



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

6, 14 ГЕОФИЗИКА

- Геомеханическая модель Восточно-Сибирского месторождения
- МГРП и высокий газовый фактор

24 БУРЕНИЕ

Численное моделирование: оценка влияния сужающих устройств на газожидкостный поток

36-82 РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ:

- Юрские отложения Уренгойского месторождения
- Пригодность участка недр для размещения в пластах диоксида углерода
- Геомеханическое обоснование предельно допустимых репрессий на пласт
- Комплексное управление добычей газоконденсатного промысла
- Комплексный вариативный подход к планированию разработки, EMV и VOI-анализ
- Синергия наземной нефтяной и газовой инфраструктуры: экономическая эффективность

88, 94 НАУЧНЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

«Научного журнала Российского газового общества»

100 УЧЕНЫЙ ГЛОБАЛЬНОГО МАСШТАБА

Памяти А. Э. Конторовича (1934–2023)



www.gazo.ru



6(42) 2023



Российское
Газовое
Общество



СОЮЗ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

Absun Zolal Khavarmianeh Company, Иран	Ставрополь» АО	«ИРЗ ТЭК» ООО
Asia Behin Barq Co., Иран	«Газпром газораспределение Тамбов» АО	«Иркутская нефтяная компания» ООО
Beijing Ray Power Environmental Protection Technology Co, Ltd. (Китай)	«Газпром газораспределение Тверь» АО	«КРИОГАЗ-Челябинск» ООО
CHN-RUN (CHN-RUN Group Limited)	«Газпром газораспределение Тула» АО	«Леманс» ООО
Iranian Industrial Equipment Manufacturers Association SATSA, Иран	«Газпром газораспределение Уфа» ПАО	«Мехмаш» ПП ООО
Houpu Clean Energy Co., Ltd Management Aban air cooler Shiraz Co, Иран	«Газпром газораспределение» АО	«Минерально-химическая компания «ЕвроХим» АО
Management Energy Gostaran Rastak, Иран	«Газпром добыча Краснодар» ООО	«МИРТЕК» ООО
Rojin Sanat Pars Engineering Company, Иран	«Газпром добыча Надым» ООО	«МИРТЕК-КАСКАД» ООО
«ROSTEC MENA» Компания свободной экономической зоны	«Газпром добыча Ноябрьск» ООО	«Мосгаз» АО
Sulzer Chemtech AG	«Газпром добыча Ноябрьск» ООО	«Мособлгаз» АО
Wickr d.o.o. (Сербия)	«Газпром добыча Оренбург» ООО	«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» ООО
Администрация муниципального образования город Новый Уренгой	«Газпром добыча Уренгой» ООО	«Научно-исследовательский институт современных телекоммуникационных технологий» АО
Администрация муниципального образования Надымский район	«Газпром добыча Ямбург» ООО	«Национальная газомоторная ассоциация» Ассоциации организаций в области газомоторного топлива
«АК-БУР Сервис» ООО	«Газпром межрегионгаз Белгород» ООО	«НД» ООО
«Альфа Транс Альянс» ООО	«Газпром межрегионгаз Брянск» ООО	«НефтеГазИнвест» ООО
«А-ПРО» Адвокатское бюро Москва	«Газпром межрегионгаз Казань» АО	«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» ООО
«АУ «Правосознание» СРО СОЮЗ	«Газпром межрегионгаз Калуга» ООО	«Нефтяная компания «Роснефть» ПАО
«Ачимгаз» АО	«Газпром межрегионгаз Кемерово» ООО	«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ООО
«Битривер» УК ООО	«Газпром межрегионгаз Краснодар» ООО	«ОМВ Раша Апстрим ГмбХ» (Австрия) Представительство
«Бузулукский строительный колледж» ГАПОУ	«Газпром межрегионгаз Липецк» ООО	«Оператор товарных поставок ТЭК» ООО
«Водпроектстрой» ООО	«Газпром межрегионгаз Москва» ООО	«Премиум Энерджи» ООО
«Восточно-Арктическая Нефтегазовая Корпорация» ООО	«Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» АО	«Прометей» ИСК ООО
«Газовый вектор» ООО	«Газпром межрегионгаз Новосибирск» ООО	«ПРОММАШ ТЕСТ» ООО
«Газпром автоматизация» ООО	«Газпром межрегионгаз Рязань» ООО	«РАО Энергетические системы Востока» АО
«Газпром газомоторное топливо» ООО	«Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» ООО	«РНГ Газ» ООО
«Газпром газораспределение Белгород» АО	«Газпром межрегионгаз Тверь» ООО	«Росгеология» АО
«Газпром газораспределение Брянск» АО	«Газпром межрегионгаз Тула» ООО	«Российское энергетическое агентство» ФГБУ
«Газпром газораспределение Владимир» АО	«Газпром межрегионгаз Уфа» ООО	«РОТЕК» АО
«Газпром газораспределение Волгоград» ООО	«Газпром межрегионгаз Ухта» ООО	«Русспройсгаз» ООО
«Газпром газораспределение Вологда» АО	«Газпром межрегионгаз» ООО	«Рэд Энерджи» ООО
«Газпром газораспределение Калуга» АО	«Газпром нефть шельф» ООО	«Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» АО
«Газпром газораспределение Кострома» АО	«Газпром нефть» ПАО	«Саратовгаз» АО
«Газпром газораспределение Краснодар» АО	«Газпром переработка» ООО	«СК «МИР» ООО
«Газпром газораспределение Ленинградская область» АО	«Газпром трансгаз Волгоград» ООО	«СОХО» ООО
«Газпром газораспределение Липецк» АО	«Газпром трансгаз Екатеринбург» ООО	«Средневожская газовая компания» ООО
«Газпром газораспределение Москва» ООО	«Газпром трансгаз Казань» ООО	«ССПЭБ» ООО
«Газпром газораспределение Нижний Новгород» ПАО	«Газпром трансгаз Краснодар» ООО	«Стильинжиниринг» ООО
«Газпром газораспределение Оренбург» АО	«Газпром трансгаз Москва» ООО	«Страховое общество газовой промышленности «СОГАЗ» АО
«Газпром газораспределение Ростов-на-Дону» ПАО	«Газпром трансгаз Нижний Новгород» ООО	«СтройНафтаСервис-М» ТОО
«Газпром газораспределение Смоленск» АО	«Газпром трансгаз Самара» ООО	«Сургутнефтегаз» ПАО
«Газпром газораспределение	«Газпром трансгаз Саратов» ООО	«Татнефть» им. В. Д. Шашина ПАО
	«Газпром трансгаз Ставрополь» ООО	«Трансгаз» ООО
	«Газпром трансгаз Сургут» ООО	«Техно» ООО
	«Газпром трансгаз Томск» ООО	«ТРИО-СЕРВИС» ООО
	«Газпром трансгаз Уфа» ООО	«УК «Битривер» ООО
	«Газпром трансгаз Ухта» ООО	«ФНГ Хандель унд Фертриб ГмбХ» Представительство
	«Газпром трансгаз Югорск» ООО	«Химмаш-Аппарат» ООО
	«Газпром экспорт» ООО	«Центрэнергохолдинг» ПАО
	«ГАЗПРОМ» ПАО	«Эгида» ООО
	«Газхолодтехника» ООО	«Электронная торговая площадка ГПБ» ООО
	«Гефест Групп» ООО	«Юнипер Глобал Коммодитиз СЕ» Представительство
	«Гипрониогаз» АО	
	«ГРАД» Московская Коллегия Адвокатов	
	«Имеральд» ООО	

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, ведущий научный сотрудник лаборатории 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 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).
- 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (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

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: 29.12.2023

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

ГЕОФИЗИКА

- 6 Н. Ш. Равилов, А. В. Городнов, О. А. Татур
Количественная оценка погрешности 1D геомеханической модели Восточно-Сибирского месторождения
- 14 А. Н. Никонорова, В. А. Ерастова
Контроль эффективности многостадийного гидроразрыва пласта при вскрытии коллекторов в условиях высокого газового фактора

24 БУРЕНИЕ

- Р. Б. Аубакиров, В. Е. Вершинин, Д. С. Женыспаев
Оценка влияния сужающих устройств на структуру газожидкостного потока методами численного моделирования

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 36 И. В. Воробьев, П. Ю. Хорошман, М. И. Чикина, В. А. Дрейман, Д. В. Савчук
Обоснование стратегии вовлечения в разработку залежей юрских отложений Уренгойского месторождения
- 44 О. М. Гречнева, Н. В. Решетникова, Э. А. Переверзева, Е. А. Рейтблат, В. С. Филатов, С. В. Ромашкин, Д. Н. Бочкарев
Опыт геологического изучения и оценки пригодности участка недр с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода
- 54 Д. Р. Валеев, Н. К. Ахтямов, П. И. Батуриц, А. П. Коваленко, А. Ш. Аккерман
Геомеханическое обоснование предельно допустимых репрессий на пласт
- 62 Е. Н. Орехов, А. В. Новиков, О. С. Выдрина, Д. М. Мамонов
Комплексное управление добычей газоконденсатного промысла
- 70 П. Ю. Хорошман, И. М. Давлетшина, Д. В. Короховой, В. О. Монахова, Д. М. Мамонов
Применение комплексного вариативного подхода к планированию разработки нефтегазоконденсатных месторождений с учетом EMV и VOI-анализа
- 82 А. Н. Карп, М. В. Криволапова, Т. А. Мезенцева, Н. М. Шарин
Повышение экономической привлекательности проекта за счет синергии наземной инфраструктуры при освоении нефтяных и газовых месторождений

КОНФЕРЕНЦИИ «НАУЧНОГО ЖУРНАЛА РГО»

- 88 Развитие нефтегазоперерабатывающих производств и перспективных технологий переработки углеводородного сырья
- 94 Перспективы развития технологий разделения газов с использованием российских мембран
- 100 НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЛЮДИ

Патриот Сибири. Ученый глобального масштаба. А. Э. Конторович (1934–2023) и его вклад в развитие геологических наук, нефтегазовой промышленности и энергетического комплекса России

«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, leading researcher at the laboratory, 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
- **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).
- 2.8.5. Construction and operation of oil and gas pipelines, bases and storage facilities (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

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: 29.12.2023

Circulation: 300 copies

Index in the Joint Catalogue

«Press of Russia» – 40778

Periodicity – 4 issues per year

Distribution by subscription and mailing list

CONTENT

GEOPHYSICS

- 6 N. S. Ravilov, A. V. Gorodnov, O. A. Tatur**
Quantitative estimation of the 1D error of the geomechanical model of the East Siberian field

- 14 A. N. Nikonorova, V. A. Erastova**
Control of the multistage hydraulic fracturing effectiveness under conditions of high gas-oil ratio in the well

24 DRILLING

- R. B. Aubakirov, V. E. Vershinin, D. S. Zhenyspaev**
Investigation of the effect of the narrowing device on the structural distribution of the gas-liquid flow

FIELD DEVELOPMENT

- 36 I. V. Vorobyev, P. Yu. Khoroshman, M. I. Chikina, V. A. Dreiman, D. V. Savchuk**
Justifying the development strategy for jurassic reservoirs of Urengoi field

- 44 O. M. Grechneva, N. V. Reshetnikova, Z. A. Pereverzeva, E. A. Reitblat, V. S. Filatov, S. V. Romashkin, D. N. Bochkarev**
Geological study and evaluation of a subsoil block for carbon dioxide storage

- 54 D. R. Valeev, N. K. Akhtyamov, P. I. Baturin, A. P. Kovalenko, A. Sh. Akkerman**
Geomechanical validation of the maximum permissible overbalance pressure

- 62 E. N. Orekhov, A. V. Novikov, O. S. Vydrina, D. M. Mamonov**
Integrated management of gas condensate production

- 70 P. Yu. Khoroshman, I. M. Davletshina, D. V. Korokhovi, V. O. Monakhova, D. M. Mamonov**
Applying an integrated variable approach to planning the development of oil and gas condensate fields on the basis of EMV and VOI-analysis

- 82 A. N. Karp, M. V. Krivolapova, T. A. Mezentseva, N. M. Sharin**
Improving the project's economic attractiveness through the synergy with surface infrastructure in the development of oil and gas deposits

CONFERENCES BY THE SCIENTIFIC JOURNAL OF THE RGS

- 88** Development of oil and gas processing production sites and prospective technologies for hydrocarbon crude procession

- 94** Development prospects of gas separation technologies using Russian-made membranes

100 PEOPLE OF SCIENCE AND INDUSTRY

- Alexey E. Kontorovich (1934-2023) and his contribution to the development of geological sciences, the oil and gas industry and the energy complex of Russia

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.

