и нормативную документацию (хотя в общем они могут быть весьма похожи и даже идентичны). Поэтому в данной статье акцент сделан именно на зарубежный подход и литературу. Из-за ограничений по объему здесь не рассматриваются вопросы контроля примесей и их следов, но это тоже важно (при превышении концентрации примесей СПГ не будет принят).

Примечание. Высшая теплотворная способность (высшая теплота сгорания) – количество теплоты, выделяющееся при полном сжигании единицы массы или объема продукта при определенных температуре и давлении (0 °C или 15 °C) в сухом воздухе. Газообразные продукты сгорания приводятся к тем же стандартным условиям температуры и давления, но образующаяся вода конденсируется до состояния

жидкости, находящейся в равновесии с водяным паром. Для жидких и твердых веществ расчет проводится на 1 кг, а для газообразных – на 1 м³.

В природном газе ВТС определяется соотношением между количеством метана и прочими, более тяжелыми углеводородами, а также неорганическими газами. Чем выше содержание метана, тем более «тощим» является СПГ и меньше ВТС, поскольку более высокие углеводороды тяжелее, что означает, что они имеют большую теплотворную способность в пересчете на объем (см. таблицу 1).

Таблица 1. Высшая теплотворная способность углеводородов в БТЕ / ст. куб. фут (BTU/scf) [1]

Метан (CH ₄)	1010
Этан (C ₂ H ₆)	1770
Пропан (C ₃ H ₈)	2520
Бутан (C ₄ H ₁₀)	3260

Взаимозаменяемость газов определяется как способность заменять одно газообразное топливо другим при сжигании без существенного изменения эксплуатационной безопасности, эффективности, эксплуатационных характеристик или значительного увеличения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Взаимозаменяемость газов может быть отражена в спецификациях с использованием ряда физических и химических свойств, и эти спецификации обычно относятся к высшей теплотворной способности (англ. High Heat Value – HHV или Gross Calorific Value – GCV).

Важность ВТС очевидна при рассмотрении контрактов на продажу СПГ, в которых обычно оговаривается, что стоимость напрямую связана с количеством энергии, передаваемой потребителю. Следовательно, тщательное измерение ВТС становится вопросом экономического приоритета. Однако качественное описание конкретного груза СПГ, который выставлен на продажу, требует большей детализации, чем просто ВТС, если потенциальный покупатель хочет определить, приемлемо ли это, потому что два газа с одной и той же ВТС все равно могут сильно отличаться.

Для конечного потребителя газа важны свойства сгорания, связанные с работой горелки, лучше всего описываемые параметрами взаимозаменяемости и уровнем примесей в газе, имеющих значение для безопасности, экологических показателей и для некоторых химических заводов, использующих газ в качестве сырья.

Что касается свойств горения, регазифицированный СПГ должен быть взаимозаменяемым с газом, который клиент получал исторически, для которого разработано и отрегулировано оборудование для конечного использования, чтобы гарантировать, что он может сжигаться безопасно и эффективно, например, для выработки электроэнергии. Наиболее важный параметр взаимозаменяемости – индекс Воббе (англ. WI), являющийся мерой степени сходства свойств горения одного газа со свойствами горения другого газа.

Индекс Воббе используется для сравнения выходной энергии сгорания топливных газов различного состава и часто определяется в спецификациях предприятий газоснабжения и транспорта. Индекс Воббе определяется по следующей формуле:

$$WI = HHV / (R_d)^{0.5}, \quad (1)$$

где R_d – плотность газа относительно плотности воздуха. Если два газа имеют одинаковый WI, то энергия, подаваемая на пламя горелки, идентична. WI выражается, как и HHV, в зависимости от требований заказчика в МДж/м³ или в БТЕ / ст. куб. фут (BTU/scf). Устанавливая верхнюю и нижнюю границы WI, можно контролировать выбросы NO_x и других веществ, достигая высокой эффективности горелок и, самое главное, гарантировать безопасную эксплуатацию оборудования. Исходя из верхнего и нижнего пределов для любых двух из трех параметров HHV, WI и R_d , можно нарисовать «поле взаимозаменяемости» на графике HHV-WI. Если ограничения выбираются в соответствии с требованиями газовых турбин и газовых приборов на конкретном газовом рынке, поле взаимозаменяемости определяет, какие газы приемлемы для всех пользователей на этом конкретном рынке, и является полезным способом определения диапазона газов, которые могут использоваться на газовом рынке без существенного влияния на горение или показатели выбросов.

В случае нестандартного СПГ покупатель может отказаться принять его, а продавец должен возместить убытки за соответствующие нестандартные объемы газа.

На рисунке 1 на с. 77 показаны данные по качеству СПГ, поставляемого различными производителями, совмещенные с «конвертами» требований Совета по природному газу США (NGC+), Европейской ассоциации по оптимизации обмена энергией EASEE-gas (Europe), Великобритании (UK), Мексики (Mexico) и Японии (Japan).

Как видно из рисунка 1, рынки Соединенных Штатов Америки и Великобритании предпочитают обедненный газ. При этом могут возникнуть проблемы взаимозаменяемости СПГ в случае поставки более «жирного» СПГ: его придется кондиционировать путем уменьшения числа Воббе и ВТС, что повысит стоимость товара и может привести к нерентабельности поставок.

Япония и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона предпочитают «жирный» газ, который в случае поставок «тощего» газа несложно получить путем подмешивания СУГ к СПГ. Тем не менее поставка «тощего» СПГ на данный рынок может быть невыгодна, так как покупатель учтет в цене на СПГ свои затраты на доведение продукта до нужной кондиции.

Для поставщиков СПГ целесообразно корректировать качество производимого СПГ в сторону определенного рынка, где он планируется к продаже.

Необходимо также упомянуть, что для транспортировки СПГ характерна проблема потерь на испарение, которое приводит к изменению его состава. При испарении в первую очередь выветриваются легкокипящие компоненты, такие как азот и метан. С течением времени в объеме оставшегося СПГ будет увеличиваться количество более тяжелых компонентов, температура кипения

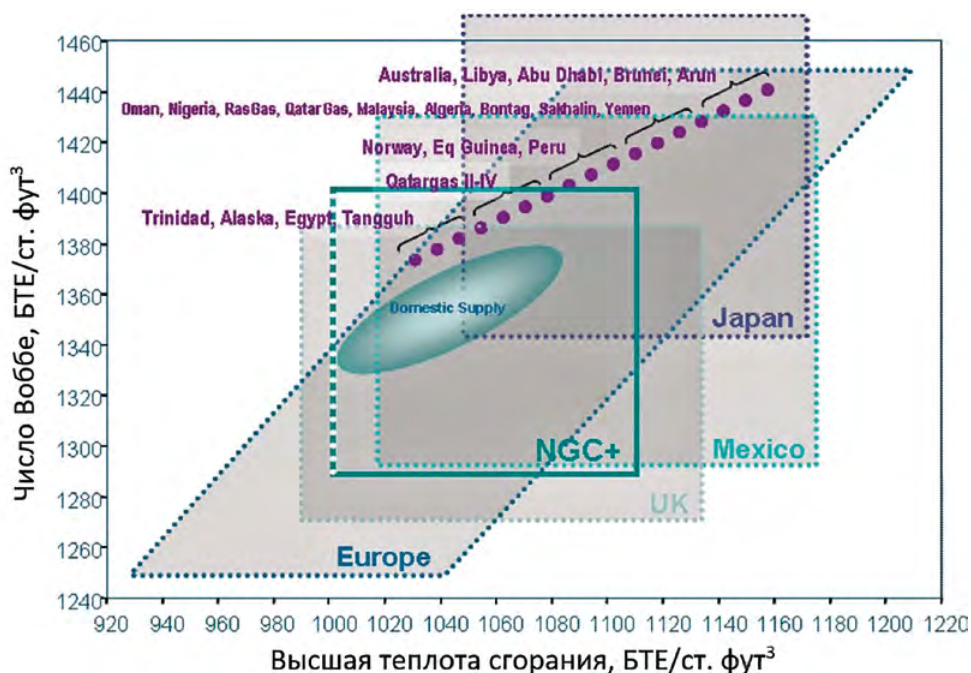


Рисунок 1 – Данные по качеству СПГ, поставляемого различными производителями (фиолетовые точки), совмещенные с «конвертами» требований Совета по природному газу США (NGC+) и характеристиками ПГ внутреннего рынка США (Domestic Supply), Европейской ассоциации по оптимизации обмена энергией EASEE-gas (Europe), Великобритании (UK), Мексики (Mexico) и Японии (Japan) [1]

ния смеси в результате будет повышаться, также будет повышаться и ВТС. Это особенно существенно при большом времени транспортировки и волнении моря. Таким образом, состав отгруженного на заводе СПГ и его же состав на приемном терминале могут быть различны, при этом важно, чтобы он не вышел за пределы спецификации.

Общая формула для расчета количества передаваемой энергии

Определение передаваемой энергии обычно происходит в присутствии одного или нескольких инспекторов, судового грузового офицера и представителя оператора терминала СПГ. Также может присутствовать представитель покупателя.

Независимый инспектор, назначенный и согласованный заинтересованными сторонами, должен засвидетельствовать или подтвердить сертификаты проверки/калибровки всех устройств, участвующих в передаче СПГ, а именно:

- на погрузочном/приемном терминале: газовый хроматограф(ы) и сертификат(ы) эталонного газа;
- на борту судна: измерения уровня, давления, температуры и т. д.

Также рекомендуется, чтобы независимый инспектор проверил сертификаты калибровки систем, участвующих в передаче СПГ на борту танкера СПГ. Речь идет о следующих устройствах:

- системы измерения уровня;
- системы измерения давления;
- системы измерения температуры;
- измерительные приборы угла дифферента и крена;

- газовые счетчики (для двигателей и котлов);
- дополнительно: сертификаты программного обеспечения для расчета.

Как правило, независимый инспектор выполняет расчет переданной энергии в соответствии с согласованными сроками и условиями и выдает окончательный отчет о количестве.

Во всех случаях количество передаваемой энергии может быть рассчитано по следующей формуле:

$$E = (V_{LNG} \cdot D_{LNG} \cdot GCV_{LNG}) - E_{gas\ displaced} \pm E_{gas\ to\ ER} \quad (2)$$

где:

E – общая чистая энергия, передаваемая от средств погрузки к танкеру СПГ, от танкера СПГ к средствам разгрузки или от одного танкера СПГ к другому танкеру СПГ (передача СПГ с судна на судно).

При международной торговле СПГ передаваемая энергия чаще всего выражается в миллионах британских тепловых единиц (10^6 БТЕ или ММВТУ), хотя это не энергетическая единица СИ. Таким образом, ММВТУ является предпочтительной единицей измерения. Коэффициенты пересчета для других обычно используемых единиц энергии (например, МВт·ч) приведены в **таблице 2** на с. 78.

V_{LNG} – объем загруженного или выгруженного СПГ в m^3 .
 D_{LNG} – плотность загруженного или разгруженного СПГ в kg/m^3 .

GCV_{LNG} – высшая теплотворная способность загруженного или разгруженного СПГ на единицу массы (в ММБТЕ/кг).

$E_{gas\ displaced}$ – чистая энергия вытесненного газа, также в ММВТУ, которая равна:

- отправленному обратно танкером СПГ на берег или другому танкеру СПГ при погрузке (объем газа в грузовых танках, вытесненный тем же объемом загруженного СПГ);
- или объему газа, полученного танкером СПГ, в его грузовых танках при разгрузке взамен объема выгруженного СПГ;
- или объему СПГ, который был заменен газом (даже без подключения линии паров СПГ к берегу или другому судну).

$E_{\text{gas to ER}}$ – если применимо, энергия газа, потребляемая в машинном отделении танкера СПГ (также включая весь газ, сжигаемый судовой установкой для сжигания газа GCU (Gas Combustion Unit) в течение времени между началом и концом передачи СПГ), то есть используемая судном во время операции по перекачке СПГ, которая является: положительной для загрузки СПГ или отрицательной для разгрузки СПГ.

Для простоты стороны могут также принять коммерческое решение о взаимном согласовании фиксированного качества/объема газа для оценки вытесненного $E_{\text{gas displaced}}$ и/или $E_{\text{gas to ER}}$.

Общая схема измерительных операций

Цель состоит в том, чтобы измерить количество энергии, загружаемой в СПГ-танкер или выгружаемой из СПГ-танкера на приемный терминал. Для операций от судна к судну цель состоит в том, чтобы измерить количество энергии, передаваемой от одного танкера СПГ к другому.

Из приведенной выше формулы можно сделать вывод, что необходимо измерить и/или рассчитать пять элементов:

- объем СПГ;
- плотность СПГ;
- высшую теплотворную способность СПГ;
- энергию газа, замещаемого при перевалке СПГ;
- энергию любого газа, потребляемого в машинном отделении танкера СПГ во время погрузочных/разгрузочных операций.

Графически схема измерения показана на **рисунке 2** на с. 79.

Стандартный метод, выбранный для измерения объема передаваемого СПГ, основан на приборах танкера СПГ, в основном на использовании уровнемеров и калибровочных таблиц.