Научная статья
УДК 550.82
EDN AZVXRP

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВОСТОЧНО- СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Николай Шавкатович Равилов¹, Андрей Васильевич Городнов²,
Ольга Александровна Татур³

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

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

³Геонафт, Москва, Россия

¹ravilov_n@bk.ru

Аннотация. В работе представлен алгоритм оценки погрешности 1D геомеханической модели с учетом измерительных погрешностей приборов и используемых корреляционных зависимостей на примере одной скважины Восточно-Сибирского месторождения. Также выполнен анализ чувствительности результирующей погрешности к качеству исходной информации. Введен параметр достовер-

ности для оценки вклада того или иного измерения в расчеты. Предложен подход перехода от схожести корреляционных зависимостей к погрешности используемой корреляции. Применение данной методики позволяет на начальном этапе сделать вывод о качестве результатов моделирования и предпринять меры по повышению достоверности расчетов.

Ключевые слова: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, корреляционные зависимости, геомеханическая модель, погрешность измерений

Для цитирования: Равилов Н. Ш., Городнов А. В., Татур О. А. Количественная оценка погрешности 1D геомеханической модели Восточно-Сибирского месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 6–12. EDN AZVXRP.

.....

QUANTITATIVE ESTIMATION OF THE 1D ERROR OF THE GEOMECHANICAL MODEL OF THE EAST SIBERIAN FIELD

Nikolay S. Ravilov¹, Andrey V. Gorodnov², Olga A. Tatur³

¹LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia

²National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

³Geonaft, Moscow, Russia

¹ravilov_n@bk.ru

Abstract. The paper presents an algorithm for assessing the error of a 1D geomechanical model, taking into account measurement errors of instruments and the correlation dependencies used, using the example of one well in the East Siberian field. An analysis of the sensitivity of the resulting error to the quality of the initial information was also performed. A reliability parameter has been introduced to assess the contribution of a

particular measurement to the calculations. An approach is proposed for transition from the convergence of correlation dependencies to the error of the correlation used. The use of this technique allows us to draw a conclusion at the initial stage about the quality of the modeling results and take measures to increase the reliability of the calculations.

Keywords: Young's modulus, Poisson's ratio, correlation dependences, geomechanical model, measurement error

For citation: Ravilov N. S., Gorodnov A. V., Tatur O. A. Quantitative estimation of the 1D error of the geomechanical model of the East Siberian field. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):6-12. (In Russ.). EDN AZVXRP.

Введение

Погрешность геомеханической модели напрямую зависит от качества и достаточности входных данных. Например, для построения профиля упругих свойств используют результаты плотностного и акустическо-

го каротажа, каждый из которых уже имеет некую погрешность, обусловленную особенностями прибора или методиками расчета. На **рисунке 1** представлена общая схема, используемая для построения геомеханической модели [1, 2].

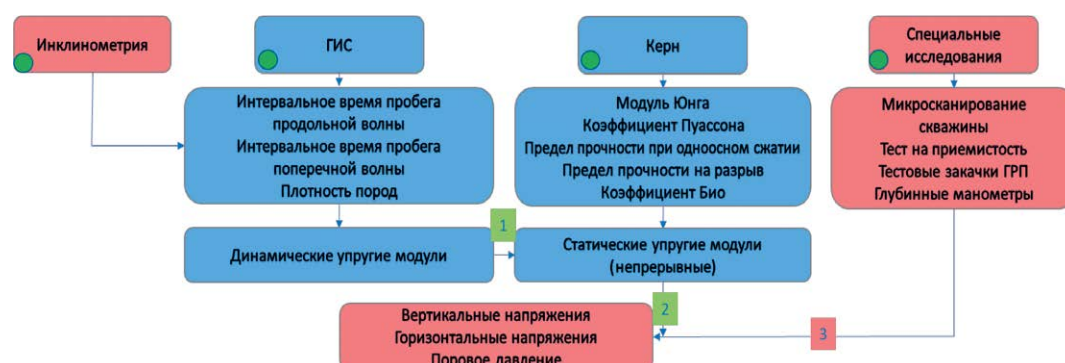


Рисунок 1 – Схема входных данных для построения одномерной геомеханической модели: 1–3 – точки возникновения неопределенности; ● – инструментальная погрешность

Голубыми прямоугольниками показаны входные данные, учтенные при расчете итоговой погрешности модели, в красных прямоугольниках показаны данные, которые не были учтены при расчете погрешности, в квадратах с номерами 1–3 показаны неопределенности, которые возникают при моделировании, зеленым кругом показана инструментальная погрешность.

Идеальных измерений не бывает. Погрешность есть везде, во всех измерениях, то есть, имея данные идеального качества для построения геомеханической модели, мы все равно будем иметь некий коридор неопределенности. А в случае, если недостает каких-либо данных для моделирования, этот коридор неопределенности будет только увеличиваться. Отсутствие калибровочной информации, результатов тестирования керна для пересчета динамических упругих модулей в статические и расчета прочностных свойств, замеров давления и горизонтальных напряжений (MDT, LOT, FMI) для построения профиля напряжения – все это также вносит свой вклад в финальную неопределенность [3]. Подрядчики не хотят говорить, что «данных недостаточно, качество модели будет низким». Подрядчики всегда пытаются выдать рекомендации, как повысить информативность модели. Но никто на текущий момент не может четко, в цифрах ответить на вопрос заказчика: «Какая погрешность итоговой геомеханической модели? И если мы проведем дополнительные исследования, насколько мы сможем ее повысить?» Наша работа по расчетам погрешности геомеханической модели направлена на то, чтобы качество модели оценивать не только качественно, но и количественно, свои оценки подтверждать вычислениями, а не опираться только на экспертное мнение специалиста.

В данной статье будет продемонстрировано, как работает методика определения погрешности и как изменится коридор неопределенности профиля упругости.

Объект исследования

В качестве объекта исследования выбран осинский горизонт Восточно-Сибирского месторождения. Месторождение находится на территории двух районов Иркутской области – Усть-Кутского и Катангского. В географическом отношении месторождение располагается в южной части Средне-Сибирского плоскогорья. Осинский горизонт в палеогеографическом отношении находится на юго-западном склоне Непско-Ботуобинской отмели нижнекембрийского бассейна, по контуру которого происходил рост биогермов. Биогермами можно называть известковые холмы, образующиеся по дну моря или озера. Образование биогермов происходит при прикреплении живых организмов, таких как кораллы или губки, друг к другу.

Размеры биогермов изменяются в широком диапазоне:

- высота – от 10 см до 100 м;
- площадь – от 10 м до 100 км.

Биогермы могут быть различной геометрической формы (от линзовидной до штоковидной) и могут иметь различную крутизну склонов. Изучаемый объект характеризуется неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств как по разрезу, так и по площади. На **рисунке 2** показана структурная карта, подчеркивающая сложный рельеф изучаемого объекта.

На данном объекте нами впервые построена геомеханическая модель, и поэтому очень важно понимать, насколько она точна. Для этого была проведена оценка достоверности 1D геомеханической модели на примере одной из скважин Восточно-Сибирского месторождения.

Метод исследования

Методика определения погрешности геомеханической модели показана на примере упрощенного процесса

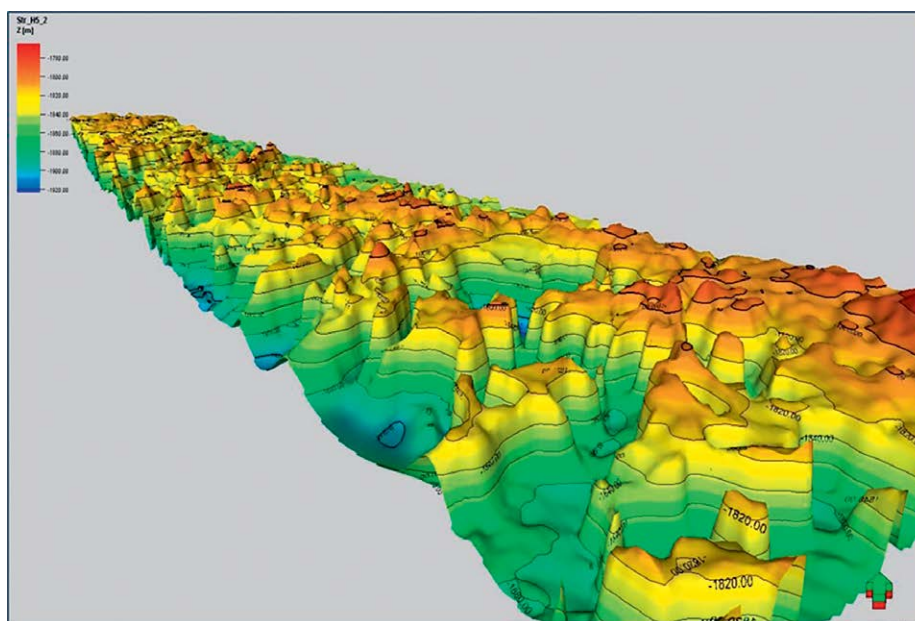


Рисунок 2 – Типичный вид универсальной зависимости потерь давления в вертикальном ГЖП круглого и кольцевого сечений

Таблица 1 – Качество построения цифровой ГММ [4]

Совпадение фактической и проектной карт осложнений, %	Качество построения цифровой геомеханической модели
От 0 до 50 включительно	Неудовлетворительное
Свыше 50 до 70 включительно	Удовлетворительное
Свыше 70 до 90 включительно	Хорошее
Свыше 90 до 100 включительно	Высокое

построения 1D геомеханической модели. Методика состоит из нескольких этапов:

- определение инструментальной погрешности приборов, участвующих в оценке динамических упругих параметров (интервальное время продольной волны (DTP), интервальное время поперечной волны (DTS), плотностной каротажа (DENS)). Инструментальная погрешность возникает вследствие несовершенства средств измерений. К данному виду можно отнести погрешности, возникающие из-за неидеальности применяемой аппаратуры, а также погрешности, обусловленные ограниченной разрешающей способностью графиков, палеток и номограмм, которые применяются при выполнении измерений;
- определение «достоверности» метода, так как качество данных может быть снижено из-за состояния ствола скважины (размывы, вывалы), несоблюдения параметров записи, влияния бурового раствора. Помимо снижения качества данных, часто они присутствуют не во всем интервале глубин, что приводит к необходимости восстанавливать данные и вносит дополнительные погрешности в результаты расчетов. Для учета качества данных каротажа в работе нами был введен в формулу расчета погрешности параметр достоверности (D), являющийся «весом», «вкладом» определенной составляющей погрешности;
- вычисление через сумму квадратов произведений производной рассчитываемой функции по каждой переменной и погрешности переменной;
- определение квадрата коэффициента корреляции (полученного по керновым данным или по данным геофизических исследований скважин (ГИС), как для расчета упруго-прочностных свойств, так и для восстановления недостающих данных);
- определение итоговой погрешности 1D геомеханической модели.

Оценку качества построения модели осуществляют сопоставлением фактической и проектной карты по следующим факторам:

- совпадение направления напряжений;
- совпадение величины минимального напряжения по данным тестовых закачек при гидроразрыве пласта (ГРП);
- совпадение величины порового/пластового давления по данным манометров;
- подтверждение эффекта проседания дневной поверхности;

- подтверждение направления развития трещин при ГРП.

Качество построения геомеханической модели можно оценить по **таблице 1**, представленной в СТО Газпром 2-3.2-1218-2020 по результатам моделирования поисково-разведывательных и эксплуатационных скважин.

Результаты работы

В данной работе мы используем значение абсолютной погрешности прибора акустического каротажа 3 % и плотностного каротажа 2,5 %:

$$\begin{aligned}\delta DTP &= 3 \%; \\ \delta DTS &= 3 \%; \\ \delta DENS &= 2,5 \%.\end{aligned}$$

Получается, что для вычисления погрешности динамического модуля Юнга необходимо вычислить производную по плотности, по интервальным скоростям продольной и поперечной акустических волн:

$$E_{dyn} = \frac{DENS (3 DTS^2 - 4 DTP^2)}{DTS^2 (DTS^2 - DTP^2)} 10^9; \quad (1)$$

$$\Delta E_{dyn} = \sqrt{\left(\frac{\partial E_{dyn}}{\partial DENS}\right)^2 \Delta DENS^2 + \left(\frac{\partial E_{dyn}}{\partial DTP}\right)^2 \Delta DTP^2 + \left(\frac{\partial E_{dyn}}{\partial DTS}\right)^2 \Delta DTS^2}. \quad (2)$$

Погрешности, используемые в уравнении, – это инструментальные погрешности приборов каротажа [5]. Однако формула (2) применима в случае идеальных данных, которые в реальных условиях встречаются довольно редко, поэтому в нее добавляется параметр D. Тогда формула погрешности будет иметь вид (3):

$$\Delta E_{dyn} = \sqrt{\left(\frac{\partial E_{dyn}}{\partial DENS} \frac{D(MAX)}{D_{DENS}} \Delta DENS\right)^2 + \left(\frac{\partial E_{dyn}}{\partial DTP} \frac{D(MAX)}{D_{DTP}} \Delta DTP\right)^2 + \left(\frac{\partial E_{dyn}}{\partial DTS} \frac{D(MAX)}{D_{DTS}} \Delta DTS\right)^2}. \quad (3)$$

После нахождения динамических упругих параметров переходим к нахождению статических упругих параметров. Статические упругие параметры определяются в лаборатории на образцах керна, отобранных из исследуемого месторождения. На **рисунке 3** (см. с. 10) представлена зависимость статического модуля Юнга от динамического. Данная зависимость получена нами по результатам исследования керна, отобранного из скважин Восточно-Сибирского месторождения, и использовалась для построения геомеханической модели. Коэффициент детерминации (R^2) данной зависимости равен 0,9, что свидетельствует о высоком качестве и достоверности данной зависимости.

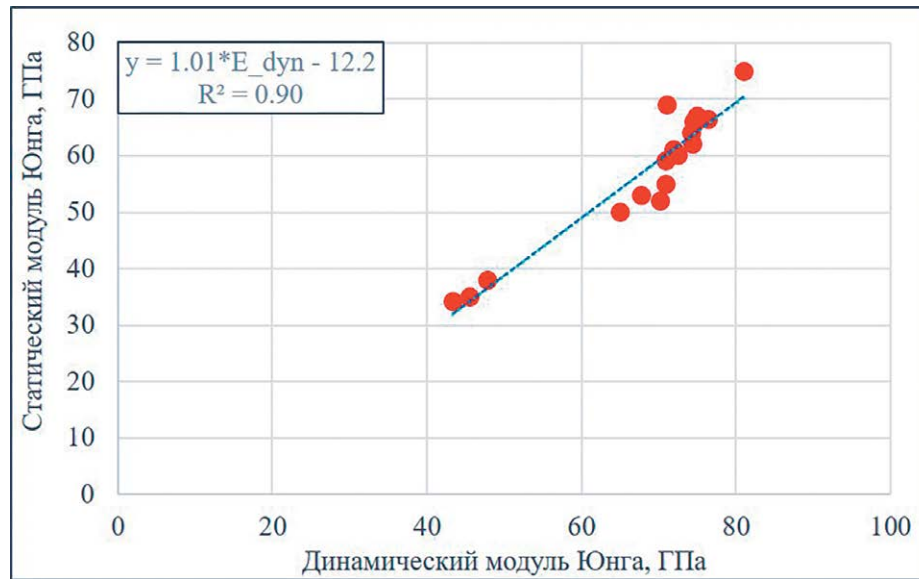


Рисунок 3 – Зависимости статического модуля Юнга от динамического

Зная коэффициент детерминации между упругими модулями, используя нашу формулу, можно посчитать, какой вклад они внесут в общую погрешность (4):

$$E_{sta} = \sqrt{1.01^2 * \delta E_{dyn}^2 + [1 - (0.241 * \ln 90 - 0.1049)]^2}. \quad (4)$$

На **рисунке 4** представлен планшет модуля Юнга, полученного динамическим путем (трек № 3), и модуля Юнга, полученного статическим путем (трек № 4). Красными штрихпунктирными линиями показан коридор неопределенности для данных параметров, цифрами на треке 4 показаны значения относительных погрешностей. Как видно из рисунка 4, статический модуль Юнга имеет больший коридор погрешности относительно динамического модуля Юнга. Это связано с тем, что расчет погрешности динамического модуля осуществляется по погрешностям каротажных приборов, а при расчете статического модуля к погрешности динамической еще добавляется погрешность корреляционной зависимости.

После расчета динамического и статического модуля Юнга был проведен расчет динамического и статического коэффициента Пуассона, а также расчет предела прочности при сжатии и растяжении. Все эти полученные погрешности пошли на вход для расчета горизонтальных напряжений. На **рисунке 5** (см. с. 11) представлен планшет с рассчитанными упругими модулями и коридором погрешности, полученным по описанной методике.

Треки на рисунке 5:

- № 1 – глубина по стволу скважины;
- № 2 – литологическое расчленение разреза;
- № 3 – динамический модуль Юнга с коридором погрешности;
- № 4 – статический модуль Юнга с коридором погрешности;
- № 5 – статический коэффициент Пуассона с коридором погрешности;

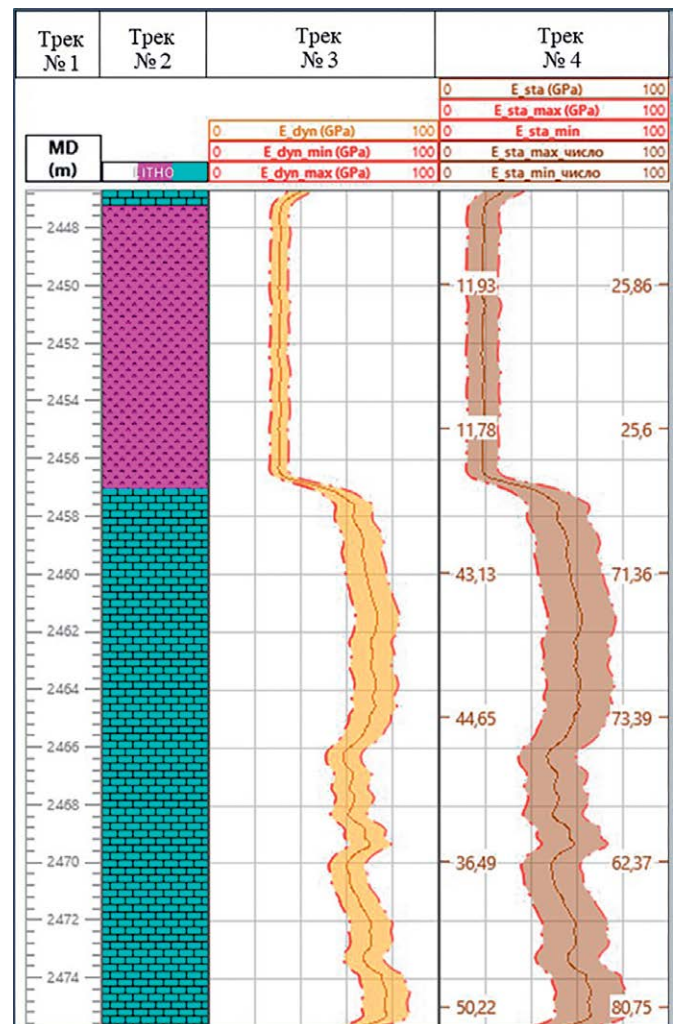


Рисунок 4 – Планшет статического и динамического модуля Юнга с расчетным коридором погрешности

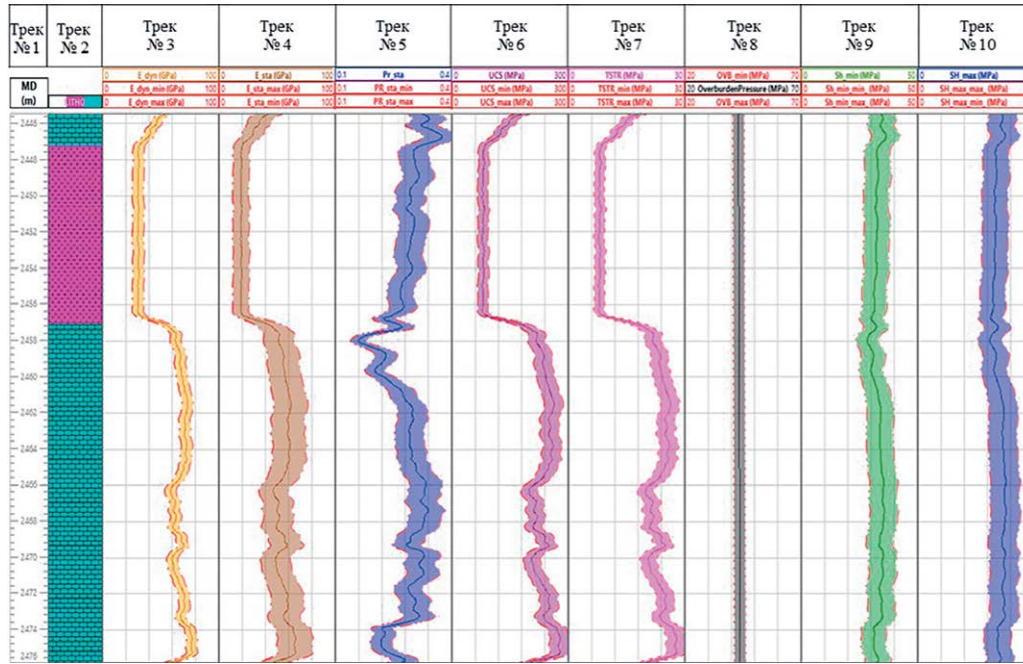


Рисунок 5 – Планшет упругих модулей с расчетным коридором погрешности

- № 6 – предел прочности при одноосном сжатии с коридором погрешности;
- № 7 – предел прочности при растяжении с коридором погрешности;
- № 8 – вертикальное напряжение с коридором погрешности;
- № 9 – минимальное горизонтальное напряжение с коридором погрешности;
- № 10 – максимальное горизонтальное напряжение с коридором погрешности.

После того как был произведен расчет всех составляющих 1D геомеханической модели, для наглядности была построена гистограмма распределения погрешности полученных упругих параметров 1D геомеханической модели (**рисунок 6**). Из рисунка 6 видно, что из полученных кривых наибольшей погрешностью обладает статический модуль Юнга, который и ухуд-

шает итоговую погрешность. Для улучшения качества статических упругих модулей необходимо иметь еще большее значение коэффициента детерминации, для этого необходимо отбросить выбивающиеся точки, тем самым улучшив зависимость, а также проводить калибровку приборов каротажа для уменьшения погрешности.

Видно, что почти все числовые значения составляющих геомеханическую модель лежат в пределах допустимых погрешностей (таблица 1) и не превышают 30 %, а итоговая погрешность минимального и максимального горизонтального напряжения составляет 16,9 %. Следовательно, можно сделать вывод о том, что погрешность полученной 1D геомеханической модели не превышает 17 %, имеет хорошее качество и может быть рекомендована для дальнейшей работы при планировании ГРП.

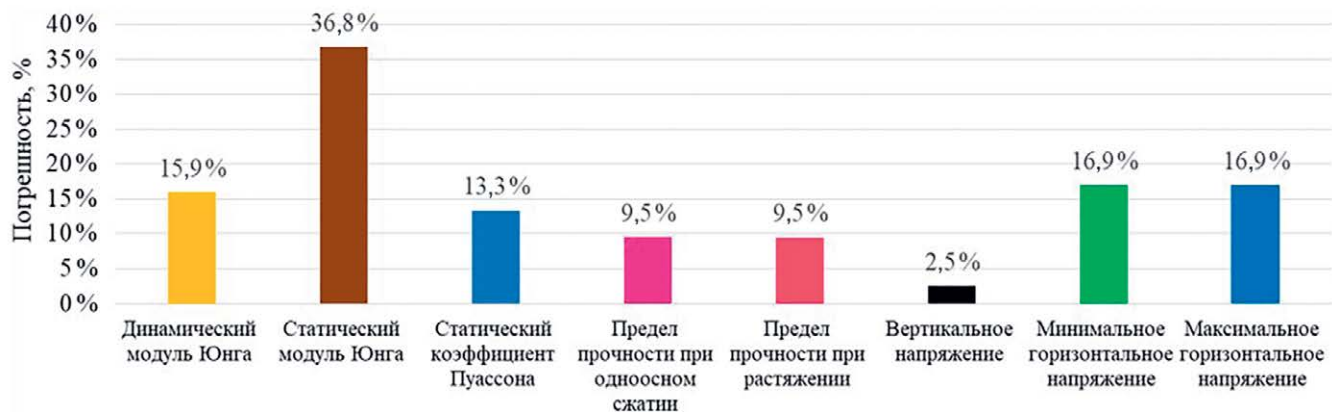


Рисунок 6 – Гистограмма распределения погрешности полученных упругих параметров

Заключение

Проведенные расчеты по предложенной нами методике позволяют на начальном этапе наиболее досто-

верно определить качество геомеханической модели и в случае необходимости предпринять меры по повышению достоверности расчетов.