На большинстве судов измерение автоматизировано с помощью системы измерения передачи СПГ при от-

грузке/загрузке. Эти системы способны составлять отчеты об объеме СПГ на борту в любой момент во время погрузки/разгрузки. Это достигается путем преобразования измеренных уровней СПГ в каждом грузовом танке в соответствующий объем СПГ в грузовом танке с помощью таблиц преобразования уровня в объем и применения поправочных коэффициентов для дифферента, крена и температуры, а затем путем суммирования объемов во всех отдельных грузовых танках.

Обычно некоторое количество СПГ, называемое «пяткой», остается на борту после разгрузки, чтобы сохранить резервуары холодными.

Определение перемещаемого объема СПГ требует двух наборов измерений: начального перед началом погрузки или разгрузки и окончательного в конце процедуры. Они называются обзорами открытия и закрытия передачи на хранение (англ. opening and closing custody transfer surveys – CTS) соответственно. В результате получается два объема СПГ, и разница между большим и меньшим объемом представляет собой объем перекачанной жидкости.

Для точного измерения объема рекомендуется, чтобы трубопроводы СПГ на танкере, включая коллекторы, находились в одинаковом состоянии во время обоих измерений объема СПГ. Трубопровод должен быть полностью заполнен СПГ как при начальном измерении (то есть до загрузки/разгрузки), так и при завершающем (то есть после загрузки/разгрузки). Либо, при условии, что слив возможен перед окончанием процедуры CTS, альтернативно должен быть слит как во время начала, так и при окончании CTS. Если трубопровод осушается до или после измерения CTS, это следует делать в течение достаточного времени для полного опорожнения трубопровода.

Поскольку методы расчета основаны на объемах СПГ и паров СПГ до и после перегрузки, любое использование СПГ, регазифицированного СПГ и/или паров СПГ во время перегрузки должно быть полностью учтено путем корректировки V_{LNG} в соответствии с условиями соглашения о покупке и продаже газа.

Плотность СПГ определяется путем расчета на основе измеренного состава перегружаемого СПГ и его температуры, измеренной в резервуарах танкера.

Состав СПГ используется для расчета высшей теплотворной способности.

Энергия газа, замещаемого при передаче СПГ, рассчитывается в соответствии с составом и объемом вытесненного газа, а также давлением и температурой газа внутри танков СПГ перед загрузкой или после разгрузки.

Таблица 2 – Коэффициенты пересчета для единиц энергии [2]

	Миллионы британских тепловых единиц, 10 ⁶ BTU (MMBTU)	Гигаджоуль, 10 ⁹ joules (GJ)	Киловатт-час (kWh)	Гигакалория, 10 ⁹ calories (Gcal)
MMBTU	1	1,055056	293,071	0,251996
GJ	0,947817	1	277,778	0,238846
kWh	0,00341214	0,0036	1	0,000859845
Gcal	3,96832	4,1868	1163,00	1

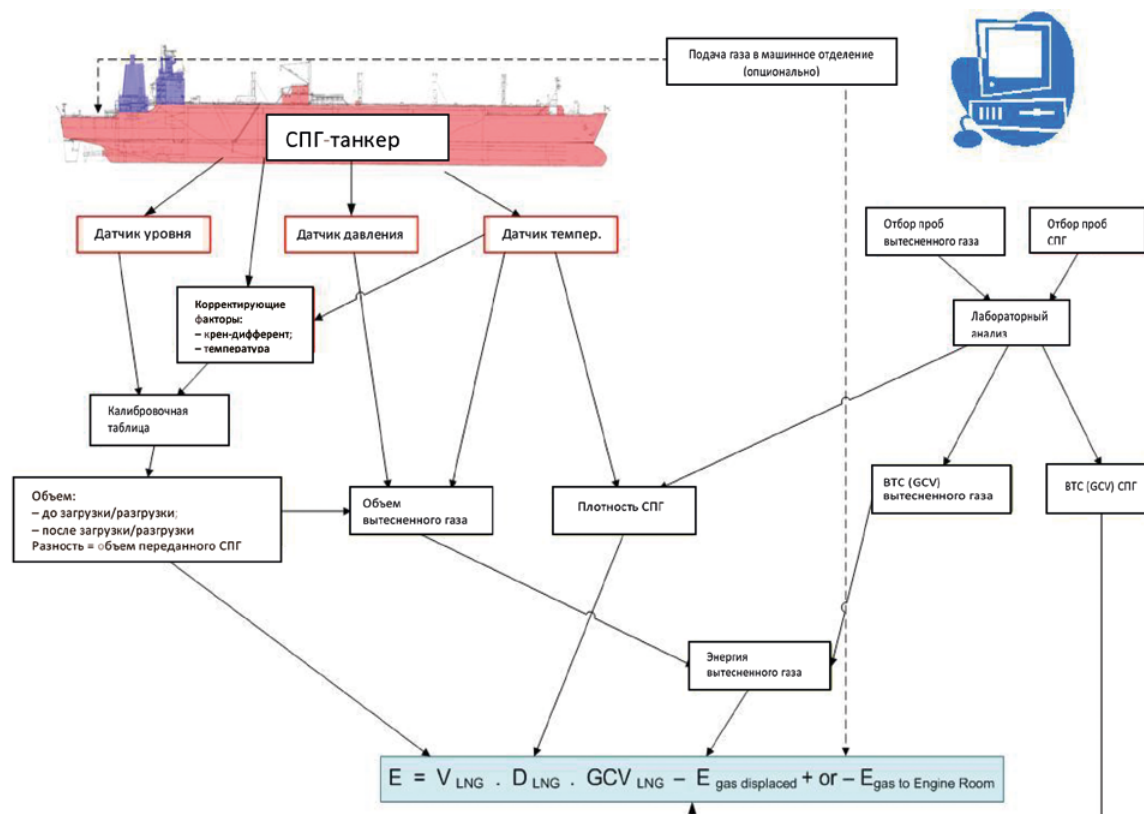


Рисунок 2 – Блок-схема для определения количества передаваемой энергии [2]

Для определения объема СПГ требуется следующее:

- калибровочные таблицы танкера СПГ, включая таблицы основных датчиков для каждого танка и различные таблицы поправок, учитывающие отклонения в крене и дифференте (если таковые имеются), для основной и вторичной систем калибровки и, возможно, другие таблицы поправок в соответствии с типом устройств для измерения уровня;
- оборудование для измерения уровня СПГ в резервуарах танкера. В каждом грузовом танке обычно установлены две системы измерения уровня, одна из которых обозначена как основная или первичная, а другая – как вторичная. Емкостные и микроволновые (радиолокационные) системы измерения уровня широко используются в качестве первичных систем CTS на борту танкеров СПГ, подкрепленных вторичной системой CTS, обычно состоящей из поплавковой измерительной системы;
- датчики температуры, распределенные по высоте резервуаров танкера;
- другие измерительные приборы, необходимые для применения поправочных коэффициентов.
- Определение плотности и высшей теплотворной способности переданного СПГ производится на основе среднего состава СПГ, полученного путем:
- непрерывного или прерывистого отбора проб в линии (линиях) передачи СПГ между судном и терминалом;
- газохроматографического анализа проб с последующим:

- расчетом, основанным на среднем составе СПГ, его средней температуре и коэффициентах, приведенных Национальным бюро стандартов для плотности [3]. В России следует использовать ГОСТ Р 56851–2016 «Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств»;
- расчетом, основанным на среднем составе СПГ и характеристиках элементарных компонентов (GCV, молярный объем, молярный вес), приведенных в справочных таблицах или стандартах для высшей теплотворной способности.

На погрузочном терминале или во время перекачки с судна на судно отбор проб и анализ СПГ производятся в линии (линиях) перекачки СПГ до возможного испарения в грузовых танках судна. Если в грузовых танках судна происходит вскипание, то это приводит к изменению состава СПГ, поскольку наиболее летучие компоненты (обычно азот и метан) преимущественно испаряются и возвращаются на берег по линии возврата пара. Следовательно, этого эффекта следует избегать, если возможно, или иным образом сводить его к минимуму: например, путем обеспечения того, чтобы давление в грузовых резервуарах судна было выше, чем давление насыщенных паров загружаемого СПГ.

Энергия замещенного газа может быть определена следующим образом:

- отбор проб вытесненного газа;
- газохроматографический анализ этого образца газа, позволяющий рассчитать GCV;
- измерения давления и температуры в резервуарах танкера СПГ.

Однако для определения вытесненной энергии некоторые параметры, такие как давление, состав газа и температура, могут быть оценены на основе опыта и приняты за постоянные (как для измерений во время перегрузки).

Например, можно предположить, что вытесненный газ представляет собой фиксированную смесь азота и метана или чистый метан. Это предположение вряд ли увеличит общую погрешность.

Определение энергии «газа в машинное отделение». Стороны могут договориться о разрешении потребления газа в машинном отделении танкера СПГ в течение времени между началом и окончанием перегрузки СПГ.

В этом случае рекомендуется, чтобы танкер имел на борту надлежащее измерительное оборудование и процедуры, принятые обеими сторонами, для точного измерения потребления энергии газа в машинном отделении в период между началом и окончанием перегрузки СПГ и чтобы это потребление энергии газа на борту учитывалось как «газ в машинное отделение» в соответствии с общей формулой вычисления переданной энергии. Однако для простоты стороны могут принять коммерческое решение о взаимном согласии на фиксированное количество/объем газа.

Принципы отбора проб СПГ

Чтобы определить качество СПГ, сначала необходимо выполнить определенные операции по приведению отобранной жидкости из исходного состояния, жидкого при низкой температуре, в конечное состояние, газообразное при температуре окружающей среды, без частичного испарения или потери продукта.

Отбор проб СПГ включает в себя три последовательные операции:

- взятие репрезентативной пробы;
- полное и мгновенное испарение;
- кондиционирование газообразной пробы (например, обеспечение постоянной температуры и давления) перед транспортировкой ее в анализатор и/или пробоотборник.

Отбор проб является наиболее критической точкой цепочки измерений сжиженного газа. Каждый шаг должен быть выполнен без изменения состава образца. Это самый сложный этап измерений, и большинство проблем, наблюдаемых при определении ВТС и переданной энергии, возникают из-за системы отбора проб. Система отбора проб не подлежит замене во время разгрузки/погрузки. Некоторые операторы имеют резервную систему для обеспечения отбора проб в случае отказа основной системы.

Газовый анализ

Отобранный регазифицированный СПГ анализируется методом газовой хроматографии с целью определения его состава, чтобы иметь возможность рассчитать физические свойства, необходимые для расчета ВТС. Прямое измерение ВТС (например, калориметром) было бы менее точным и также не дало бы полезной информации о составе для расчета таких свойств, как плотность или индекс Воббе.

Среднее арифметическое результатов газохроматографического анализа должно определять молярный состав СПГ. С целью определения молярного состава все углеводородные компоненты, более тяжелые, чем пентан, могут быть включены в нормальную фракцию пентанов (C_{5+}). Альтернативно компоненты, более тяжелые, чем обычные гексаны, могут быть включены во фракцию обычных гексанов (C_{6+}).

Кроме того, газовая хроматография может быть использована для определения некоторых примесей, таких как компоненты серы, на низких уровнях (ppm). Для этого часто требуется иная настройка, чем для основных компонентов.

Другие следовые примеси, такие как ртуть, требуют другого метода анализа. Для большинства примесей отбор проб имеет решающее значение, требуются особые меры предосторожности и материалы для отбора проб.

В открытой литературе существует множество методов, которые помогают специалистам анализировать регазифицированный СПГ: в серии международных стандартов, таких как ISO (например, ISO 6974), национальных институтов, таких как Институт энергетики (IP 337). Либо методы таких институтов, как ASTM (ASTM D 1945) или GPA (например, GPA 2261). В России следует использовать ГОСТ Р 56835–2015 «Газ природный сжиженный. Газ отпарной производства газа природного сжиженного. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии» и ГОСТ Р 56719–2015 «Газ горючий природный сжиженный. Отбор проб».

Способы определения плотности СПГ

Существует два способа определения плотности:

- первый заключается в измерении среднего значения непосредственно в резервуаре танкера СПГ с помощью денситометров;
- второй позволяет рассчитать плотность на основе среднего состава СПГ.

Измерение на месте с помощью денситометра учитывает состояние равновесия и состав СПГ, что означает, что оно больше не зависит от отбора проб и анализа продукта. Поэтому, по-видимому, это наилучший метод измерения плотности сжиженного газа. К сожалению, технический прогресс еще не достиг той стадии, когда на борту судна, перевозящего СПГ, возможно наличие надежного устройства при нормальных условиях эксплуатации. Вот почему используют второй метод, который позволяет рассчитать плотность на основе среднего состава СПГ.

Пересмотренный метод Клосека – Маккинли для расчета плотности

В соответствии с руководством [2] предпочтительным методом расчета плотности является пересмотренный метод Клосека – Маккинли, как описано в документе N.V.S. 1030 [3] и стандарте ISO 6578. Он прост в применении и требует только учета температуры и состава СПГ. Его погрешность составляет $\pm 0,1\%$, когда содержание азота или бутана не превышает 5%. Для этих расчетов плотности часто используется электронная таблица или компьютерная программа.

Ограничения метода: он может использоваться в следующих пределах по составу и температуре: $\text{CH}_4 > 60\%$ моль, $i\text{C}_4 + n\text{C}_4 < 4\%$ моль, $i\text{C}_5 + n\text{C}_5 < 2\%$ моль, $\text{N}_2 < 4\%$ моль, $T < 115\text{ K}$.

Плотность СПГ рассчитывается следующим образом:

$$D_{LNG} = M_{mix} / V_{mix} \quad (3)$$

где:

D_{LNG} – плотность смеси СПГ;

$M_{mix} = \sum M_i X_i$ – молекулярная масса смеси;

M_i – молекулярная масса чистого компонента i ;

X_i – молярная доля компонента i ;

$V_{mix} = \sum X_i V_i - [k_1 + (k_2 - k_1) \cdot (X_{\text{N}_2} / 0,0425)] \cdot X_{\text{CH}_4}$;

V_{mix} – молярный объем смеси, выраженный в л/моль;

V_i – объем компонента i при температуре СПГ;

k_1, k_2 – поправочные коэффициенты.

Таблицы для расчета в соответствии с NBS можно найти в приложении к руководству [2]. Таблицы для расчета в соответствии со стандартом ISO 6578 берутся из самого стандарта.

Вычисления могут быть выполнены, например, с точностью до шести знаков после запятой, а конечный результат может быть округлен до трех знаков после запятой.

Исходные условия для определения высшей теплотворной способности

Согласно ISO 6976, высшая теплотворная способность (GCV) газа соответствует количеству тепла, которое было бы выделено при полном сгорании с кислородом указанного количества газа таким образом, что давление p , при котором происходит реакция, остается постоянным, все продукты реакции сгорания возвращаются к той же заданной температуре t , что и у реагентов, причем все эти продукты находятся в газообразном состоянии, за исключением воды, которая конденсируется до жидкого состояния при температуре t .

В зависимости от требований заказчика согласованный набор по температуре и давлению обычно выбирается из следующих исходных условий:

для определения GCV:

$t = 0\text{ }^\circ\text{C}$, или $15\text{ }^\circ\text{C}$, или $15,56\text{ }^\circ\text{C}$ ($60\text{ }^\circ\text{F}$), или $20\text{ }^\circ\text{C}$, или $25\text{ }^\circ\text{C}$;

для условий объема:

$p = 1,01325$ бар абс. (14,696 фунта на квадратный дюйм) или иногда $1,01560$ бар абс. (14,73 фунта на квадратный дюйм);

$t = 0\text{ }^\circ\text{C}$, $15\text{ }^\circ\text{C}$, $15,56\text{ }^\circ\text{C}$ ($60\text{ }^\circ\text{F}$), $20\text{ }^\circ\text{C}$ или $25\text{ }^\circ\text{C}$.

Если не указано иное, за исходные условия, согласно руководству [2], принимаются:

GCV и число Воббе при $t = 25\text{ }^\circ\text{C}$.

Объем газа при абсолютном значении давления $p = 1,01325$ бар и температуре $t = 0\text{ }^\circ\text{C}$, обозначаемых как «нормальные условия», для которых объем указан в $\text{м}^3(\text{n})$.

Другой распространенный набор условий для объема называется «стандартными условиями» ($15\text{ }^\circ\text{C}$, $1,01325$ бар), для которых объем указывается в $\text{м}^3(\text{s})$. Они рекомендованы ISO.

Кроме того, за единицу энергии принят кДж, который затем может быть преобразован в БТЕ в соответствии с таблицей коэффициентов преобразования (см. таблицу 2).

Способы определения высшей теплотворной способности

Высшая теплотворная способность может быть определена:

- путем измерения с помощью калориметров;
- путем расчета на основе состава газа и справочных данных.

Определение с помощью калориметров

Можно использовать несколько типов калориметров, среди которых: ручные калориметры, дефлаграционные калориметры со вспомогательным теплообменником для циркуляции жидкости, автоматические калориметры, калориметры расхода воды, калориметры циркуляции воздуха и др. Подробное изучение различных типов этих устройств можно найти в ссылках [4, 5].

Они позволяют измерять объемную высшую теплотворную способность, но так как для перевалки СПГ требуется массовая высшая теплотворная способность, также должна быть определена плотность СПГ.

Поскольку состав СПГ необходим для расчета плотности, высшая теплотворная способность также всегда рассчитывается на основе данных о составе. Это объясняет, почему калориметры не используются при контроле качества СПГ.

Определение высшей теплотворной способности GCV путем расчета

1. GCV (объемный), выраженный в единицах измерения, например в $\text{кДж}/\text{м}^3(\text{n})$ или в $\text{кДж}/\text{м}^3(\text{s})$, может быть рассчитан по одной из следующих формул в зависимости от того, рассматриваются значения теплотворной способности идеального или реального газа:

а) идеальный газ GCV (объемный):

$$GCV_{(\text{vol})} = \frac{\sum X_i \cdot GCV_{i(\text{mol})}}{\sum X_i \cdot MV_i} \quad (4)$$

Или

$$GCV_{(\text{vol})} = \sum X_i \cdot GCV_{i(\text{mol})} \cdot \frac{P_v}{R \cdot T_v} \quad (5)$$

где:

X_i – молярная доля компонента i ;

$GCV_{i(\text{mol})}$ – молярная высшая теплотворная способность компонента i , выраженная в $\text{кДж}/\text{моль}$;

MV_i – молярный объем компонента i , выраженный в $\text{м}^3(\text{n})/\text{моль}$;

P_v, T_v – условия измерения объема газа;

R – молярная газовая постоянная $8,3144621\text{ Дж}/\text{моль}/\text{K}$; физические константы $GCV_{i(\text{mol})}$ и R указаны в стандартах ISO или GPA;

б) GCV реального газа (объемный) = GCV идеального газа, деленный на коэффициент сжимаемости Z :

$$GCV_{vol} = \frac{\sum X_i \cdot GCV_{i(vol)}}{(\sum X_i \cdot MV_i)Z}, \quad (6)$$

где:

X_i = молярная доля компонента i ;

$GCV_{i(vol)}$ = молярная валовая теплотворная способность компонента i , выраженная в кДж/м³(н) или (с);

Z = коэффициент сжимаемости газовой смеси.

Значения $GCV_{i(vol)}$ и метод расчета Z указаны в согласованных стандартах: стандарт ISO 6976 или GPA 2172 предоставляет методы расчета Z (и соответственно, ISO 6976 или GPA 2145 для GCV).

2. GCV (масса), выраженная в кДж/кг, может быть рассчитана по одной из следующих формул:

$$GCV_{(mass)} = \frac{\sum X_i \cdot M_i \cdot GCV_{i(mass)}}{\sum X_i \cdot M_i}, \quad (7)$$

где:

X_i = молярная доля компонента i ;

$GCV_{(mass)}$ = массовая теплотворная способность компонента i , выраженная в кДж/кг;

M_i = молекулярная масса компонента i , выраженная в г/моль;

физические константы $GCV_{i(mass)}$ и M_i указаны в согласованных стандартах.

Или

$$GCV_{(mass)} = \frac{\sum X_i \cdot M_i \cdot GCV_{i(mol)}}{\sum X_i \cdot M_i}, \quad (8)$$

где:

X_i = молярная доля компонента i ;

$GCV_{i(mol)}$ = молярная высшая теплотворная способность компонента i , выраженная в кДж/моль;

M_i = молекулярная масса компонента i , выраженная в г/моль.

Физические константы $GCV_{i(mol)}$ и M_i указаны в согласованных стандартах.

Один из следующих стандартов может быть использован для предоставления таблиц физических констант и методов расчета коэффициентов, необходимых для определения высшей теплотворной способности: ISO 6976, ASTM 3588, GPA 2145, GPA 2172, HM 21.

Эти стандарты или другие публикации, которые используются, относятся к результатам работ, имеющим международное признание. За исключением ИСО 6976, большинство из них, по крайней мере частично, относятся к работам, опубликованным Американским институтом нефти.

Рабочий пример расчета высшей теплотворной способности приведен в руководстве [2].

Следует отметить, что молярный состав замещенного газа отличается от состава СПГ. Поэтому он либо определяется с помощью газового анализа, либо вычисляется. Практический расчет возможен с помощью простой формулы, основанной на эмпирических значениях констант равновесия K_i для каждого компонента. Согласно [2], K_i для каждого компонента определяется как эмпирически определенное соотношение между молярной долей в газообразном состоянии

и молярной долей в жидком состоянии этого конкретного компонента:

$$Y_i = K_i \cdot X_i$$

Для практических расчетов замещенного газа эти значения K_i обычно ограничиваются наиболее значимыми, то есть компонентами с самыми низкими температурами кипения в атмосфере: азотом, метаном и иногда этаном. Учитывая относительно небольшое содержание энергии в замещенном газе по сравнению с энергией СПГ (обычно менее 1 %), считается, что этот простой расчетный подход приводит к достаточно точному расчету передаваемой энергии.

Расчеты показывают, что вклад паров этана в общий объем замещенного газа очень незначителен. Следовательно, можно утверждать, что для простоты он может быть даже опущен при расчете этого GCV. Таким образом, азот является единственным компонентом, молярная доля которого должна быть либо измерена в обратном потоке газа, либо рассчитана. Согласно [2], типичными значениями K_i для азота, метана и этана при давлении, близком к атмосферному, и температурах около минус 160 °С являются:

$K_{N_2} = 23$ (диапазон: 20–26);

$K_{CH_4} = 1$;

$K_{C_2H_6} = 0,005$.

Значения K_i для любого другого компонента принимаются равными нулю.

Таким образом, исходя из молярного состава в жидком состоянии, определенного путем отбора проб СПГ и анализа газа, можно рассчитать молярный состав в газообразном состоянии. В том случае, если сумма полученных таким образом долей не равна 100 %, необходимо провести линейную коррекцию значения каждого компонента.

Определение энергии замещенного газа и энергии, использованной в качестве топлива

Чтобы завершить расчет чистой энергии переданного СПГ, показатель, полученный из расчета объема жидкости, может быть скорректирован на:

- газ, отправленный обратно с судна во время операции погрузки, или газ, переданный танкеру СПГ во время операции разгрузки, выраженный в энергетических единицах. Это может называться газом «обратного выкупа». Этот газ является не коммерческим природным газом и не испаренным СПГ, а отпарным газом, который в основном состоит из метана и некоторого количества азота;
- газ, который, возможно, потребляется танкером СПГ в качестве топлива в машинном отделении или судовой установке для сжигания газа во время эксплуатации. Этот газ может быть или отпарным аналогично газу «обратного выкупа», если судно использует свой топливный газ в газообразной форме непосредственно из парового коллектора, или испаренным СПГ, если судно забирает свой топливный газ в жидкой форме из своих грузовых танков с помощью небольшо-

го распылительного насоса перед регазификацией СПГ и впрыском в двигатель /горелку (например, суда с двухтопливными двигателями).

Энергия замещенного газа (вытесненного из резервуаров СПГ) определяется по следующей формуле, независимо от того, получено оно судном или отправлено обратно на судно:

$$E_{\text{gas displaced}} = V_{\text{LNG}} \cdot \frac{273.15}{273.15+T} \cdot \frac{\rho}{1.01325} \cdot GCV_{\text{gas}}, \quad (9)$$

где:

$E_{\text{gas displaced}}$ = количество энергии в газообразной форме, вытесненной во время погрузки или разгрузки, выраженное в МДж;

V_{LNG} = объем загруженного или разгруженного СПГ, выраженный в м³;

ρ = абсолютное давление в резервуарах, выраженное в барах;

T = среднее значение температур зондов, не погруженных в СПГ, выраженное в градусах Цельсия;

GCV_{gas} = GCV газа в газообразном состоянии, содержащегося в судовых танках, выраженный в МДж/м³(n) или МДж/м³(s) в соответствии с ISO 6976.

Параметры ρ , T и GCV_{gas} могут быть либо измерены, оценены, либо приняты в качестве констант, определенных опытом. Любая возникающая в результате неточность будет касаться только энергии замещаемого газа, которая составляет менее 1 % (обычно около 0,3 %) от количества энергии в передаваемом СПГ и, следовательно, может быть незначительной. В Японии принято считать, что возвращаемый газ на 100 % состоит из метана при расчете энергии вытесненного газа.

Например, при $T = -140$ °C, $GCV_{\text{gas}} = 36$ МДж/м³(n), $\rho = 1,150$ бар формула может быть упрощена и становится с энергией, выраженной в МДж:

$$E_{\text{gas displaced}} = 83,82 \cdot V_{\text{LNG}}$$

Энергия газа, потребляемого в качестве топлива танкером СПГ

Танкер СПГ, при условии соглашения покупателя и продавца, может использовать газ в качестве топлива в своем машинном отделении во время операции погрузки (FOB cargo) или разгрузки (CIF или DES cargo), между открытием и закрытием фискальной процедуры перегрузки CTS.