Список источников

1. Равилов Н., Татур О., Четтыкбаева К., Соболев А., Петраков Ю., Очеретяный А. Метрологическое обеспечение геомеханической модели. Статья по результатам Российской нефтегазовой технической конференции SPE. Москва, 2020. <https://doi.org/10.2118/201980-MS>.
2. Равилов Н., Татур О. Количественная оценка неопределенности при геомеханическом моделировании на основе калибровочных данных // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность. Тезисы докладов. XI Молодежная международная научно-практическая конференция. Москва, 2023. С. 9.
3. Зобак М. Д. Геомеханика нефтяных залежей. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. ISBN 978-5-4344-0485-3.
4. СТО Газпром 2-3.2-1218-2020 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые геомеханические модели.
5. Моисеенко А. С., Скопинцев С. П., Шумейко А. Э. Аппаратура для геофизических исследований скважин. Москва: Недра, 2017. ISBN 978-5-8365-0455-7.

References

1. Ravirov N., Tatur O., Chettykbaeva K., Sobolev A., Petrakov Y., Ocheretyanyi A. Metrological Support of Geomechanical Model. Article on the results of the Russian Oil and Gas Technical Conference SPE. Moscow, 2020. (In Russ.). <https://doi.org/10.2118/201980-MS>.
2. Ravirov N., Tatur O. Quantitative assessment of uncertainty in geomechanical modeling based on calibration data // New Technologies in Gas Industry: Experience and Continuity. Theses of reports. XI Youth International Scientific and Practical Conference. Moscow, 2023. P. 9. (In Russ.).
3. Zobak M. D. Geomechanics of oil deposits. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2018. (In Russ.). ISBN 978-5-4344-0485-3.
4. Standart Gazprom 2-3.2-1218-2020 Gas, gas condensate, oil and gas, oil and gas condensate fields. Digital geomechanical models. (In Russ.).
5. Moiseenko A. S., Skopintsev S. P., Shumeyko A. E. Equipment for geophysical research of wells. Moscow: Nedra, 2017. (In Russ.). ISBN 978-5-8365-0455-7.

Информация об авторах

Николай Шавкатович Равилов,

старший научный сотрудник

Андрей Васильевич Городнов,

доцент

Ольга Александровна Татур,

заместитель генерального директора по производству

Information about the authors

Nikolay Sh. Ravirov,

senior researcher

Andrey V. Gorodnov,

docent

Olga A. Tatur,

deputy general director for production

Статья поступила в редакцию 08.11.2023; одобрена после рецензирования 17.11.2023; принята к публикации 08.12.2023.

The article was submitted 08.11.2023; approved after reviewing 17.11.2023; accepted for publication 08.12.2023.



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

- По решению **ВАК** журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий
- Включен в **Российский индекс научного цитирования (РИНЦ)**

Научная статья
УДК 550.832.6:622.279
EDN GRVEVI

КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ВСКРЫТИИ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

Анастасия Николаевна Никонорова¹, Виктория Андреевна Ерастова²

¹Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», Санкт-Петербург, Россия

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

¹anastasia.nikonorova@list.ru

²victoria.erastova@yandex.ru

Аннотация. В последние годы активно разрабатываются трудноизвлекаемые запасы нефти. В настоящее время основным способом, применяющимся для интенсификации добычи, является горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта. Однако вопросы, как контролировать работу каждой трещины в такой системе, остаются открытыми. Авторами на базе термобарического

моделирования проведена работа по анализу теплового поля в условиях вскрытия пласта горизонтальным стволом с многостадийным гидроразрывом пласта. Кроме того, в работе приведен пример предлагаемых подходов к использованию нестационарной термометрии для контроля работы трещин в условиях низкопроницаемого коллектора в скважинах с высоким газовым фактором.

Ключевые слова: термометрия скважин, промыслово-геофизические исследования, многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, прорыв газа

Благодарности: авторы выражают глубокую благодарность доктору технических наук, профессору кафедры геофизических информационных систем РГУ (НИУ) нефти и газа имени И. М. Губкина Кременецкому Михаилу Израилевичу за научное наставничество и помощь в детальной проработке проблематики. Также авторы выражают благодарность ООО «Газпромнефть НТЦ» за предоставленные материалы, на основе которых появилась возможность создания новых методик для интерпретации данных термометрии.

Для цитирования: Никонорова А. Н., Ерастова В. А. Контроль эффективности многостадийного гидроразрыва пласта при вскрытии коллекторов в условиях высокого газового фактора // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 14–23. EDN GRVEVI.

.....

Original article
UDC 550.832.6:622.279
EDN GRVEVI

CONTROL OF THE MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING EFFECTIVENESS UNDER CONDITIONS OF HIGH GAS-OIL RATIO IN THE WELL

Anastasia N. Nikonorova¹, Victoria A. Erastova²

¹Scientific and education center "Gazpromneft-Politech", St. Petersburg, Russia

²National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

¹anastasia.nikonorova@list.ru

²victoria.erastova@yandex.ru

Abstract. In recent years, there has been a tendency hard-to-recover oil reserves development. Currently, the main method used to oil well stimulation is horizontal drilling with multistage hydraulic fracturing. However, the question of how to analyzing the fractures is actual. The authors, based on dynamic modeling, carried out

analysis of the temperature field in the well behavior in the conditions of horizontal well with multistage hydraulic fracturing. In addition, the paper provides an example of the proposed approaches to the use of temperature logging for monitoring the hydraulic fracturing in a low-permeability reservoir in wells with a high oil-gas ratio.

Keywords: temperature logging, production logging, multi-stage hydraulic fracturing, horizontal well, gas breakthrough

Acknowledgments: the authors express their deep gratitude to Mikhail Izrailevich Kremenetsky, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Well Logging Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, for scientific mentoring and assistance in the detailed study of the problems. Also, the authors express their gratitude to the company Gazpromneft STC LLC for the materials provided, on the basis of which it became possible to create new methods for interpreting thermometry data.

For citation: Nikonorova A. N., Erastova V. A. Control of the multistage hydraulic fracturing effectiveness under conditions of high gas-oil ratio in the well. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):14-23. (In Russ.). EDN GRVEVI.

Введение

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в горизонтальных стволах в настоящее время стал одним из наиболее востребованных и широко распространенных методов добычи углеводородов из коллекторов с низкой проницаемостью. Для оценки эффективности вскрытия пласта при МГРП и мониторинга динамики работы трещин успешно используется широкий спектр методов контроля разработки, в котором следует, прежде всего, выделить гидродинамические исследования скважин (ГДИС) и промыслово-геофизические исследования (ПГИ) скважин. К проблеме

повышения эффективности использования этих методов заслуженно привлечено внимание специалистов нефтяной и газовой отрасли (Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Кричевский В. М., Гуляев Д. Н., Панарина Е. П. и др.), что нашло отражение в большом числе опубликованных работ [1–2]. Среди них есть публикации, которые к настоящему времени уже стали классическими. В этих работах изложены основополагающие подходы к проведению исследований скважин и интерпретации и анализу полученных результатов.

В последние годы интерес к рассматриваемой проблеме существенно возрос. Начали появляться исследования, где более детально рассматриваются актуальные в настоящее время проблемы контроля разработки месторождения горизонтальными стволами с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП). В их числе назовем публикации, посвященные диагностике по результатам ГДИС трещин сложной конфигурации [3–5].

И особенно в связи с темой настоящей статьи следует выделить работы, посвященные совместной интерпретации результатов ГДИС и ПГИ с целью определения индивидуальных параметров каждой из трещин (или портов МГРП), обеспечивающих гидродинамическую связь ствола со стволом скважины [6–9].

Тем не менее в данной области осталось еще немало нерешенных проблем. В частности, актуален переход от эпизодических исследований по оценке параметров трещин к долговременному стационарному мониторингу данных параметров.

Основная цель представленной работы состоит в анализе спектра перечисленных проблем и обосновании возможных путей их решения. Авторы при этом акцентируют внимание на исследовании продуктивных пластов с большим газовым фактором. С одной стороны, проведение измерений в таких скважинах благоприятствует успешному решению задачи. В частности, для притоков в ствол газожидкостной смеси характерны контрастные температурные аномалии, связанные с адиабатическим эффектом при снижении давления во времени и его дросселировании в процессе фильтрации по пласту.

С другой стороны, при интерпретации результатов исследований возникают дополнительные вопросы, касающиеся, например, аномально высокого темпа изменения температуры во времени при мониторинге переходных процессов, связанных с изменением режима работы скважины (ее запуском, остановкой, изменением депрессии или репрессии на пласт).

Возможности нестационарной термометрии скважин в условиях гидроразрыва пласта

Нестационарная термометрия, по мнению авторов, не является полноценной альтернативой классическим подходам к оценке результативности ГРП в горизонтальных стволах. Авторы рассматривают ее применение исключительно в качестве дополнения к существующим способам исследования скважин. Высокий потенциал термометрии при решении данной задачи обусловлен возможностью проведения аналогично гидродинамическим исследованиям независимой оценки геометрических размеров трещины и фильтрационных параметров пласта. Причем, в отличие от ГДИС, при благоприятных условиях проведения исследований и грамотной технологии выполнения измерений подобная оценка возможна индивидуально для каждой из совместно работающих трещин, вскрытых горизонтальным стволом. Это несомненное преимущество данной технологии. Но есть и недостатки. К ним относятся неопределенности, связанные с дополнительными факторами-помехами, к числу которых нужно, прежде всего, отнести отсутствие достоверной информации о тепловых свойствах горных пород и элементов конструкции скважины. В основном именно вследствие влияния этой помехи количественные оценки по результатам термометрии имеют диапазонный характер. Среди прочих необходимо также учитывать риски негативного влияния таких препятствующих решению задачи факторов, как межпластовые перетоки по внутриколонному пространству, а также нестабильный многокомпонентный приток.

С этой точки зрения наиболее благоприятными для исследований являются условия нагнетательной скважины.

Информативность оценки параметров продольной трещины в вертикальном стволе уже рассматривалась авторами в предшествующих публикациях [10–12]. Среди прочих обратим внимание на один из базовых результатов, полученных в этом направлении. Так, на **рисунке 1** приведены результаты моделирования

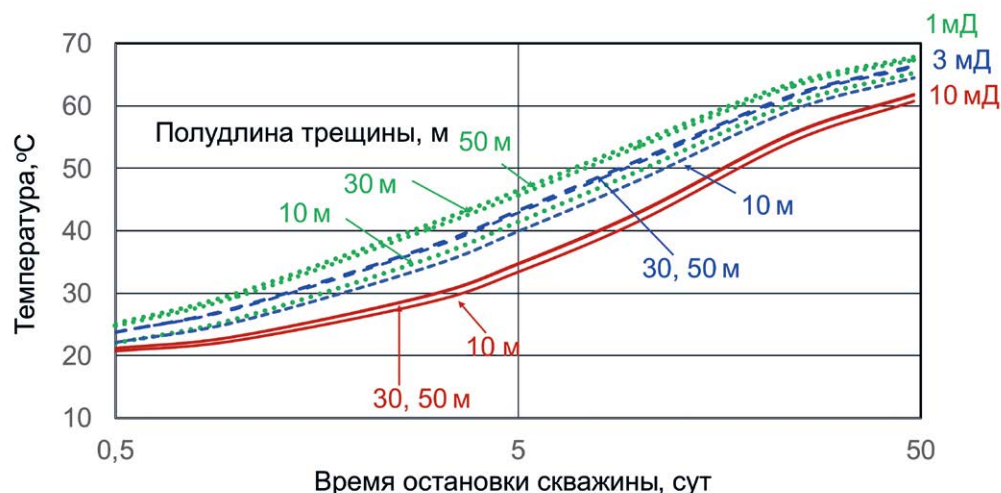


Рисунок 1 – Зависимость релаксации теплового поля от геометрических параметров трещины и фильтрационно-емкостных параметров пласта