Это количество энергии может быть определено следующим образом:

1. Для судов СПГ, использующих отходящий газ в качестве компонента топлива, путем измерения общего объема потребленного газа V_g (если расходомер газа на борту судна, перевозящего СПГ, измеряет в м³) и оценки GCV газа на объемной основе, как описано выше:

$$E_{\text{fuel gas}} = V_g \cdot GCV_{\text{gas}}, \quad (10)$$

где: GCV_{gas} в кВт·ч/м³.

2. Для судов, работающих на СПГ, использующих принудительное испарение СПГ, можно определить качество загруженного/разгруженного СПГ двумя способами:

- или путем измерения общего веса потребленного газа W_g (когда расходомер газа на борту судна, перевозящего СПГ, измеряет в кг) и оценки GCV на основе массы газа, как описано выше:

$$E_{\text{fuel gas}} = W_g \cdot GCV_{\text{gas jn mass basis}}, \quad (11)$$

- или по формуле, согласованной продавцом и покупателем и основанной на среднем потреблении газа для данного судна при его первой загрузке/разгрузке при сжигании газа в качестве топлива. Для новых танкеров СПГ можно дифференцировать расход в двигателях и установке сжигания газа GCU, поскольку существуют независимые расходомеры газа для двигателей и для GCU. Однако для старых судов, перевозящих СПГ, не имеющих отдельных расходомеров газа, эта формула может учитывать продолжительность эксплуатации, потребление электроэнергии грузовыми насосами СПГ и/или газовыми компрессорами и балластными насосами, работающими в интервале времени между открытием и закрытием процедуры перегрузки (CTS), и фактический средний КПД генераторов электроэнергии в машинном отделении. Учитывая, что количество энергии газа, потребляемого в машинном отделении, невелико по сравнению с общей погрешностью энергии передаваемого СПГ, стороны могут договориться о предполагаемом по контракту количестве энергии газа, потребляемого на борту в течение временного интервала между открытием и закрытием CTS.

Для судна – носителя СПГ объемом от 125 000 до 145 000 м³ с паровыми котлами и паротурбинной силовой установкой энергия газа, потребляемая в машинном отделении между открытием и закрытием фискальной процедуры перегрузки CTS, обычно может составлять от 0,05 до 0,06 % от общей энергии передаваемого СПГ.

С другой стороны, для СПГ-танкера объемом от 155 000 до 175 000 м³ с двухтопливной дизель-электрической силовой установкой этот процент может составлять порядка 0,04 % или даже ниже.

Этот процент будет зависеть от нескольких факторов:

- соотношения расхода отпарного газа к общему расходу топлива в машинном отделении;
- энергетических технологий на борту судна, перевозящего СПГ;
- управления мощностью и энергопотреблением на борту судна, перевозящего СПГ;
- временного интервала между открытием и закрытием CTS (например, увеличенный, если скорость передачи сжиженного газа должна быть снижена по эксплуатационным соображениям);
- размера танкера для перевозки СПГ.

Вышеупомянутые типовые проценты относятся к стандартному времени загрузки/разгрузки, состав-

ляющему примерно 12–14 часов. Процент энергии газа, потребляемой в качестве топлива танкером СПГ, был бы выше во время передачи с судна на судно либо если бы продолжительность операции передачи СПГ была увеличена. Но этот показатель также может быть ниже: например, когда судно перегружается на терминале регазификации СПГ, а судовые насосы для перекачки грузов не работают. В этом случае также может быть запущена судовая установка для сжигания газа GCU, чтобы использовать образующийся при кипении газ, тем самым уменьшая количество паров, отправляемых обратно на берег или на разгружаемое судно.

Погрешность определения количества переданной энергии

Оценки погрешности при измерении должны соответствовать принципам, установленным в стандарте ISO/IEC Guide 98.3:2008 Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (российский идентичный стандарт ГОСТ 34100.3-2017 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения»).

Согласно [2], совокупная относительная погрешность, полученная для передаваемой энергии, может быть рассчитана как:

$$u_E = (u_v^2 + u_p^2 + u_{gcv}^2)^{1/2}. \quad (12)$$

В **таблице 3** суммируются типичные значения погрешностей, связанных с выявлением погрешности определения количества переданной энергии.

Таблица 3. Погрешность определения количества переданной энергии

Параметр	Типичное значение погрешности
Объем	0,10–0,27 %
Плотность	0,23 %
ВТС	0,02–0,04 %
Энергия	0,25–0,37 %

Эти значения могут быть использованы в качестве справочных.

Совокупная расширенная погрешность измерения с 95-процентным уровнем достоверности (коэффициент покрытия $k = 2$) передаваемой энергии составляет 0,5–0,7 %.

Закключение

Российским производителям СПГ при самостоятельном выходе на международный рынок необходимо внимательно изучить полные комплекты соответствующей документации, процедуру проведения контроля качества и количества СПГ на приемных терминалах, чтобы соответствовать категории надежного поставщика качественного товара, дающей определенные предпочтения при заключении контрактов. Данную статью следует рассматривать лишь как руководство к действию, в котором изложен подход западных компаний к контролю высшей теплотворной способности и количества переданной энергии при разгрузке танкера СПГ.

Список источников

1. Study: current state and prospects of LNG in the UNECE region chapter 4: interoperability and safety. United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2023. URL: https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/4.1_-_Chapter_4_Summary_LNG_Study.pdf.
2. GIIGNL – LNG custody transfer handbook. 6th Edition. 2021.
3. Four mathematical models for the prediction of LNG densities // NBS Technical Note 1030. December, 1980.
4. Le pouvoir calorifique du gaz naturel liquéfié, par M. F. Dewerd. Association Technique de l'Industrie du Gaz en France. Mars, 1983.
5. LNG measurement – NBSIR 85-3028. First edition. 1985.

References

1. Study: current state and prospects of LNG in the UNECE region chapter 4: interoperability and safety. United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2023. URL: https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/4.1_-_Chapter_4_Summary_LNG_Study.pdf.
2. GIIGNL – LNG custody transfer handbook. 6th Edition. 2021.
3. Four mathematical models for the prediction of LNG densities // NBS Technical Note 1030. December, 1980.
4. Le pouvoir calorifique du gaz naturel liquéfié, par M. F. Dewerd. Association Technique de l'Industrie du Gaz en France. Mars, 1983.
5. LNG measurement – NBSIR 85-3028. First edition. 1985.

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

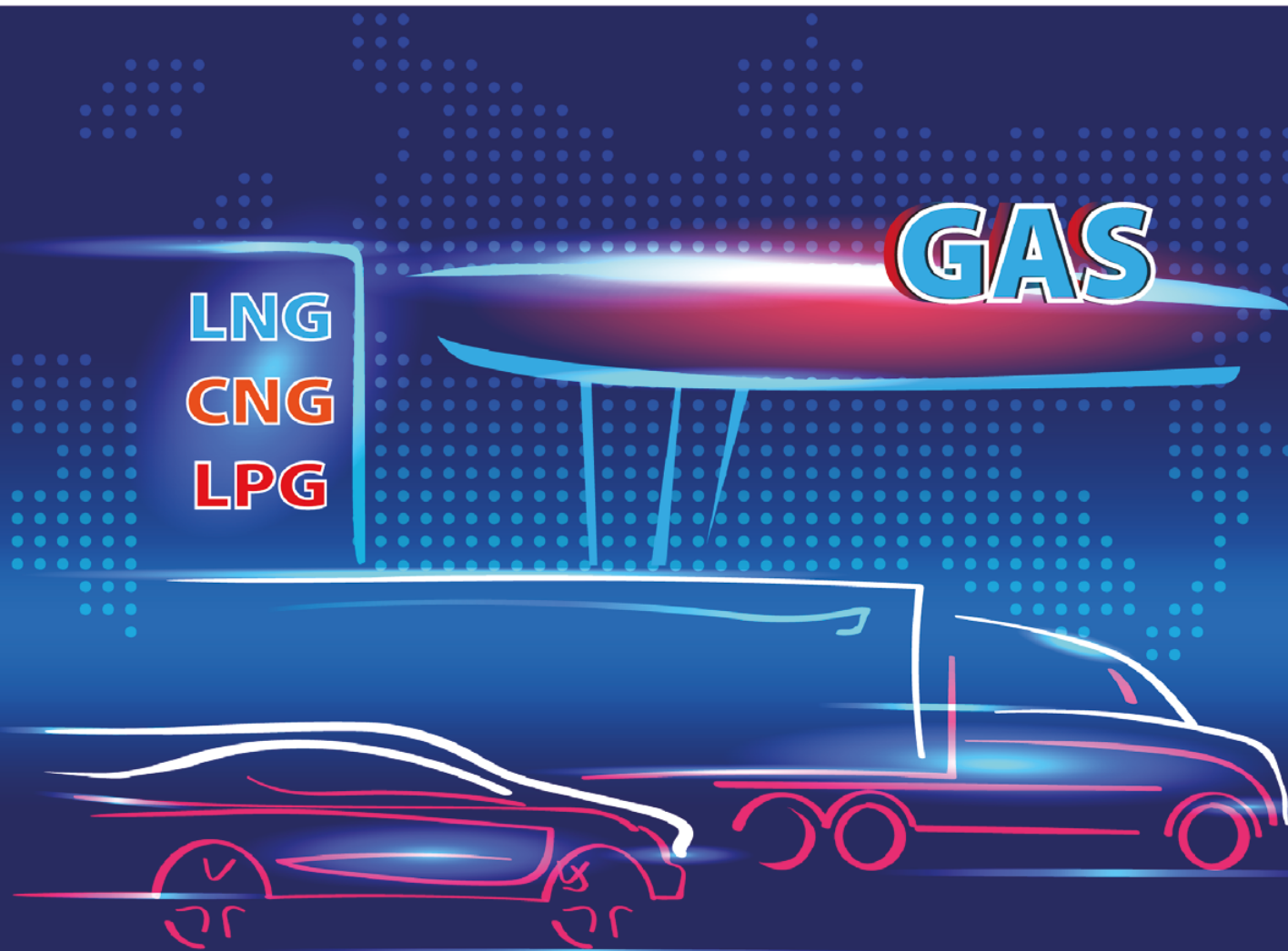
Статья поступила в редакцию 30.05.2023; одобрена после рецензирования 14.07.2023; принята к публикации 31.07.2023.
The article was submitted 30.05.2023; approved after reviewing 14.07.2023; accepted for publication 31.07.2023.

GasSuf

24—26 октября 2023

Россия, Москва, Крокус Экспо

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



Забронируйте
стенд
www.gassuf.ru

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

+7 (495) 252 11 07
gassuf@mvk.ru

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 86–90

Научная статья
УДК 614.8
EDN NRPZUZ

ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ В АСПЕКТЕ ОБРАБОТКИ ПЕРСОНАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Юлия Игоревна Захарова¹, Денис Юрьевич Захаров², Александр Валентинович Пискунов³

¹ООО «Газпром межрегионгаз инжиниринг», Санкт-Петербург, Россия

^{2,3}ООО «Газпром ПХГ», Санкт-Петербург, Россия

¹U2610380@mrgeng.ru, ²D.Zakharov@phg.gazprom.ru, ³A.Piskunov@phg.gazprom.ru

Аннотация. Обеспечение безопасности опасных производственных объектов в современных условиях является объектом повышенного контроля как со стороны хозяйствующих субъектов, так и со стороны государственных органов. Для нефтегазовой отрасли, характеризующейся наличием значительного количества удаленных опасных производственных объектов, постоянный контроль и мониторинг – основа развития безопасности производственных процессов с точки зрения реагирования и расследования причин нештатных и аварийных ситуаций.

Помимо проверок в ходе реализации процедур административно-производственного и государственного контроля, с развитием технологий и переходом к новым технологическим – «информационному» и «мета» – укладам развиваются системы постоянного мониторинга, в частности системы видеонаблюдения. В данном контексте ситуация с недоверием к внедрению и использованию вышеупомянутых систем сменилась широкомасштабным применением, закрепленным на нормативно-правовом и законодательных уровнях. Не стали исключением процессы, связанные с проведением работ на скважинах, являющихся опасными производ-

ственными объектами, в том числе капитального ремонта, реконструкции, консервации и ликвидации, а также подпроцессы обеспечения противоданной безопасности, реагирования на возникающие нештатные и аварийные ситуации. Вместе с тем государство особое внимание стало уделять защите персональных данных, напрямую привязанных к личности человека.

В статье авторы раскрывают взаимосвязь (и перспективы ее развития) между применением систем мониторинга на опасных производственных объектах, связанных с фиксацией действий персонала и их идентификацией как личности, и защитой их персональных данных. Вопросы правового обеспечения, правоприменительной практики и в целом защиты персональных данных все более актуальны с развитием технологий мониторинга и наблюдения на производственных объектах и в других социальных пространствах, ростом угроз в виде незаконного использования данных для создания дипфейков и их дальнейшего применения в мошеннических действиях, так как способны либо отрегулировать и информационно обезопасить процессы цифровизации, либо обрушить и полностью дискредитировать их.

Ключевые слова: персональные данные, видеонаблюдение, аварийная ситуация, управление, капитальный ремонт скважин, опасный производственный объект

Для цитирования: Захарова Ю. И., Захаров Д. Ю., Пискунов А. В. Правовые вопросы применения систем видеонаблюдения на опасных производственных объектах в аспекте обработки персональных данных // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 4(40). С. 86–90. EDN NRPZUZ.

© Захарова Ю. И., Захаров Д. Ю., Пискунов А. В., 2023

© Zakharova Yu. I., Zakharov D. Yu., Piskunov A. V., 2023

Original article
UDC 614.8
EDN NRPZUZ

LEGAL ISSUES OF THE USE OF VIDEO SURVEILLANCE SYSTEMS AT HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES IN THE ASPECT OF PERSONAL DATA PROCESSING

Yulia I. Zakharova¹, Denis Yu. Zakharov², Aleksandr V. Piskunov³

¹LLC "Gazprom mezhregiongaz engineering", Saint Petersburg, Russia

^{2,3}LLC "Gazprom PHG", Saint Petersburg, Russia

¹U2610380@mrgeng.ru, ²D.Zakharov@phg.gazprom.ru, ³A.Piskunov@phg.gazprom.ru

Abstract. Ensuring the safety of hazardous production facilities, in modern conditions, is an object of increased control, both on the part of economic entities and on the part of state bodies. For the oil and gas industry, characterized by the presence of a significant number of remote hazardous production facilities, constant monitoring and monitoring is the basis for the development of the safety of production processes in terms of responding and investigating the causes of abnormal and emergency situations.

In addition to inspections during the implementation of administrative, industrial and state control procedures, with the development of technologies and the transition to new technological – "information" and "meta" modes, continuous monitoring systems, in particular video surveillance systems, are developing. In this context, the situation with distrust of the implementation and use of the above-mentioned systems has changed to a large-scale application, fixed at the regulatory and legislative levels. The processes associated with the work on wells that are hazardous production facilities, including capital

repairs, reconstruction of conservation and liquidation, as well as sub-processes for ensuring anti-spontaneous safety, responding to emerging abnormal and emergency situations, are no exception. At the same time, the state has begun to pay special attention to the protection of personal data – directly linked to a person's identity.

In the article, the authors reveal the relationship and prospects for its development between the use of monitoring systems at hazardous production facilities related to the recording of personnel actions and their identification as individuals and the protection of their personal data. The issues of legal support, law enforcement practice and, in general, the protection of personal data are increasingly relevant with the development of monitoring and surveillance technologies, both at production facilities and in other social spaces, the growth of threats in the form of illegal use of data to create deepfakes and their further use in fraudulent activities, as they are able to both regulate and secure information the processes of digitalization, and to bring down completely discrediting them.

Keywords: personal data, video surveillance, emergency, management, well overhaul, hazardous production facility

For citation: Zakharova Y. I., Zakharov D. Yu., Piskunov A. V. Legal issues of the use of video surveillance systems at hazardous production facilities in the aspect of personal data processing. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;4(40):86-90. (In Russ.). EDN NRPZUZ.

Введение

С 2010 года авторами проводятся [1, 2] теоретические и практические исследования по разработке и вопросам внедрения систем видеонаблюдения и видеорегистрации на опасных производственных объектах. Использование данных систем в комплексе с техно-

логией конференц-связи способно решать задачи сразу по нескольким направлениям обеспечения безопасности труда:

- сбор оперативной информации по аварийности;
- реагирование на нештатные и аварийные ситуации;

- управление процессами локализации и ликвидации аварийных ситуаций;
- расследование причин нештатных, аварийных ситуаций и несчастных случаев на производстве;
- мониторинг удаленных объектов.

В части внедрения и использования инновационных электронных систем безопасности авторами формулировались принципиальные стратегические задачи создания нормативно-правовой базы их функционирования, основная часть которых была решена законодателями и отрегулирована локальными нормативными актами. Однако развитие технологий искусственного интеллекта и законодательной базы в области обеспечения безопасности персональных данных ставит перед применением систем новые нормативно-правовые вызовы.

При планомерном решении технических задач по созданию систем мониторинга, описанных, в частности, ранее авторами (Захаров Д. Ю., Пискунов А. В.), при капитальном ремонте скважин [3], являющихся опасными производственными объектами, а также при создании иных реагирующих барьеров на пути травматизма, несчастных случаев и развития аварийных ситуаций в различных отраслях [4, 5] все более актуальными становятся вопросы правового сопровождения этих процессов.

Проблематика

Помимо технических вопросов, среди которых создание специализированного программного обеспечения и средств связи, а также обеспечение стабильного покрытия сетями мобильной (спутниковой) передачи данных, неосвещенными остаются вопросы правового обеспечения применения систем видеонаблюдения на опасных производственных объектах, в частности в разрезе Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных» (ФЗ-152).

ФЗ-152 определяет понятие персональных данных как любую информацию, относящуюся к прямо или косвенно определенному или определяемому физическому лицу (субъекту персональных данных). Фактически относительно видеонаблюдения на опасном производственном объекте изображение субъекта персональных данных попадает под все критерии данного понятия. Идентификация субъекта фактически происходит при его проходе на объект и получении разрешения на проведение работ. Даже при отсутствии данной идентификации в процессе попадания на объект и/или присутствия на нем субъекта как стороннего по отношению к производственному процессу лица его идентификация потребует в случае расследования возможной аварийной или нештатной ситуации.

Вместе с тем сведения, характеризующие физиологические и биологические особенности человека, на основании которых можно установить его личность и которые используются оператором для установления личности субъекта персональных данных, могут обрабатываться только при наличии согласия в письменной форме от субъекта. Предоставление биометриче-

ских данных не может быть обязательным, за исключением случаев, предусмотренных частью 2 статьи 11, однако в ней не идет речь о промышленной безопасности в понятии Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (ФЗ-116). В то же время установка видеонаблюдения может быть предписана требованиями закона. В частности, согласно статье 10 ФЗ-116, организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии [6, 7]. Согласно статье 214.2 «Права работодателя в области охраны труда» Трудового кодекса Российской Федерации от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ (ТК РФ) (с изменениями и дополнениями), работодатель имеет право (в частности):

- использовать в целях контроля за безопасностью производства работ приборы, устройства, оборудование и (или) комплексы (системы) приборов, устройств, оборудования, обеспечивающие дистанционную видео-, аудио- или иную фиксацию процессов производства работ, обеспечивать хранение полученной информации;
- предоставлять дистанционный доступ к наблюдению за безопасным производством работ, а также к базам электронных документов работодателя в области охраны труда федеральному органу исполнительной власти, уполномоченному на осуществление федерального государственного контроля (надзора) за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, и его территориальным органам (государственным инспекциям труда в субъектах Российской Федерации).

Учитывая все вышеизложенное, основной проблематикой необходимо считать возникновение правовой коллизии (**рисунок 1** на с. 89), когда:

1) ФЗ-116 в части промышленной безопасности прямо обязывает вести видеонаблюдение;

2) Трудовой кодекс в части охраны труда закрепляет права работодателя не только на саму видеофиксацию, но и на предоставление дистанционного доступа к ней;

3) ФЗ-152 в части персональных биометрических данных, с помощью которых можно установить личность работника или иного субъекта, позволяет вести видеонаблюдение только с его письменного разрешения и запрещает использовать отказ от дачи разрешения для недопуска к выполнению работ.

В таком случае остается нерешенным вопрос, что делать в случае отказа работника предоставить согласие на обработку персональных данных. Кроме того, стоит рассматривать юридическую возможность на отзыв такого согласия в случае расследования несчастного случая или аварийной ситуации, когда работник осознает, что средства видеонаблюдения могут послужить доказательством его вины.

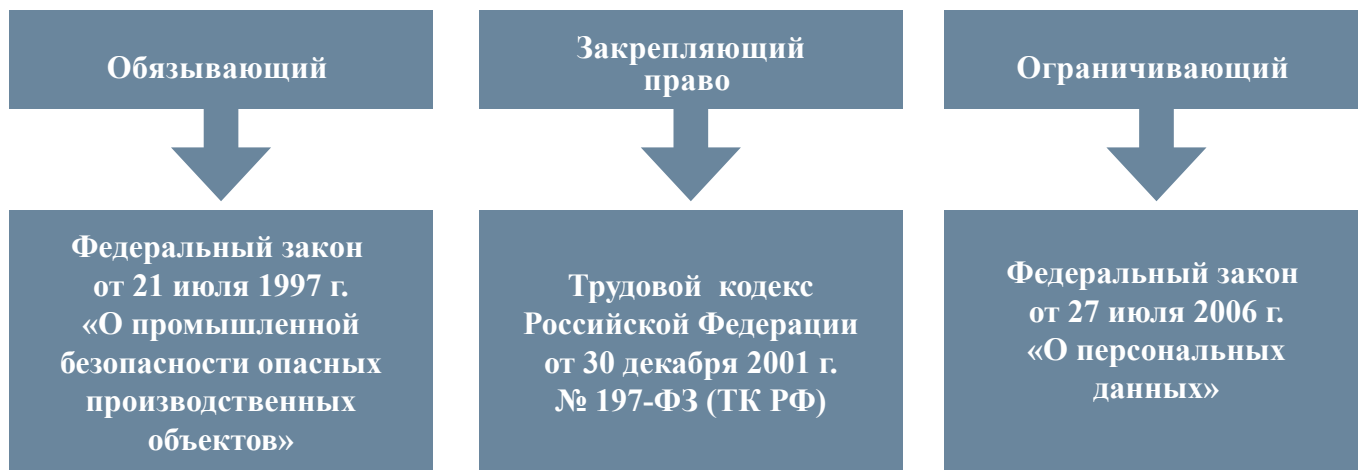


Рисунок 1 – Классификация законодательных актов в сфере наблюдения за рабочим процессом

Существующая судебная практика показывает, что суды становятся на сторону работодателя. Однако вопросы, как правило, рассматривались не с точки зрения ФЗ-152, а скорее исключительно в рамках трудового права. Например, определение Ульяновского областного суда от 19.02.2019 по делу № 33-836/2019: компания внедрила в своих помещениях систему видеонаблюдения и утвердила соответствующее положение, согласно которому внедрение было в том числе для организации безопасности в помещении и документальной фиксации возможных противоправных действий. Работник ссылаясь, что чувствовал себя неуютно, проводя под камерами много часов в день. Работник был уведомлен о внедрении системы под подпись, после чего отказался работать и был уволен по пункту 7 части 1 статьи 77 Трудового кодекса Российской Федерации после его отказа от продолжения работы в связи с изменением условий трудового договора.

В данном случае суд не усмотрел нарушений в самом факте осуществления работодателем видеонаблюдения за работниками. Судьи постановили, что видеонаблюдение на рабочих местах, в производственных помещениях на территории работодателя является правомерным, если работодателем соблюдены следующие условия:

- видеонаблюдение осуществляется только для конкретных и заранее определенных правомерных целей, связанных с исполнением работником его должностных (трудовых) обязанностей;
- работники поставлены в известность о ведении видеонаблюдения (таким образом реализовано право работника на полную и достоверную информацию об условиях труда);
- видеонаблюдение ведется открыто; в помещениях, где установлены видеокamеры, имеются соответствующие информационные таблички в зонах видимости камер.

Аналогичные требования были и в других случаях (определение Новосибирского областного суда от 15.01.2019 № 33-653/2019, определение Свердловского областного суда от 16.11.2016 № 33-20507/2016).

Относительно отсылки работника к ФЗ-152 суд определил, что съемка рабочего процесса не является раскрытием персональных данных работника и не подпадает по действие главы 14 Трудового кодекса Российской Федерации, а также не нарушает конституционные права на неприкосновенность частной жизни, поскольку осуществляется в целях, связанных с трудовой деятельностью работника, а не для того, чтобы установить обстоятельства его частной жизни либо личную или семейную тайну.

Заключение

Даже исходя из обстоятельства, что на сегодняшний день в рамках описываемой юридической коллизии суды лояльны к действиям работодателей при условии надлежащего юридического и организационного оформления систем видеонаблюдения, не стоит забывать об отсутствии в Российской Федерации прецедентного права.

В условиях технологического развития и общегосударственного тренда на цифровизацию позиция судов представляется логичной и обоснованной, однако необходимо учитывать внутритрендовые тенденции к ужесточению контроля за оборотом персональных данных, особенно в государственном и корпоративном секторе, что рано или поздно приведет к изменению ситуации.

Учитывая вышеизложенное, видится необходимым законодательно вывести системы видео- и фотофиксации на опасных производственных объектах в отдельную группу, закрепив в рамках ФЗ-152 право работодателя обрабатывать данные вне зависимости от позиции работника. Устройство на работу на опасном производственном объекте, ввиду действия ФЗ-116 и статей Трудового кодекса Российской Федерации, должно по умолчанию трактоваться как согласие на фотовидеофиксацию рабочего процесса.

Работодатель, со своей стороны, должен быть обязан соблюдать повышенные требования к обработке и хранению биометрических персональных данных персонала.

Список источников

1. Захаров Д. Ю., Перхуткин В. П. Информационная система сбора оперативной информации для расследования несчастных случаев // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2013. № 3(25). С. 178–180.
2. Захаров Д. Ю., Захарова Ю. И., Ремишевская К. В. Правовые основы применения инновационных электронных систем менеджмента безопасности труда // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2019. № 2. С. 81–93. EDN ZDSLFI.
3. Захаров Д. Ю., Пискунов А. В., Токарева С. А., Климова И. В. Повышение эффективности реагирования на газонефтепроявления и открытые фонтаны путем создания видеонаблюдения за процессом капитального ремонта газовых скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2023. № 2. С. 36–49. EDN MLQCZR.
4. Севостьянова О. П., Климова И. В. Анализ безопасности объектов газораспределения и газопотребления (на примере пункта подготовки газа) с использованием модели галстук-бабочка // XXI век: итоги прошлого и проблемы настоящего плюс. 2022. Т. 11, № 4(60). С. 200–205. EDN PZHWCJ.
5. Рудаков М. Л., Смирнякова В. В., Алмосова Я. В., Каргополова А. П. Факторный анализ производственного травматизма в целях совершенствования процедур обучения работников безопасности труда при ведении работ по добыче угля // Безопасность труда в промышленности. 2021. № 5. С. 82–87. EDN LKHSET.
6. Седова Ж. И. Требования законодательства при переходе на цифровые технологии в деятельности опасных производственных объектов // Пермский юридический альманах. 2019. № 2. С. 128–137. EDN-HKQOGE.
7. Хафизов И. Ф., Вадулина Н. В., Хафизов Ф. Ш. [и др.]. Основы права в области пожарной и промышленной безопасности: Учебное пособие для вузов. Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2023. 204 с. ISBN 978-5-94178-824-8. EDN HKQOGE.
8. Гарант.ру. Суд: введение видеонаблюдения на рабочих местах не требует изменений в трудовой договор. URL: <https://www.garant.ru/news/1297070/>.

References

1. Zakharov D. Yu., Perkhutkin V. P. Information system for collecting operational information for accident investigation // Vector of Science of Togliatti State University. 2013. No. 3(25). P. 178–180. (In Russ.).
2. Zakharov D. Yu., Zakharova Yu. I., Remishevskaya K. V. Legal bases of application of innovative electronic systems of occupational safety management // Electronic scientific journal "Oil and gas business". 2019. No. 2. P. 81–93. (In Russ.). EDN ZDSLFI.
3. Zakharov D. Yu., Piskunov A. V., Tokareva S. A., Klimova I. V. Improving the efficiency of response to gas and oil occurrences and open fountains by creating video surveillance over the process of capital repairs of gas wells // Electronic scientific journal "Oil and gas business". 2023. No. 2. P. 36–49. (In Russ.). EDN MLQCZR.
4. Sevostyanova O. P., Klimova I. V. Safety analysis of gas distribution and gas consumption facilities (on the example of a gas treatment point) using the bow tie model // XXI century: results of the past and problems of the present plus. 2022. Vol. 11, No. 4(60). P. 200–205. (In Russ.). EDN PZHWCJ.
5. Rudakov M. L., Smirnyakova V. V., Almosova Ya. V., Kargopolova A. P. Factor analysis of occupational injuries in order to improve the procedures for training workers in occupational safety during coal mining operations // Occupational safety in industry. 2021. No. 5. P. 82–87. (In Russ.). EDN LKHSET.
6. Sedova Zh. I. Requirements of legislation in the transition to digital technologies in the activities of hazardous production facilities // Perm Legal Almanac. 2019. No. 2. P. 128–137. (In Russ.). EDN HKQOGE.
7. Hafizov I. F., Vadulina N. V., Hafizov F. Sh. [et al.]. Fundamentals of law in the field of fire and industrial safety: A textbook for universities. Stary Oskol: LLC "Thin science-intensive technologies", 2023. 204 p. (In Russ.). ISBN 978-5-94178-824-8. EDN HKQOGE.
8. The guarantor.ru. Court: the introduction of video surveillance in the workplace does not require changes to the employment contract. URL: <https://www.garant.ru/news/1297070/>. (In Russ.).

Информация об авторах:

Юлия Игоревна Захарова,
главный юрисконсульт юридического отдела
Денис Юрьевич Захаров,
кандидат технических наук, главный специалист отдела
организации и контроля строительства скважин
Александр Валентинович Пискунов,
заместитель начальника отдела организации
и контроля строительства скважин

Information about the authors:

Yulia I. Zakharova,
chief counsel of legal department
Denis Yu. Zakharov,
candidate of technical sciences, chief specialist of
department of organization and control of well construction
Aleksandr V. Piskunov,
deputy head of department of organization and control of
well construction

Статья поступила в редакцию 10.07.2023; одобрена после рецензирования 10.07.2023; принята к публикации 31.07.2023.
The article was submitted 10.07.2023; approved after reviewing 10.07.2023; accepted for publication 31.07.2023.

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:



ЕЭК
ЕВРАЗИЙСКАЯ
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ
КОМИССИЯ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



Федеральное агентство
по техническому
регулированию и метрологии



ГАЗПРОМ

ТЕХЭКСПЕРТ



РОССИЙСКИЙ ИНСТИТУТ
СТАНДАРТИЗАЦИИ



Российское
Газовое
Общество



РОССИЙСКИЙ
СОЮЗ
ХИМИКОВ



18-20 октября 2023
Волгоград



КОНФЕРЕНЦИЯ
2023

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

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ОБРАЩАТЬСЯ

Жадан Марина
ZhadanMP@cbtc.ru

| +7 (495) 730-76-16 (доб. 427)
| моб. +7 (916) 554-37-49

Иванов Иван
IvanovIA@cbtc.ru

| +7 (495) 231-33-99 (доб. 232)
| моб. +7 (926) 232-52-92

СОБЫТИЯ НАУЧНОЙ ЖИЗНИ

НАУЧНЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

По случаю своего 75-летнего юбилея ВНИИГАЗ организовал 2 июня 2023 года в Санкт-Петербурге III Международную конференцию «**Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности**» (**ИнноТех-2023**). Конференцию посетили более 250 участников.

Пленарную сессию «Лидеры газовой науки» провел генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ» М. Ю. Недзвецкий. Представители отраслевой, академической, университетской науки совместно с представителями органов государственной власти и бизнеса обсудили ключевые направления деятельности газовой отрасли.



С докладами выступили: заместитель председателя правления – начальник департамента ПАО «Газпром» О. Е. Аксютин; член правления, начальник департамента ПАО «Газпром» С. Н. Меньшиков; начальник департамента ПАО «Газпром» В. Ю. Шарохин, первый заместитель губернатора ЯНАО А. В. Калинин, заместитель премьер-министра Республики Татарстан Р. А. Шайхутдинов, ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина В. Г. Мартынов, ректор Санкт-Петербургского государственного морского технического университета Г. А. Туричин, генеральный директор ФГБУ «Российский институт стандартизации» Д. Е. Миронов.

Программу конференции продолжила сессия в формате «Блиц ВНИИГАЗа». Руководители института за 7 минут каждый кратко и емко рассказали о ключевых проектах в своей деятельности.

В рамках сессии «Энергия партнерства» обсудили результаты совместной работы, а также наметили планы на дальнейшее сотрудничество.

Деловая программа завершилась сессией «Сила идеи». Здесь прозвучали выступления приглашенных лекторов по теме популяризации идей и смыслов по новым и перспективным технологиям в газовой отрасли.



IX Международная научно-техническая конференция «**Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток**» (**ОМНР-2023**) состоялась 12–14 июля 2023 года на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В конференции приняли участие более 150 делегатов.

В рамках стратегической сессии «Технологическое развитие: побережье или глубокая вода» были обсуждены актуальные вопросы, в том числе вопросы безопасности эксплуатации месторождений на морях.

На выставке «Техника и технология освоения морских месторождений» партнеры представили инженерные решения по разработке морских месторождений.

Во время работы круглых столов: «Геология и разработка морских месторождений», «Обустройство и эксплуатация морских месторождений», «Развитие техники и технологии освоения морских месторождений углеводородов» участники в конструктивном диалоге выработывали совместные решения основных задач повышения технико-технологической доступности морских нефтегазовых ресурсов и снижения капиталоемкости их освоения.

Специальный молодежный круглый стол «Два океана: настоящее и будущее морского нефтегазового дела России», проведенный 13 июля, стал дискуссионной площадкой для студентов, аспирантов профильных вузов, молодых специалистов.

VI Всероссийская молодежная научно-практическая школа-конференция «**Науки о Земле. Современное состояние**» проводилась с 30 июля по 5 августа 2023 года на геологическом полигоне «Шира» в Хакасии. Организаторами выступили Новосибирский государственный университет, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН и Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН.



Программа конференции включала устные и стендовые доклады, геологические экскурсии, пленарные заседания и другие мероприятия по различным направлениям геологических наук, таких как региональная геология и тектоника, геология рудных месторождений, петрология и минералогия, литология и седиментология, геология и геохимия нефти и газа, гидрогеология и геоэкология.

XIX Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «**Актуальные проблемы недропользования**» прошел 22–26 мая в Санкт-Петербургском горном университете. В этом году в нем приняли участие свыше 1000 делегатов из 32 государств.

Лейтмотивом выступлений, как отмечает ресурс «Форпост Северо-Запад», стало утверждение о том, что в будущем человечеству понадобится гораздо больше ресурсов, чем сегодня. Не только углеводородов, но также меди, никеля, редкоземельных элементов и прочих металлов, которые становятся всё более востребованными в связи с переходом к зелёной экономике. Качество залежей ухудшается, глубина залегания увеличивается, что требует более совершенных технологий.



8-я международная научно-практическая конференция «**Инновации в геологии, геофизике и географии – 2023**» прошла 4–5 июля в онлайн-формате. В ней приняли участие ученые, аспиранты,

магистранты и студенты геологического и географического факультетов МГУ, филиала МГУ в Севастополе, ИП Хромова И. Ю., МОО Крымская АН, Ханойского горно-геологического университета, Института динамики геосфер имени академика М. А. Садовского РАН, ИФЗ РАН, Института океанологии им. П. П. Ширшова РАН, Сколковского института науки и технологий.

В рамках пленарного заседания и заявленных тем были рассмотрены блоки «Современные проблемы Арктического региона», «Геоинформационные системы и геомониторинг геологических процессов», «Нефтяные системы и нетрадиционные источники углеводородного сырья».



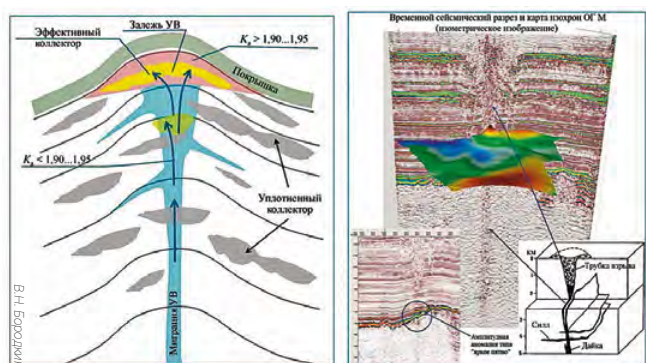
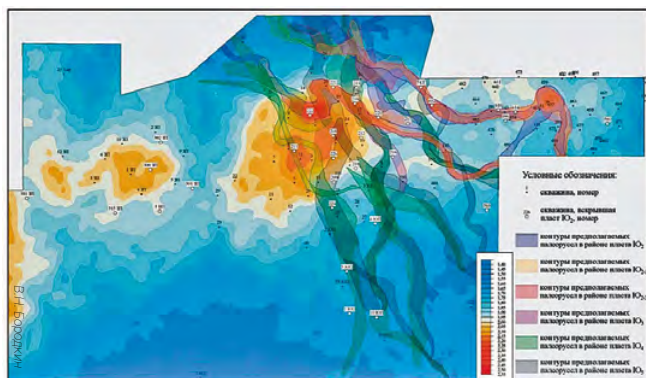
Было заслушано 25 докладов, проведен круглый стол. Среди прочих вопросов были обсуждены особенности углеводородных систем бассейнов Альпийско-Гималайского пояса, бактериальные источники нефти Восточной Сибири.

В Альметьевске в июле 2023 года прошел **4-й Международный нефтяной молодежный форум**, организованный Министерством энергетики РФ совместно с ПАО «Татнефть».

Программой форума были предусмотрены интенсивные тренинги и мастер-классы по решению кейсов, хакатон «Развитие ТЭК – 2050», а также нефтяной саммит Республики Татарстан, в котором приняли участие глава Республики Татарстан Рустам Минниханов и генеральный директор ПАО «Татнефть» Наиль Маганов.

НАУЧНАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Тюменские ученые предложили новый методический подход при построении **геологических моделей залежей углеводородов**, который может способствовать более эффективной добыче из среднеюрских отложений. В работе приняли участие сотрудники ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Западно-Сибирского филиала ИНГГ СО РАН, Тюменско-



го индустриального университета и ООО «Газпром недра».

Как сообщает ИНГГ СО РАН, ученые проанализировали геолого-геофизические данные по разрезу среднеюрских отложений, характеризующихся аномально высокими давлениями (АВПД). Эти отложения расположены к северо-западу от Уренгойского мегавала. По словам экспертов, возникновение аномальных давлений следует связывать с молодыми геологическими процессами, возрастом до 1,6 млн лет, а также с постоянной подпиткой резервуаров газами из глубокозалегающих горизонтов.

Исследователи рассмотрели термобарические условия выбранных отложений и построили модель фазового состояния залежей углеводородов. Термобарическая характеристика продуктивных отложений позволяет выделить зональность и соотношение долей газа, конденсата и нефти в структуре пластового флюида.

Выполненный анализ по скважинам Песцового месторождения свидетельствует о смешанном компонентном составе залежи пласта Ю2 – газоконденсатной с незначительной по размерам нефтяной оторочкой.

В процессе работы была рассмотрена проблема выделения коллекторов по комплексу промыслово-геофизических исследований и кернавому материалу. Были выявлены закономерности изменений фильтрационно-емкостных свойств пласта с глубиной и их связь с АВПД.

Кроме того, была отмечена взаимосвязь между продуктивностью и АВПД. Максимальные деби-

ты в юрской части разреза достигаются при сочетании аномально высоких пластовых давлений и высоких начальных фильтрационно-емкостных свойств в отложениях руслового генезиса.

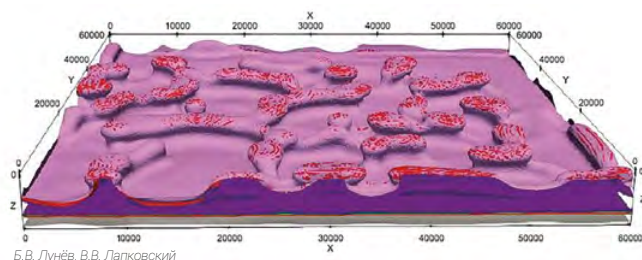
Специалисты представили пластовую карту открытой пористости и коэффициента аномальности пластового давления.

Российские ученые определили возможные **признаки месторождений углеводородов в Прикаспии**, которые могут быть полезны при поиске месторождений. В работе приняли участие сотрудники Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН (Новосибирск) и Геологического института РАН (Москва).

По результатам численного моделирования галокинеза в Прикаспии специалисты установили, как строение эвапоритовой формации влияет на формирование структур соляной тектоники и ловушек углеводородов, сообщает ИНГГ СО РАН. Эвапориты – химические осадки, выпадающие в результате испарения морской воды и ее сгущения под воздействием солнечной радиации в сухом жарком климате в полузамкнутых и замкнутых водоемах. Важным компонентом эвапоритовых формаций являются пласты каменной соли, которая из-за более низкой плотности медленно всплывает. Этот процесс (галокинез) формирует специфические складчатые структуры осадочного слоя, известные как структуры соляной тектоники. С ними связана значительная часть мировых запасов нефти и газа. Галокинез является основным фактором, контролирующим миграцию и накопление углеводородов в Прикаспии.

При помощи ранее разработанных в ИНГГ СО РАН программ моделирования галокинеза как развития неустойчивости Рэлея – Тейлора (Diarip – для двухмерного и Diarip3D – для трехмерного) были рассчитаны варианты эволюции солянокупольных структур в нескольких типичных для Прикаспия ситуациях. А для конкретного участка рассчитана детальная модель эволюции его геологической структуры.

Показано, что в зависимости от толщины неустойчивого слоя и ее соотношения с общей толщиной вышележащих слоев, развитие неустойчивости идет с разной скоростью, формируя различные типы структур – от псевдоштамповых скла-



Атлас нефти

Иллюстрированная история поиска, разведки, добычи и использования нефти от эпохи правления императора Петра Великого до современности! История нефти, объединившая 10 регионов России!

Стоимость издания:

4500 рублей экземпляр;

7500 рублей – экземпляр в подарочной упаковке



Атлас газа

Живая история природного газа – от первых находок и начала использования человеком до открытия уникальных месторождений и развития сложных технологий добычи! Артефакты из 7 стран СНГ, 26 регионов России, собранные воедино!

Подарочный набор «Атлас нефти» + «Атлас газа» - 12 000 рублей

По вопросам приобретения –
Анна Салыкина, тел. +7 (912) 514-42-95

док и «подушек» до классических грибообразных диапиров и соляных массивов – в полном соответствии с реально наблюдаемой в Прикаспии картиной. Выявлены и причины этой зависимости. Также детальное моделирование позволило установить, чем может быть обусловлена специфическая форма диапиров Прикаспия в виде высокоамплитудных «пальцев» с плоской подошвой.

Как считают авторы, построенная модель имеет предварительный, оценочный характер, но некоторые выводы могут быть интересны уже для ориентирования поисково-разведочных работ. С крыльями куполов и особенно с карнизами, образуемыми кровлей эвапоритов, могут быть связаны небольшие, но сравнительно легкодоступные месторождения в верхней, надсолевой, части бассейна. А исследование инверсионных складок под эвапоритами чрезвычайно интересно в связи с поисками гигантских месторождений, полагают специалисты.

При использовании стандартных методов исследования скважин в осложненных условиях низкопроницаемых пластов, неустойчивых пород и размытых стволов скважин выполнение необходимых замеров и отбора проб весьма затруднительно, а результаты не всегда достоверны. Ученые Пермского политеха предложили использовать при исследовании пород геологического разреза **модульный гидродинамический испытатель на каротажном кабеле (MDT)**. В отличие от стандартного каротажа это позволяет оперативно получить точные данные о фильтрационных характеристиках нефтегазоносных пластов. Разработка прошла испытания на эксплуатационных объектах Маговского нефтегазоконденсатного месторождения, характеризующихся сложным неоднородным строением.

Подсчет запасов углеводородов и проектирование разработки месторождений осуществляется на основе цифровых 3D-моделей. Основой для их построения являются результаты геофизических исследований скважин.

Ученые провели исследования во время спускоподъемной операции в отложениях коллекторов. Эксперимент проводился в два этапа. Первоначально в интервалах прижимным зондом оценивали подвижность флюида. Во время испытаний отверстия портов изолируются от ствола скважины надувным пакером, который прижимается к стенкам скважины уплотняющей поверхностью, для равномерного отбора флюида по всей окружности. На втором этапе прижимным зондом с двойным пакером, который позволяет проводить измерения как вертикальной, так и горизонтальной проницаемости, политехники исследовали наиболее значимые для оценки характера насыщения и отбора глубинных проб интервалы,

выбранные по результатам исследований первого этапа.

Технические возможности технологии MDT позволяют получить ценную информацию в режиме реального времени при относительно низкой себестоимости исследований, отмечает ПНИПУ.



Ученые Пермского политеха определили **оптимальную марку стали** для изготовления биметаллических цилиндров плунжерных насосов – с учетом работы оборудования в агрессивной пластовой среде и в целях увеличения срока его службы. Исследовательская группа выявила параметры оценки (твердость, коррозионная стойкость и другие) инновационных решений изготовления биметаллических цилиндров и построила матрицу соответствия задач с учетом потребительских характеристик изделия.

На основе полученных расчетных значений совокупных оценок потребительской ценности материалов изготовления каждой марке ученые присвоили ранг приоритетов соответствия с применением той или иной стали в производстве биметаллического азотированного цилиндра. Исследование определило первый класс потребительской ценности у коррозионностойкой стали 08X17T. Немного уступила по характеристикам оценки традиционная марка 38X2MЮА, тем не менее она все равно имеет достаточно высокие показатели и заняла вторую позицию.

В Пермском политехе разработана модель **механистического виртуального расходомера**, который, как сообщает ПНИПУ, повысит качество промышленной информации и обеспечит регулярную оптимизацию работы скважины.

Сегодня для замеров количества добываемой нефти измерения производятся раз в заданный временной интервал, и получаемые данные могут значительно отличаться от фактических. При этом все значения дебита анализируются вручную, что занимает много времени.

Механистический виртуальный расходомер подразумевает моделирование расхода скважины на основании замеров косвенных параметров добычи контрольноизмерительными прибо-

рами. Для этого существует целый ряд моделей, из которых всегда применяют только одну. Ученые ПНИПУ в своей работе применили комплекс методик, основанный на пяти моделях.

Для разработки виртуального расходомера были выбраны: модель жидкости для расчетов характеристик флюида (плотность, вязкость, растворимость газа и др.), модель добычи нефти и погружного оборудования для получения большого количества исходных данных, а также модель потерь давления в лифтовой колонне, в штуцере и линейном трубопроводе. Получив все исходные данные, ученые определили пять значений расчетных дебитов скважины, которые в дальнейшем обрабатывали.

Новая модель позволяет определять расчетный дебит каждую минуту. Тестирование виртуального расходомера на осложненном фонде скважин показало, что модель можно также применять для предсказания аварийных ситуаций.

НАУКА И ПРОИЗВОДСТВО



Губкинский университет и «Газпром межрегионгаз инжиниринг» усилят взаимодействие в научно-образовательной сфере. На встрече в июле перспективы взаимодействия по решению научно-технических задач в интересах ООО «Газпром межрегионгаз» и в целом нефтегазовой отрасли обсудили проректор вуза по научной работе Павел Калашников, замначальника управления стратегического развития университета Дмитрий Жедяевский и руководители подразделений компании во главе с первым заместителем гендиректора Геннадием Петровым.

В частности, речь шла о создании приборов учета газа на российской элементной базе, был также намечен вектор совместных усилий при разработке цифровых продуктов для моделирования элементов и систем.

«Создание конкурентных цифровых продуктов возможно только при тесном взаимодействии академического сообщества и практиков, осуществляющих промышленную эксплуатацию оборудования и информационных систем», – отметил Геннадий Петров.

ПОДГОТОВКА КАДРОВ



Международная молодежная летняя научно-образовательная школа **«Современные аспекты конструирования, изготовления и обеспечение надежности оборудования ТЭК»** проводилась с 29 июня по 12 июля 2023 года на факультете инженерной механики в Губкинском университете. Число слушателей составило 35 человек, в том числе 11 студентов из Малайзии.

Летняя школа проводилась под эгидой двух научно-педагогических школ факультета инженерной механики: «Трибология материалов и деталей машин» и «Динамические системы буровых и нефтегазопромысловых машин и оборудования». Образовательный блок включал в себя цикл лекций и практических занятий, посвященных вопросам конструирования и эксплуатации оборудования нефтегазового комплекса, в том числе компрессорных агрегатов и оборудования на НПЗ; изучались мониторинг рабочего состояния промышленных масел, инновационные материалы в промышленности, основы 3D-печати.

Профессор Гулаб Сираскар из Индии в очном формате прочитал лекции на английском языке о применении современных конструкционных материалов в промышленной практике. Он также обсудил с проректором по международной работе Александром Максименко возможные пути сотрудничества с инженерно-исследовательским институтом Пимпри Чинчвад. Слушатели посетили заводы компании ESAB и ООО «РезГор», специализирующиеся в области сварочных материалов, проектирования и изготовления специального оборудования для обеспечения рабочих мест производственных площадок различными газами.

В Санкт-Петербургском горном университете подписан документ о создании **сообщества высших технических учебных заведений «Недра Африки»**. Соглашение о намерениях подписали инициативная группа, представляющая Анголу, Гану, Замбию, Зимбабве, Египет, Намибию, Нигерию, Мали, ЮАР, и Международный центр компетенций в горнотехническом образовании под эгидой ЮНЕСКО.



Форпост Северо-Запад / Павел Долганов



Форпост Северо-Запад / Павел Долганов

Как сообщает «Форпост Северо-Запад», в задачи сообщества войдут развитие и координация российско-африканского сотрудничества в области образования и науки, а также содействие устойчивому развитию добывающего и перерабатывающего секторов в соответствии с принципами и стратегией ООН.

Одна из штаб-квартир консорциума будет располагаться в Санкт-Петербургском горном университете, вторая – в африканских государствах на ротационной основе.

В качестве основного мотивирующего фактора представители африканских стран назвали очевидный кадровый голод, не позволяющий им самостоятельно эффективно добывать и вовлекать в глубокую переработку полезные ископаемые.

Открывая встречу, ректор Горного университета Владимир Литвиненко сказал: «Настоящий суверенитет, то есть право самостоятельно определять вектор своего развития, может быть достигнут лишь в том случае, если государство будет способно монетизировать свой природный капитал без помощи посредников».

Министр высшего образования, развития, науки и технологий Зимбабве Амон Мурвира назвал основой стратегии развития любого государства стремление обеспечить потребности своих граждан. Заместитель председателя верхней палаты парламента ЮАР Сильвия Лукас подчеркнула, что БРИКС также предпринимает много усилий для более справедливого распределения национального достояния.

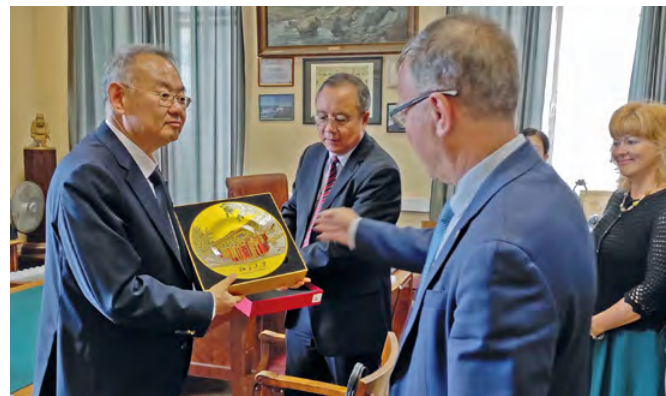
Ректор Адмиралтейского университета Нигерии Омаджи Пол Омоджо напомнил, что первые договоренности о создании союза были достигнуты в декабре на форуме «Природопользование

и сохранение всемирного природного наследия», а спустя полгода идея уже приобрела конкретные черты.

В подписании также приняли участие мэр муниципальной ассамблеи округа Корле Клотти города Аккра (столица Ганы) Самуэль Джеймс Тавая, вице-канцлер Коппербельтского университета Замбии Пол Чисале, член парламента Намибии, председатель постоянного комитета по природным ресурсам Твея Чекеро, вице-президент Ассоциации геологов Мали Ли Хади. На встрече присутствовали представители администрации президента РФ, Совета Федерации, Министерства науки и высшего образования.

Геологический факультет МГУ в конце июня посетила **делегация Пекинского университета** во главе с академиком КАН Цзинь Чжицзюнем. Делегация была принята деканом факультета чл.-корр. РАН профессором Н. Н. Ереминым. На геологическом факультете МГУ проходили обучение, защищали кандидатские диссертации или стажировались многие выдающиеся китайские геологи, впоследствии ставшие академиками КАН, профессорами и знаменитыми учеными. С китайской стороны на встрече было отмечено, что глубокие традиции сотрудничества китайских и российских геологов должны быть продолжены в изменяющихся условиях.

Речь шла об обмене студентами для прохождения включенного обучения, проведении летних научных школ, обмене стажерами из числа профессорско-преподавательского состава и научных сотрудников. По мнению участников, большую



31 ОКТЯБРЯ -
3 НОЯБРЯ
2023



ХII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

 31 октября 2023

Научно-практическая конференция

АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

- инновационные технологии газо- и нефтепереработки
- адаптация компаний к работе в новых условиях
- подготовка газохимического сырья
- производство новых видов продукции
- развитие рынка российской углеводородной продукции
- перепрофилирование процессов
- цифровая трансформация
- сокращение затрат

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.

Организаторы конференции:



Российское
Газовое
Общество

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



По вопросам участия
для делегатов форума:

paronkin@gazo.ru

пользу геологической науке могло бы принести сотрудничество геологов МГУ и Пекинского университета в исследовательской сфере. Этой цели могли бы служить организация совместных научных исследований, участие в совместных грантах, совместные публикации в геологических журналах, издаваемых университетами, а также обмен докладами на научных конференциях.



Губкинский университет с официальным визитом в июле посетил **министр нефтяной промышленности Боливарианской Республики Венесуэла** Педро Рафаэль Тельчеа Руис с делегацией в составе дипломатов и руководителей компании PDVSA. Их приветствовали представители Губкинского университета во главе с проректором по международной работе Александром Максименко.

Стороны обсудили перспективы сотрудничества в области образовательных и научных программ и проектов, среди которых наиболее востребованными являются обучение студентов из Венесуэлы в Губкинском университете по направлению «Нефтегазовое дело», подготовка специалистов компании PDVSA по программам дополнительного профессионального образования в области переработки нефти и газа, а также возможность прохождения практики студентами Губкинского университета в PDVSA.

Губкинский университет имеет многолетние связи с Венесуэлой. В рамках действующего меморандума с компанией «ПДВСА Русиа» проводятся лекции и мастер-классы, ее сотрудники выступают в качестве экспертов на международных научно-образовательных конференциях университета. Также компания представляет площадку для прохождения стажировок и практик студентов.

С 29 июня по 1 июля 2023 года в городе Циндао (КНР, провинция Шандунь) в Китайском нефтяном университете состоялась ежегодная конференция **Ассоциации технических университетов России и Китая (АТУРК) «Низкоуглеродная энергетика и устойчивое развитие»**. Работа конференции была организована в трех секциях: «Низкоуглеродное развитие энергетики и эффективное использование энергии», «Зеленая химическая промышленность и охрана окружающей среды» и «Экономика и политика в области энергетики».

30 июня в рамках конференции состоялось подписание учредительных документов Академического союза «зеленого» развития АТУРК с целью развития академического сотрудничества и совместных образовательных программ в области низкоуглеродного и устойчивого развития России и Китая. Была подписана декларация между университетами-участниками и обсуждены основные направления образовательного и научного сотрудничества между вузами.

О работе своих делегаций с докладами на конференции и об участии в подписании декларации в числе 20 учредителей нового союза сообщают Пермский политех и Губкинский университет.

В этом году Китайский нефтяной университет (Восточный Китай) празднует семидесятилетний юбилей, с которым вуз поздравили российские участники.





VII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ

2023

24 НОЯБРЯ 2023, МОСКВА, ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНГИ»



ОРГАНИЗАТОР:  RPI



WWW.RPI-CONFERENCES.COM



ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ



ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
ДИНАМИКА
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ
МЕЛКООПТОВЫЙ /
БИРЖЕВОЙ РЫНКИ
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



СП6МТСБ

ПАРТНЕРЫ:



РОСТЕХ

SUBWAY®

Benza®



АЛИМТЕК



СПХИНТЕР

simple

УЧАСТНИКИ:



Федеральная
Антимонопольная
Служба



ЛУКОЙЛ



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ
БУНКЕР



ТРАССА



SHELL

EEC



БЕЛОРУСНЕФТЬ



БЕЛНЕФТЕХИМ



KazTransOil



A-100



СТРОЙГАЗМОНТАЖ



СПХИНТЕР



EKA



ГРЯВДА
КОПЫЕВ



BURGER KING



ИСТ
ТРЕЙД



+7 (495) 502 54 33

@ SvetaM@rpi-inc.ru

WWW.RPI-CONFERENCES.COM

БЛИЖАЙШИЕ МЕРОПРИЯТИЯ. 2023

АВГУСТ

24–27 Международная научно-практическая конференция «Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче», Уфа, УГНТУ

31 августа – 2 сентября Татарстанский нефтегазохимический форум – 2023, Казань

СЕНТЯБРЬ

4–7 25-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2023», Геленджик, «Геомодель»

6 XI Отраслевая конференция «Химия для нефтегазодобывающих компаний 2023», Москва, Creon Energy

11–15 Международный форум «Нефть и газ», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

11–15 II Научно-техническая конференция «Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» (ГРИМО-2023), Москва, «Газпром ВНИИГАЗ»

12–14 Международный криогенный форум (20-я выставка «Криоген-Экспо. Промышленные газы», научно-технические конференции по криогенным технологиям, оборудованию, СПГ), Москва

14 XVI Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

20–22 Международная конференция по разведке и разработке месторождений (IFEDC), Ухань, Китай

20–22 Четвертая научно-практическая конференция и выставка «Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли», регион Сочи, «Геомодель»

25–29 XII Международный китайско-российский симпозиум «Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности», Сочи, ЕАГО/CPS

26–29 16-я Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS Offshore, Санкт-Петербург, «РЕСТЭК»

27–29 XXVIII Международная специализированная технологическая выставка «Сургут. Нефть и газ – 2023», Сургут, «Югорские контракты»

27–29 27-й Международный дальневосточный энергетический форум «Нефть и газ Сахалина», Южно-Сахалинск

28 XIII конференция «Модернизация производств для переработки нефти и газа» («Нефтегазопереработка – 2023»), Москва, «Московские нефтегазовые конференции»

29 IV Всероссийская научная конференция «Инновационное развитие технологий производства СПГ», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

ОКТАБРЬ

2–6 X Международная конференция «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа», Томск, Институт химии нефти СО РАН

2–7 Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2023», Новосибирск, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

3–5 Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК), Москва, «Геомодель»

5–6 IV Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Водород. Технологии. Будущее», Новосибирск, Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН

5–6 II Международный научно-практический семинар «Экспериментальные методы исследования пластовых систем и решения» (ИПС-2023), Москва, «Газпром ВНИИГАЗ»

6–8 Всероссийский фестиваль «Наука 0+», Москва, регионы

- 10** Научно-практическая конференция «Территория энергетического диалога», Москва, РЭА/Росконгресс
- 11–13** Международный форум «Российская энергетическая неделя» (РЭН), Москва, Росконгресс
- 12** Международная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и освоения углеводородного потенциала недр и пути их решения», Ташкент, Узбекистан, ИГИРНИГМ
- 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, «Тюменский нефтяной научный центр»
- 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
- 26** VII Конференция «СПГ-флот, СПГ-бункеровка и другие альтернативы», Москва, «ПортНьюс»
- 26** XVII конференция «Нефтегазовый сервис в России» («Нефтегазсервис – 2023»), Москва, «Московские нефтегазовые конференции»
- 26–27** Международная конференция по развитию водородной энергетики H2CON (International Hydrogen Conference), Санкт-Петербург, «Национальный нефтегазовый форум»
- 26–27** XXV Всероссийский конгресс «Государственное регулирование недропользования», Москва, АСЭР
- 30** VI Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов», Омск, Омский государственный технический университет
- 31** Научно-практическая конференция «Актуальные задачи газопереработки» (в рамках ПМГФ-2023), Санкт-Петербург, «Научный журнал Российского газового общества»/«Газпром переработка»
- 31 октября – 2 ноября** Российский нефтегазовый технический конгресс, Москва
- 31 октября – 2 ноября** XII Петербургский международный газовый форум, Санкт-Петербург, «Экспофорум»

НОЯБРЬ

- 2** Научно-практическая конференция «Перспективы использования технологий разделения газов с использованием российских мембран» (в рамках ПМГФ-2023), Санкт-Петербург, «Научный журнал Российского газового общества»/«Газпром проектирование»
- 13–17** Всероссийская конференция с международным участием «II Лавёровские чтения – Арктика: актуальные проблемы и вызовы», Архангельск
- 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
- 20–24** 9-й Всероссийский форум недропользователей, 16-я Всероссийская конференция «Недропользование в России: государственное регулирование и практика», Москва, «ПравоТЭК»
- 24** VII Международная конференция «Рынок нефтепродуктов России и СНГ», Москва, RPI

- А также в ноябре:
- Научно-практическая конференция «Сейсмика в Сибири и за ее пределами», Красноярск, «РН-КрасноярскНИПИнефть»
 - Всероссийская научно-практическая конференция «Управление закупками: современная теория и практика», Уфа, УГНТУ/«Газпром нефть»

31 ОКТЯБРЯ -
3 НОЯБРЯ
2023



XII 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:

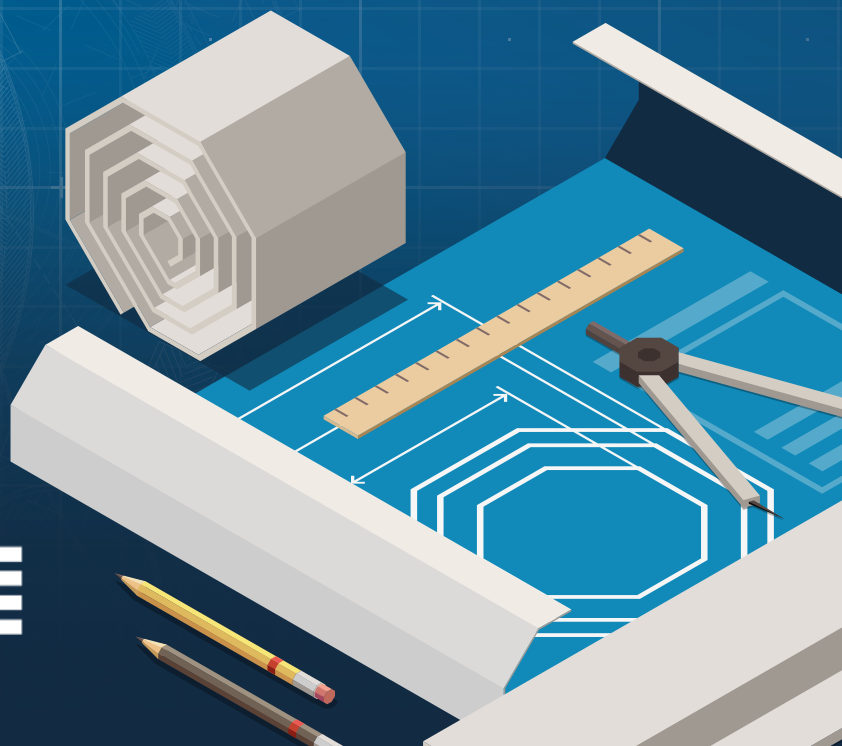
paronkin@gazo.ru

Организаторы конференции:



Российское
Газовое
Общество

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА



31 ОКТЯБРЯ - 3 НОЯБРЯ 2023



XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

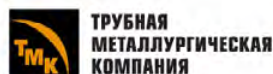
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ
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



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 / journal@gazo.ru (для СМИ)
Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU