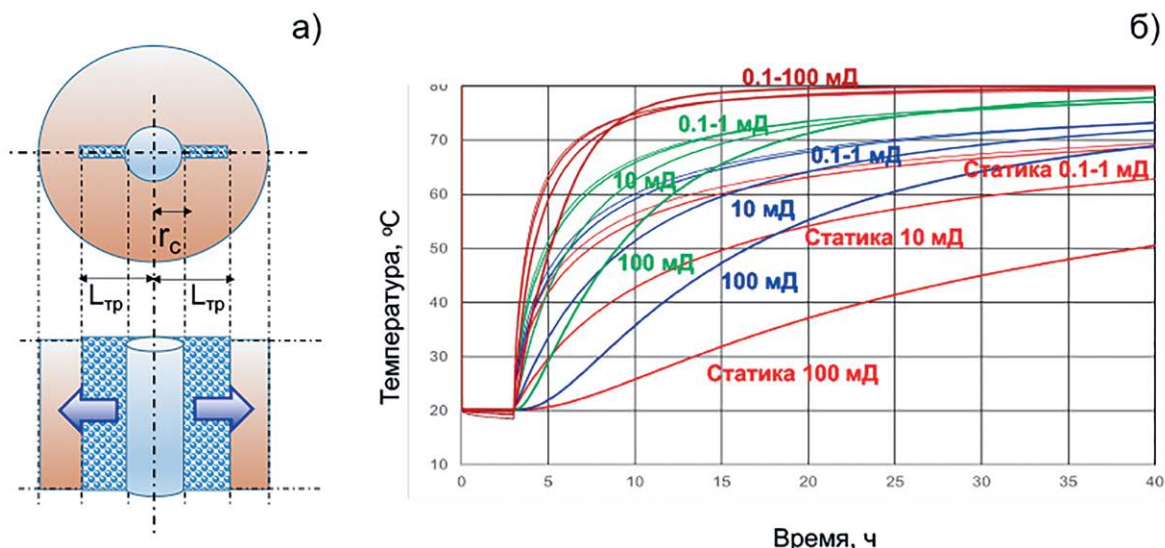


Рисунок 2 – Информативность нестационарной термометрии при вскрытии пласта вертикальной нагнетательной скважиной с трещиной ГРП, работающей с уменьшенным расходом или простаивающей после предшествующего цикла стабильной закачки:
 а) схема модели теплопереноса: r_c – радиус скважины, $L_{тр}$ – полудлина трещины, h – толщина пласта; б) изменение температуры в скважине во времени

температуры при дренировании пласта вертикальной скважиной с продольной трещиной ГРП.

На оси абсцисс откладывается время остановки скважины, на оси ординат – результаты измерений температуры в скважине во время ее остановки. Шифром кривых являются проницаемость пласта и полудлина трещины. Красные непрерывные кривые соответствуют проницаемости пласта 10 мД, при этом поведение температурных кривых, соответствующих длине трещины 30 и 50 м при 10 мД, является идентичным. Практически то же самое наблюдается для пластов проницаемостью 3 мД (синие пунктирные линии) и 1 мД (зеленые точечные линии). Однако чем меньше проницаемость, тем большее изменение в поведении температурных кривых будет наблюдаться для более длинных трещин (30 и 50 м).

Данный рисунок иллюстрирует существенное различие между характером влияния на результаты термометрии проницаемости пласта и полудлины трещины. Именно данное различие является основой независимого определения на основе сопоставления результатов измерений температуры при различных интенсивности и длительности циклов закачки и времени последующей остановки скважины.

Рисунок 2 характеризует дополнительные информативные возможности термометрии при реализации технологии, предполагающей перевод скважины с режима закачки на режим отбора с уменьшенным расходом.

Слева на рисунке 2 изображена модель вертикальной скважины, пересекающей однородный пласт с трещиной, в двух плоскостях: вид сверху и сбоку. Скважина представляется вертикальным цилиндром, трещина представляется вертикальным каналом с прямоугольным осевым сечением длиной $L_{тр}$.

На рисунке 2 справа изображен график зависимости температуры относительно времени работы скважины на режиме стабильной закачки длительностью 3 часа и расходом 30 м³/сут с последующим переходом на режим остановки или режим отбора. На графике шифром кривых являются проницаемость пласта и расход скважины в цикле. Красные кривые соответствуют остановке скважины (статика) после режима закачки, синие кривые соответствуют отбору расходом 0,3 м³/сут, зеленые кривые – отбору расходом 1 м³/сут, бордовые кривые – отбору расходом 3 м³/сут. Расчеты выполнены для скважины радиусом $r_c = 0,065$ м, вскрытой трещиной полудлины $L_{тр} = 30$ м, толщина пласта $h = 10$ м. Наблюдается увеличение темпа релаксации теплового поля при увеличении отбора из скважины.

Информативность термометрии при диагностике поперечных трещин многостадийного ГРП в горизонтальных стволах

Результаты аналогичных расчетов для поперечной трещины в горизонтальном стволе приведены на **рисунке 3** (см. с. 18).

На рисунке 3а изображена модель горизонтальной скважины в виде цилиндра с радиусом поперечного сечения r_c . Принципиальным отличием по сравнению с моделью вертикальной скважины является то, что трещина в горизонтальной скважине расположена не продольно, а перпендикулярно оси ствола ($X_{тр}$).

На рисунке 3б изображен график зависимости температуры относительно времени с теми же режимами работы скважины и с такими же параметрами пласта и трещины, как в вертикальной скважине: стабильная закачка длительностью 3 часа и расходом 30 м³/сут, отбор расходом 0,3, 1 и 3 м³/сут; расчеты выполнены

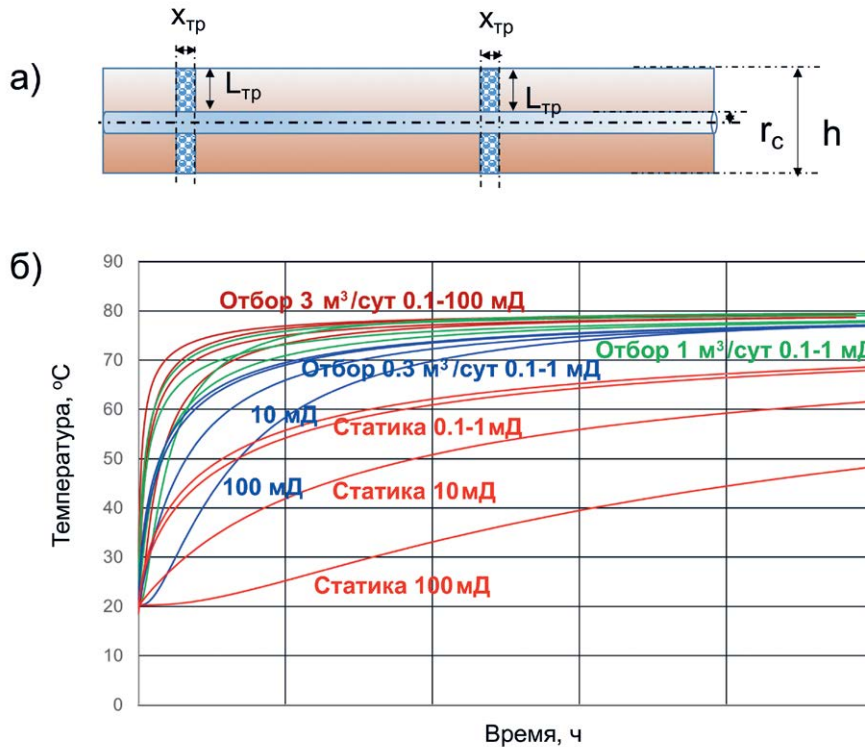


Рисунок 3 – Информативность нестационарной термометрии при вскрытии пласта горизонтальной нагнетательной скважиной с трещинами ГРП, работающей с уменьшенным расходом или простаивающей после предшествующего цикла стабильной закачки длительностью 3 часа и расходом $30 \text{ м}^3/\text{сут}$:

а) схема модели теплопереноса: r_c – радиус скважины, $L_{тр}$ – полудлина трещины, h – толщина пласта;
 б) изменение температуры в скважине во времени

для скважины радиусом $r_c = 0,065 \text{ м}$, вскрытой трещиной полудлины $L_{тр} = 30 \text{ м}$, толщина пласта $h = 10 \text{ м}$.

Рисунок иллюстрирует схожесть поведения температуры в обоих из рассматриваемых случаев. При этом влияние закачки на тепловое поле для продольной трещины (вертикальный ствол) более контрастно, чем для поперечной (горизонтальный ствол). Это соответствует физическим закономерностям протекающих в пласте процессов. При поперечной трещине зона нарушения температуры более удалена от ствола скважины, чем при продольной.

Результативность нестационарных циклических термических исследований

В предыдущих своих работах авторы предлагали применение многоциклового термометрии скважин в условиях нагнетания на разных режимах и при меняющейся длительности закачки жидкости в пласт. Также авторами было установлено, что при переходе скважины с режима закачки на режим отбора (что и происходит при начале добычи из скважины после проведения в ней ГРП) информативность данного подхода повышается.

При сопоставлении результатов измерений температуры при разной длительности и интенсивности закачки и отбора можно определить параметры пласта и трещины графическим способом с помощью кросс-плота или термодинамической палетки. Информативность кросс-плотов повышается, если использовать длительные циклы закачки. Важно, что при более продолжительной закачке удастся оценивать длинные трещины, так как именно они образуются при проведении ГРП в горизонтальных скважинах.

Продолжительные закачки (от десятков часов до нескольких суток и более) возможны в нагнетательных

скважинах. При проведении МСГРП в добывающих горизонтальных скважинах длительность закачки пропанта, как правило, не превышает одного часа. При данных условиях намного труднее осуществить оценку полудлины трещины предложенным способом. Также в добывающих скважинах сложнее реализовать повторный цикл закачки, наличие которого является одним из основных условий повышения информативности термических исследований. В таком случае палетка строится при одном цикле закачки и при разном времени исследования, прошедшем после данного цикла.

Авторы проанализировали и возможность использования палеток, полученных для больших объемов закачиваемого флюида. Их применение позволяет приблизиться по интенсивности термического воздействия на пласт к тем процессам, которые происходят при длительной закачке. Однако полученные кросс-плоты оказались неинформативными для оценки проницаемости и длины трещины. Таким образом, можно сделать вывод, что большим объемом закачки нельзя заменить ее длительность.

На **рисунке 4** (см. с. 19) изображен кросс-плот, где сопоставлены результаты измерений при разной длительности закачки и одинаковом времени остановки.

На оси абсцисс откладываются значения температуры, измеренной в остановленной скважине, до этого работающей в режиме закачки 3 часа и расходом $10 \text{ м}^3/\text{сут}$. На оси ординат откладываются значения температуры, измеренной в остановленной скважине, до этого работающей в режиме закачки 9 часов и расходом $10 \text{ м}^3/\text{сут}$. Кривые, соответствующие двум проницаемостям пласта: синяя кривая – $0,1 \text{ мД}$, красная кривая – 1 мД , пересекают кривые, соответствующие длинам трещин 10 м , 20 м , 30 м , 50 м . Данное

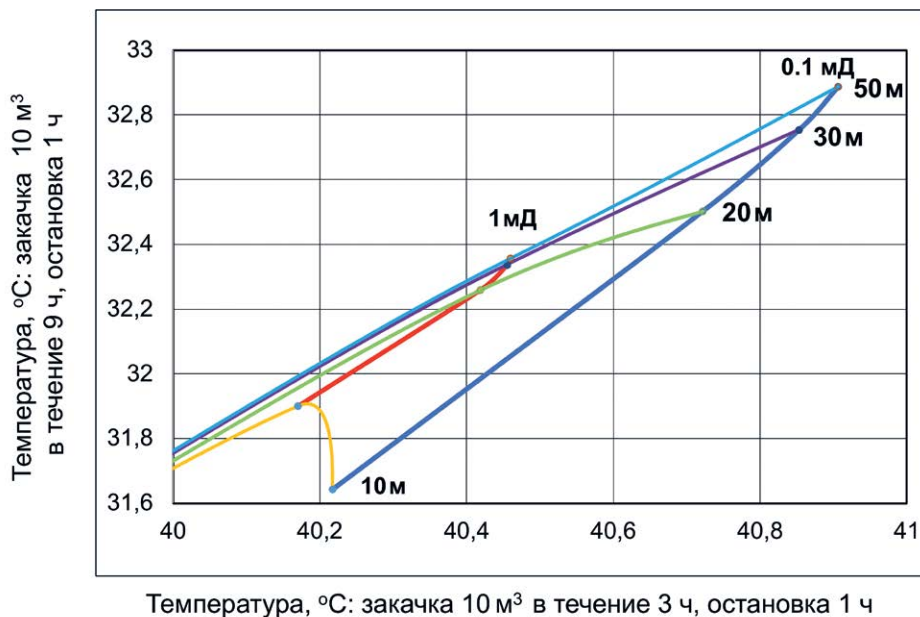


Рисунок 4 – Сопоставление результатов измерений при разной длительности закачки и одинаковом времени остановки скважины: расход закачиваемой жидкости – 10 м³ на 10 м пласта; длительность закачки – 3 часа и 9 часов; время остановки – 1 час; проницаемости пласта – 0,1 мД и 1 мД; полудлина трещины – 10 м, 20 м, 30 м, 50 м

сопоставление хорошо работает для трещин малых и средних длин. Также его рациональнее применять для нагнетательных скважин из-за того, что в данных условиях проще реализовать циклическую закачку. Одним из преимуществ рассматриваемой палетки является то, что область информативности применима для оценки низкопроницаемых коллекторов, что характерно для коллекторов, вскрытых горизонтальными скважинами с МСГРП.

В добывающих скважинах, где организовать циклы повторной закачки гораздо сложнее, для интерпретации результатов термических исследований можно использовать кросс-плоты, аналогичные изображенному на **рисунке 5**.

Здесь сопоставлены результаты измерений температуры при закачке длительностью 9 часов и интенсивностью 33 м³/сут и разной продолжительности остановки скважины: 3 часа и 1 час. Синяя и красная

кривые, равные 0,1 и 1 мД соответственно, также пересекают кривые, соответствующие длинам трещин 10 м, 20 м, 30 м, 50 м.

Ранее было отмечено, что в добывающих скважинах не всегда можно менять периодичность закачки, но можно варьировать продолжительности циклов отбора. Еще одним условием результативности нестационарной термометрии в условиях добывающей скважины с МСГРП будет являться небольшая длительность закачки.

Подобная палетка приведена на **рисунке 6** (см. с. 20), в ее основе результаты моделирования теплового поля в скважине при длительности закачки 1 час и расходом 100 м³ и разной длительности отбора расходом 1 м³: 3 часа и 1 час.

В этом случае область информативности термометрии соответствует длинам трещин от 30 до 50 м. Пока не до конца ясен диапазон информативности для ко-

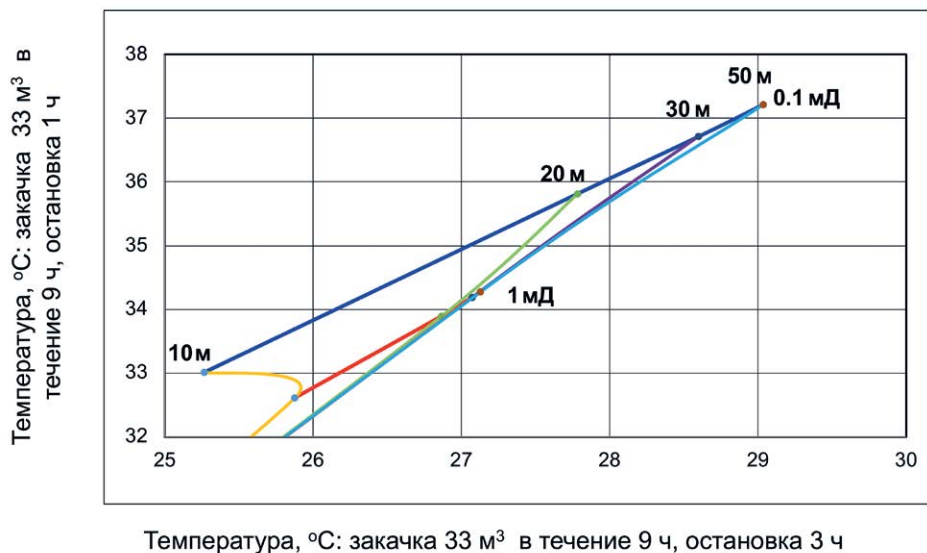


Рисунок 5 – Сопоставление результатов измерений при разной длительности остановки скважины и одинаковых интенсивности и длительности закачки: расход закачиваемого флюида – 33 м³ на 1 м пласта; длительность закачки – 9 часов; время остановки – 1 час и 3 часа; проницаемости пласта – 0,1 мД и 1 мД; полудлина трещины – 10 м, 20 м, 30 м, 50 м

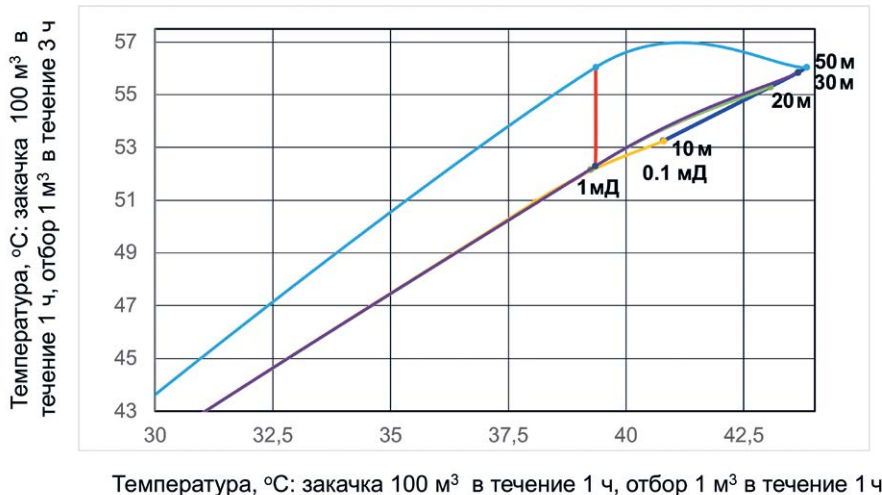


Рисунок 6 – Сопоставление результатов измерений в циклах закачки и последующего отбора: расход закачиваемого флюида – 100 м³; длительность закачки – 1 час; интенсивность отбора – 1 м³ на 10 м пласта, время отбора – 1 час и 3 часа; проницаемости пласта – 0,1 мД и 1 мД; полудлина трещины – 10 м, 20 м, 30 м, 50 м

личественной проницаемости пласта; это задача ближайших численных экспериментов.

При увеличении интенсивности работы скважины в циклах закачки и последующего отбора рабочего флюида результативность термометрии увеличивается. Так, при использовании закачки объемом 100 м³ и длительностью 3 часа и 1 час и последующего отбора жидкости 10 и 33 м³ в течение 1 часа появляется возможность с большей достоверностью оценивать по результатам термометрии проницаемость пласта (рисунок 7).

На графике горизонтальные кривые соответствуют различным проницаемостям пласта (от 0,1 до 100 мД). Кривые проницаемости в данном случае пересекают только две кривые, соответствующие одновременно полудлинам трещин 10 и 20 м, 30 и 50 м. Достоверная оценка полудлины трещины в данном случае затруднительна.

Одна из очевидных областей практического применения полученных результатов – оценка эффективности операций по гидроразрыву пласта в эксплуатационных скважинах. Успешности применения термоме-

трии в периоды непосредственно после проведения гидроразрыва благоприятствует аномальное охлаждение коллектора в процессе создания трещины, связанное с поступлением в пласт большого количества рабочей жидкости и проппанта.

Описанные в статье подходы к оценке трещин МГРП в горизонтальной скважине для целей контроля самого процесса проведения гидроразрыва были применены в скважинах, пробуренных в низкопроницаемом коллекторе (проницаемость – порядка 0,5 мД).

Обсуждение результатов исследований скважин

На рисунке 8 (см. с. 21) приведены результаты промыслово-геофизических исследований горизонтальной добывающей скважины, выполненных сразу после проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

В первом столбце приведена колонка глубин, второй столбец характеризует замеры гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ), третий столбец включает в себя исследования термометрией скважин и является наиболее интересным для авторов (ТМ), в четвер-

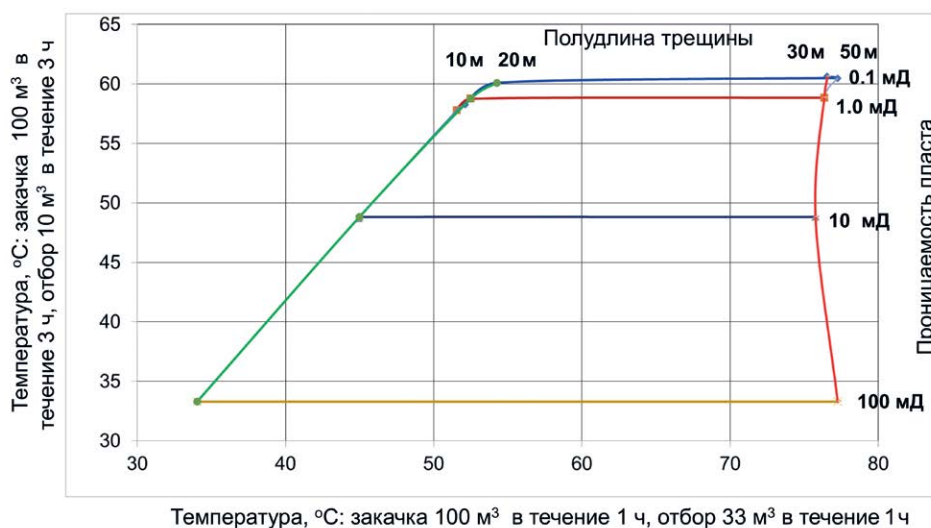


Рисунок 7 – Сопоставление результатов измерений в циклах закачки и последующего отбора: расход закачиваемого флюида – 100 м³; длительность закачки – 1 час и 3 часа; интенсивность отбора – 10 м³ и 33 м³ на 10 м пласта, время отбора – 1 час и 3 часа; проницаемости пласта – 0,1 мД и 1 мД; полудлина трещины – 10 м, 20 м, 30 м, 50 м

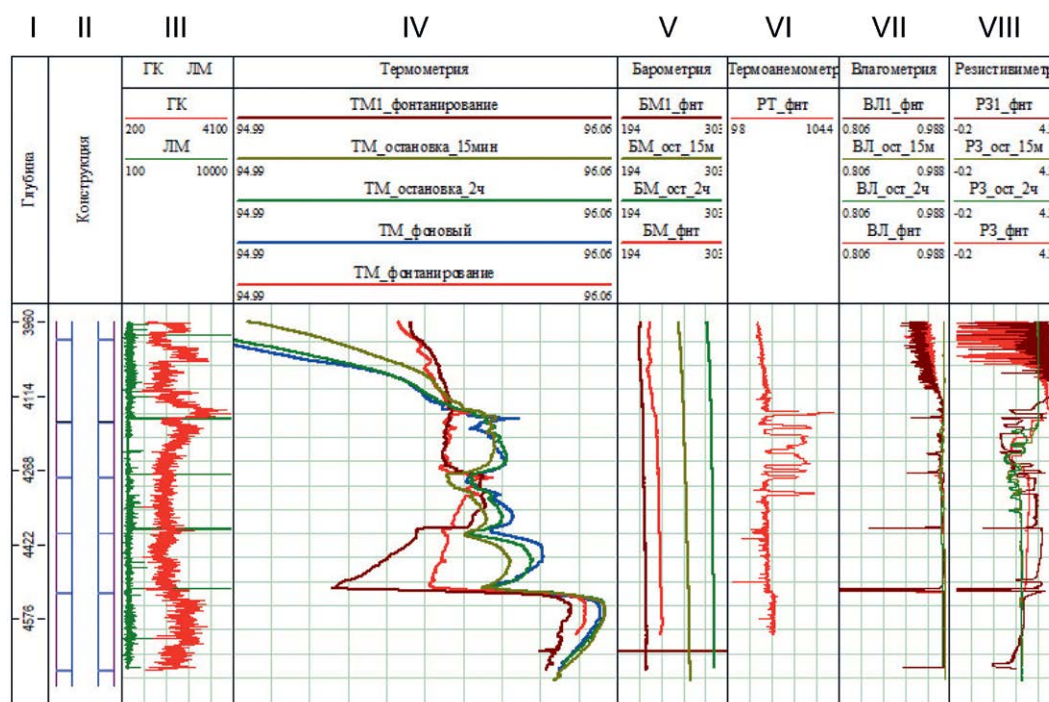


Рисунок 8 – Планшет промыслово-геофизических исследований в одной из горизонтальных скважин с МГРП, вскрывающих коллектор с высоким газовым фактором, в окна планшета слева направо: I – колонка глубин, II – конструкция скважины, III – диаграммы ГК и ЛМ, IV–VIII – результаты термометрии (IV), барометрии (V), термокондуктивной расходомерии (VI), влагометрии (VII) и резистивиметрии (VIII) в фонтанирующей и остановленной скважине

том столбце показаны результаты барометрии (БМ), в пятом – кривая термоанемометра (РТ), в шестом – кривые влагометрии (ВМ) и в седьмом – результаты замеров резистивиметром (РЗ).

Ярко выраженные аномалии на термограмме, зарегистрированной непосредственно после окончания ГРП, соответствуют портам, поглотившим рабочую жидкость гидроразрыва. Величины аномалий против портов отражают количество поступившей в пласт рабочей жидкости, что характеризует длины трещин.

Так, на планшете отмечается, что верхний порт № 8 практически не работает, он был последним в процессе проведения ГРП, и, возможно, на момент проведения исследования еще не произошла очистка трещины.

Отметим, что интервалы двух портов в носочной части скважины не были охвачены исследованиями, однако динамика температуры в стволе на глубине текущего забоя позволяет уверенно диагностировать приток из этой части ствола.

Наиболее интересным с точки зрения информативности результатов термометрии представляется порт № 4, в котором диагностируется контрастный прорыв газа, что стало одним из ключевых подтверждений насыщения коллектора на данной глубине. Дело в том, что скважина пробурена в отложения с околокритическим типом флюида, на объекте высокий газовый фактор и система разработки еще не сформирована. Диагностика газового пропластка позволила уточнить дальнейшую схему эксплуатации объекта.

Кроме того, в интервале каждого порта можно заметить аномалии охлаждения, связанные как раз с закачкой охлажденного флюида в пласт в процессе проведения ГРП.

Интересно отметить, что в интервале порта № 7 по результатам термометрии диагностируется сильный разогрев. Это связано с тем, что данная область пласта выделяется аномально высокой энергетикой. Повышенное пластовое давление обеспечило более интенсивное по сравнению с другими интервалами поступление жидкости в скважину при создании депрессии, тем самым создавая эффект повышения температуры за счет эффекта трения.

В процессе эксплуатации скважины влияние ГРП быстро нивелируется. Но термометрия сохраняет информативность благодаря высокому содержанию газа в поступающей в ствол газожидкостной смеси, что приводит к ее интенсивному охлаждению при депрессии.

Заключение

В результате проведенной аналитической и практической работы получена методика оценки эффективности операций по гидроразрыву пласта в низкопроницаемых коллекторах. При использовании МГРП жидкость не поступает в пласт непрерывно, после непродолжительной закачки происходит процесс отбора жидкости и запуск скважины в работу. Основной идеей оценки длины трещины и проницаемости пласта

является сопоставление результатов измерений термометрии при разной длительности и интенсивности работы скважин. На данный момент уже отмечается, что при правильно подобранных объемах и длительностях отбора жидкости из скважины после гидроразрыва пласта возможно выходить на количественные оценки параметров пласта и трещины, также информативность термических исследований можно повысить с помощью увеличения времени закачки жидкости в пласт.

Таким образом, активные технологии, которые включают переход с закачки на отбор, позволяют с высокой точностью оценить параметры трещины и пласта при термических исследованиях.

Самым информативным методом при анализе теплового поля в ГС с МГРП является непрерывный

и длительный мониторинг состояния температуры через применение распределенных стационарных оптоволоконных датчиков.

С помощью анализа данных мониторинга становится возможно оценить количество активных трещин и выявить профиль притока или приемистости через трещины МГРП при длительной эксплуатации.

Особое внимание авторы уделили анализу промысловых данных, полученных на низкопроницаемом объекте с околокритическим флюидом. Диагностика отдельного газового пропластка в скважине с высоким газовым фактором позволила скорректировать дальнейший план разработки месторождения.

На данный момент авторы занимаются проработкой проблематики диагностики трещин гидроразрыва в условиях ГС с МГРП.

Список источников

1. Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Мартынов В. Г. Долговременный мониторинг промысловых параметров как направление современных ГДИС // Инженерная практика. 2012. № 9. С. 4–8.
2. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
3. Батретдинов Ю. А., Валиуллин М. С. Геофизические исследования горизонтальных скважин, оборудованных компонентами МГРП с применением систем байпасирования УЭЦН // Инженерная практика. 2015. № 2. С. 7–12.
4. Буянов А. В. Количественное определение профиля поглощения в горизонтальных скважинах, вскрывающих низкопродуктивные неоднородные пласты, по результатам нестационарной термометрии // ПРОНефть. 2016. № 2. С. 12–19.
5. Гришина Е. И., Кременецкий М. И., Буянов А. В. Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5 (617). С. 38–43. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5\(617\)-38-43](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5(617)-38-43).
6. Гришина Е. И., Кременецкий М. И., Морозовский Н. А. Обоснование и прогноз продуктивности горизонтальных скважин с МГРП на основе комплексных гидродинамических и геофизических исследований // Инженерная практика. 2016. № 7. С. 72–81.
7. Давлетбаев А. Я., Нуриев А. Х., Махота Н. А. и др. Способ исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах. Патент РФ № 2734 202, МПК E21B 47/00, публикация 2020.10.13.
8. Вячистая А. А., Кокурина В. В., Кременецкий М. И., Гришина Е. И., Морозовский Н. А. Диагностика сложных трещин в коллекторах низкой проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин // Каротажник. 2017. № 273. С. 39–61.
9. Донг В. Х., Сергеев В. Л. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдоразрывного потока // Известия Томского политехнического университета. 2017. Т. 328. № 10. С. 67–73.
10. Никонорова А. Н., Наумов А. С., Ерастова В. А. Выявление непроизводительной закачки на основе концептуального анализа мониторинга теплового поля в нагнетательных скважинах // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2022. Т. 1. С. 309–315.
11. Мартынов В. Г., Ипатов А. И., Кременецкий М. И. и др. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 4–8.
12. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Ридель А. А., Мусалеев Х. З. и др. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований // ПРОНефть. 2021. № 6(4). С. 92–105. <https://doi.org/10.51890/7587-7399-2021-6-4-92-105>.

References

1. Ipatov A. I., Kremenetskiy M. I., Martynov V. G. Long-term monitoring of field parameters as a direction of modern field development management // *Engineering Practice*. 2012. No. 9. P. 4–8. (In Russ.).
2. Kremenetskiy M. I., Ipatov A. I. Application of field-geophysical monitoring for optimization of oil and gas field development. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2020. 756 p. (In Russ.).
3. Batretdinov Yu. A., Valiullin M. S. Geophysical studies of horizontal wells equipped with multi-stage hydraulic fracturing systems using ESP bypass systems // *Engineering Practice*. 2015. No. 2. P. 7–12. (In Russ.).
4. Buyanov A. V. Quantitative determination of absorption profile in horizontal wells penetrating low-productivity heterogeneous reservoirs based on non-stationary thermometry data // *PROOil*. 2016. No. 2. P. 12–19. (In Russ.).
5. Grishina E. I., Kremenetskiy M. I., Buyanov A. V. Forecasting production from heterogeneous reservoirs in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on comprehensive geophysical and hydrodynamic studies // *Oil Industry Engineering*. 2020. No. 5 (617). P. 38–43. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5\(617\)-38-43](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5(617)-38-43).
6. Grishina E. I., Kremenetskiy M. I., Morozovskiy N. A. Justification and productivity forecast of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on comprehensive hydrodynamic and geophysical studies // *Engineering Practice*. 2016. No. 7. P. 72–81. (In Russ.).
7. Davletbaev A. Ya., Nuriev A. Kh., Makhota N. A., et al. Method of studying horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs. Russian Patent No. 2734202, IPC E21B 47/00, publication date 2020.10.13. (In Russ.).
8. Vyachistaya A. A., Kokurina V. V., Kremenetskiy M. I., Grishina E. I., Morozovskiy N. A. Diagnostics of complex fractures in low-permeability reservoirs based on hydrodynamic research of wells // *Karotazhnik*. 2017. No. 273. P. 39–61. (In Russ.).
9. Dong V. Kh., Sergeev V. L. Adaptive interpretation of hydrodynamic studies of horizontal wells with identification of pseudo-radial flow // *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*. 2017. Vol. 328. No. 10. P. 67–73. (In Russ.).
10. Nikonorova A. N., Naumov A. S., EraStova V. A. Detection of non-productive injection based on conceptual analysis of thermal field monitoring in injection wells // *Problems of Development of Oil and Gas Fields*. 2022. Vol. 1. P. 309–315. (In Russ.).
11. Martynov V. G., Ipatov A. I., Kremenetskiy M. I., et al. Development of geophysical and hydrodynamic monitoring in the transition to the development of objects with hard-to-recover oil reserves // *Oil Industry*. 2014. No. 3. P. 4–8. (In Russ.).
12. Kremenetskiy M. I., Ipatov A. I., Ridel A. A., Musaleev Kh. Z., et al. Reducing the probability of non-productive injection through unstable fractures in injection wells using comprehensive hydrodynamic and field-geophysical studies // *PROOil*. 2021. No. 6(4). P. 92–105. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/7587-7399-2021-6-4-92-105>.

Информация об авторах

Анастасия Николаевна Никонорова,
главный специалист
Виктория Андреевна Ерастова,
аспирант

Information about the authors

Anastasia N. Nikonorova,
chief specialist
Victoria A. Erastova,
postgraduate student

Статья поступила в редакцию 07.11.2023; одобрена после рецензирования 08.11.2023; принята к публикации 08.12.2023.

The article was submitted 07.11.2023; approved after reviewing 08.11.2023; accepted for publication 08.12.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 24–35

Научная статья
УДК 532.529.5:532.542:532.575.2
EDN XLMVZN

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА СТРУКТУРУ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА МЕТОДАМИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Рустам Бауржанович Аубакиров¹, Владимир Евгеньевич Вершинин²,
Даулет Семеевич Женыспаев³

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

^{2,3}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

¹stud0000211310@study.utmn.ru

²VE_Vershinin2@tnnc.rosneft.ru

³dszhenyspaev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Задача определения расхода фаз и состава потока в условиях малого содержания жидкости в газе встречается при учете продукции газоконденсатных скважин, контроле уноса капельной влаги после сепарации. Одним из методов измерения расхода и состава фаз является метод отбора части потока с последующей сепарацией. Достоинством такого подхода является прямой метод измерения при малых размерах установки. Существенными факторами, влияющими на точность метода, выступают условия изокINETичности и представительности состава отбираемой пробы. Сужающие устройства различных типов позволяют создавать необходимые рабочие условия по давлению и температуре, но способны влиять на распределение фаз в потоке, что влияет на точность метода измерения. В работе методами численного моделирования исследовано влияние сужающих устройств различного размера

на структуру двухфазного газожидкостного потока в зависимости от его скорости. Исследуемый газожидкостный поток представлял собой смесь метана и жидкого конденсата с незначительным содержанием жидкости в потоке. В качестве сужающего устройства использовался штуцер, установленный между двумя участками трубопровода равного диаметра. Численное моделирование проводилось с помощью пакета TwoPhaseEulerFoam открытой платформы для численного моделирования задач сплошных сред OpenFOAM. Приведены результаты моделирования в виде рисунков и графиков распределения скоростей газовой и жидкой фаз, газосодержания в продольном и поперечном сечениях. Проведен анализ неоднородности потока и условий формирования устойчивого жидкостного ядра в его центральной части после прохождения сужающего устройства.

Ключевые слова: изокINETичность, многофазные расходомеры, метод отбора части потока, численное моделирование, OpenFOAM, сужающее устройство, двухфазный поток

Для цитирования: Аубакиров Р. Б., Вершинин В. Е., Женыспаев Д. С. Оценка влияния сужающих устройств на структуру газожидкостного потока методами численного моделирования // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 24–35. EDN XLMVZN.

© Аубакиров Р. Б., Вершинин В. Е., Женыспаев Д. С., 2023

© Aubakirov R. B., Vershinin V. E., Zhenyspaev D. S., 2023

Original article

UDC 532.529.5:532.542:532.575.2

EDN XLMVZN

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF THE NARROWING DEVICE ON THE STRUCTURAL DISTRIBUTION OF THE GAS-LIQUID FLOW

**Rustam B. Aubakirov¹, Vladimir E. Vershinin²,
Daulet S. Zhenyspaev³**

¹Tyumen State University, Tyumen, Russia

^{2,3}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia

¹stud0000211310@study.utmn.ru

²VE_Vershinin2@tnnc.rosneft.ru

³dszhenyspaev@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The problem of measuring the flow rates of phases and flow compositions under conditions of low liquid content in gas is encountered when measuring the gas condensate well streams and monitoring the post-separation moisture entrainment. One of the methods for measuring the flow rates and phase compositions is draining part of the flow followed by separation. The advantage of this approach is the direct measurement and small unit size. Significant factors influencing the measurement accuracy are the conditions of isokineticity and representativeness of the sample composition. Orifice devices of various types make it possible to create the required operating conditions in terms of pressure and temperature, but can influence the distribution of phases in the flow, which affects the measurement accuracy. In this study, numerical modeling methods were used to

investigate the influence of orifice devices of various sizes on the structure of a two-phase gas-liquid flow as a function of flow velocity. The gas-liquid flow under study was a mixture of methane and liquid condensate with an insignificant liquid content. A choke installed between two sections of a pipeline of equal diameter was used as an orifice device. Numerical modeling was carried out using the TwoPhaseEulerFoam package at the OpenFOAM open platform for numerical modeling of continuous medium problems. The simulation results are presented in the form of figures and curves of the gas and liquid phase velocity distributions, as well as gas content in the longitudinal and cross sections. Possible flow inhomogeneities and conditions for the formation of a stable liquid core in its central part after passing through an orifice device were analyzed.

Keywords: isokinetic, multiphase flow meters, method of sampling part of the flow, numerical modeling, OpenFOAM, narrowing device, two-phase flow

For citation: Aubakirov R. B., Vershinin V. E., Zhenyspaev D. S. Investigation of the effect of the narrowing device on the structural distribution of the gas-liquid flow. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):24-35. (In Russ.). EDN XLMVZN.

Введение

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года целью энергетической политики РФ является максимально эффективное использование энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и со-

действия укреплению ее внешнеэкономических позиций [1].

Таким образом, совершенствование методов измерений количества углеводородного сырья имеет важное значение. Точный учет при добыче, подготовке, транспортировке, хранении и переработке углеводородного сырья весьма актуален в связи с тем, что за-

трагивает экономические интересы государства и добывающих, транспортирующих и перерабатывающих компаний.

В настоящее время в газовой промышленности отсутствует системный подход и единые требования к замеру расхода двухфазного газоконденсатного потока и механических примесей из технологического оборудования. Унос жидкости из сепараторов и абсорберов определяется часто различными методами отбора проб газа (зондами разной конструкции по сечению либо со стенки трубы), которые при сопоставлении показывают различные результаты. Для решения задачи повышения точности измерений и разработки оптимальных методик измерения необходимо иметь точную и достоверную информацию о влиянии различных конструктивных элементов на структуру двухфазного потока.

Сепарационные методы измерения параметров многофазных потоков с отбором части потока

Получаемая из добывающих скважин продукция представляет собой, как правило, многофазную смесь воды, газа, нефти и механических примесей, и это требует особых методов для определения компонентного состава и расхода смеси. Наиболее точным является сепарационный метод. При этом производится разделение (сепарация) фаз в сепарационных емкостях и осуществляется прямой замер количества получаемых однофазных потоков. Процесс отделения каждой фазы может быть продолжителен по времени и требует применения массивного дорогостоящего оборудования с низкими мобильными характеристиками. Кроме того, значительность расхода фаз может сделать невозможным применение данного метода. Альтернативным подходом к реализации сепарационного метода измерения расхода фаз, не требующим использования громоздкого оборудования, является метод, основанный на отборе части потока с помощью пробоотборного устройства (ПУ) [2]. При этом необходимо решить задачу сохранения массовых расходов и состава фаз в отбираемой пробе. Обязательным уже при однофазном случае является требование «изокинетичности» отбираемого потока [3]. Изокинетичность предполагает соблюдение равенства скоростей движения потока в трубопроводе и на входе в пробо-

отборное устройство и достигается путем регулирования давления в основной и пробоотборной линии или подбором соответствующего диаметра последнего. На **рисунке 1** приведены примеры схем отбора потоков, для которых нарушено (рисунок 1а, б) и выполнено (рисунок 1в) условие изокинетичности.

При отборе многофазного потока дополнительным необходимым условием выступает одинаковость массового содержания и расхода фаз в исходном и отбираемом потоках (представительность пробы). Это условие можно считать выполненным при максимальной однородности распределения фаз в потоке и одинаковости скоростей движения фаз. Вместе с тем хорошо известно, что оба условия при движении многофазного потока нарушаются [4]. Во-первых, в силу несовпадения плотностей фаз может происходить гравитационная сепарация, сопровождающаяся смещением более плотной фазы в нижнюю часть трубопровода или емкости в горизонтальном течении и отставанием (опережением) плотной фазы при вертикальном течении вверх (вниз). Во-вторых, фаза с большей плотностью более инерционна и в области искривления траектории будет наблюдаться смещение плотной фазы в поперечном сечении в направлении от центра кривизны траектории. В-третьих, некоторая часть жидкой фазы движется по стенкам трубопровода в виде пленки и не может быть уловлена пробоотборным устройством, расположенным в средней части потока. В-четвертых, различие в силах трения фаз со стенками трубопровода ведет к различию скоростей движения фаз. В силу всех вышеперечисленных факторов использование этого метода предъявляет повышенные требования к оборудованию, условиям проведения отбора проб и фазовому составу смеси. Наиболее естественным смотрится использование данного метода при анализе расходов смеси с малым содержанием жидкой фазы. При соблюдении скоростных диапазонов поток будет находиться в дисперсно-кольцевом режиме с максимально однородным распределением фаз [4]. Малость размеров капель жидкости при этом способствует быстрому выравниванию скоростей, и большинство перечисленных выше факторов, приводящих к неоднородности потока, становятся несущественными. Подобные условия, как правило, справедливы для добываемой продукции скважин газоконденсатных месторождений или для технологических

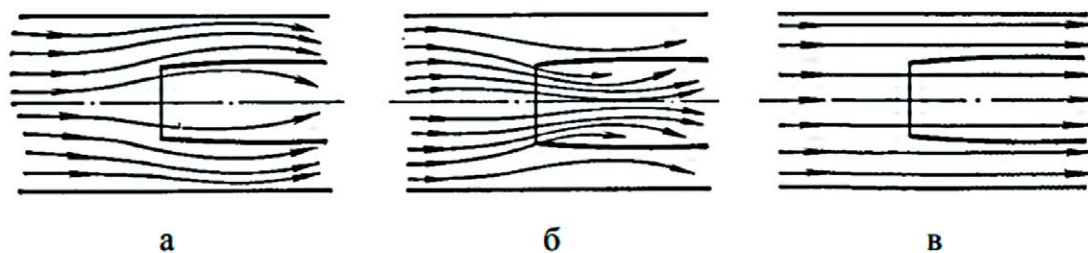


Рисунок 1 – Распределение потоков вблизи ПУ: а) скорость в ПУ меньше скорости основного потока; б) скорость в ПУ больше скорости основного потока; в) скорость в ПУ равна скорости основного потока [3]

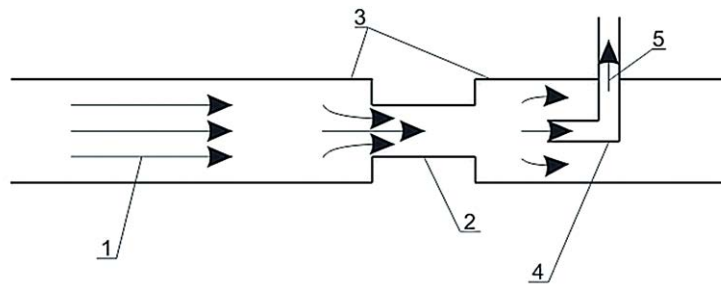


Рисунок 2 – Упрощенная схема отбора проб: 1 – направление исходного потока; 2 – сужающее устройство; 3 – основная труба; 4 – пробоотборная трубка, 5 – отобранный поток

потоков газа после сепарации от жидкости. В первом случае важен учет расхода и состава фаз добываемой продукции. Во втором случае прибор учета фиксирует величину уноса капельной жидкости в целях контроля параметров технологических процессов.

Соблюдение условий изокINETИЧНОСТИ отбора проб, как правило, достигается установкой в линии дополнительных устройств, влияющих на перепады давлений в основной и замерной линиях. Дополнительным ограничением при проведении замеров расхода измерительными установками методом отбора части потока является необходимость поддержания диапазона рабочих давлений в пробоотборной линии и сепарационных емкостях. Для создания требуемых рабочих условий в приемном трубопроводе перед пробоотборным устройством может быть установлено сужающее устройство (далее – СУ) (рисунок 2).

Наличие сужающего устройства неизбежно приводит к искривлению линий тока в потоке и способно нарушить однородность потока, что потенциально может сделать отбираемую пробу непредставительной по составу фаз. Таким образом, при конструировании пробоотборных устройств и соответствующих им измерительных установок важно учитывать возможные нарушения условий изокINETИЧНОСТИ и однородности распределения фаз. Одним из методов предварительной оценки характеристик многофазного потока является численное моделирование. Неоспоримым преимуществом такого подхода является быстрота получения результатов, вариативность размеров исследуемых объектов. Точность предварительно получаемых результатов обеспечивается использованием физически корректных математических моделей течения. Использование методов вычислительной гидродинамики при оценке характеристик различного рода устройств становится стандартным методом в практике инженерного конструирования [5, 6, 7].

Численное моделирование

Для изучения влияния сужающего устройства на структуру потока (вид профилей скорости и однородность распределения фаз в потоке) была построена численная модель движущегося потока в проточной части измерительной установки перед входом в ПУ. Исходным объектом моделирования был двух-

фазный газожидкостный поток с физическими свойствами, характерными для продукции газоконденсатных скважин. Метан брался в качестве доминирующей газовой фазы, а конденсат – в качестве жидкой. Фазовые переходы, вызываемые изменением температуры в потоке, не учитывались в предположении их незначительности. Были рассмотрены случаи движения потока через сужающее устройство при различных скоростях. Длина сужающего устройства варьировалась. В ходе исследования оценивалось пространственное распределение скоростей фаз и их насыщенных в различных сечениях.

Математическая модель многофазного течения

Для моделирования движения смеси (газ + жидкость) был использован Эйлеров подход, при котором фазы представляют собой непрерывные взаимопроникающие субстанции [8, 9]. Расчеты проводились с помощью нестационарного двухфазного «решателя» TwoPhaseEulerFoam открытой платформы для численного моделирования задач сплошных сред OpenFOAM [10, 11, 12].

Уравнения неразрывности и переноса для объемной доли каждой фазы имеют вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial \alpha_k}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_k \vec{U}_k \vec{U}_k) + \nabla \cdot (\alpha_k \tau_k^{eff}) = -\frac{\alpha_k}{\rho_k} \nabla p + \alpha_k \vec{g} + \frac{\vec{M}_k}{\rho_k}, \\ \frac{\partial \alpha_k}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_k \vec{U}_k) = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где τ_k^{eff} – сумма тензора вязких напряжений и тензора Рейнольдса в приближении Буссинеска;

k – фаза (жидкость или газ);

α_k – объемная доля фазы k ;

\vec{U}_k – скорость фазы k ;

$\vec{M}_k = \vec{F}_{lift} + \vec{F}_{drag} + \vec{F}_{vm} + \vec{F}_{turb}$ – силы взаимодействия между фазами системы.

Для описания сил межфазного взаимодействия использовались модели:

1. \vec{F}_{drag} – сила трения, которая действует на каждую частицу жидкости со стороны несущей газовой фазы. Вычисляется в работе по корреляции Schiller – Naumann [13]:

$$\vec{F}_{\text{drag}} = -\frac{3}{4} C_d \cdot \frac{\rho_{\text{ж}}}{d_{\text{ж}}} |\vec{U}_{\text{жг}}| \vec{U}_{\text{жг}}, \quad (2)$$

$$C_d = \frac{24(1 + 0.15\text{Re}^{0.687})}{\text{Re}}, \quad (3)$$

$$\text{Re} = \frac{d_{\text{ж}}}{\nu_{\text{ж}}} |\vec{U}_{\text{жг}}|, \quad (4)$$

где $\vec{U}_{\text{жг}}$ – скорость движения частиц жидкости относительно скорости частиц газа, $d_{\text{ж}}$ – диаметр частиц жидкости, $\nu_{\text{ж}}$ – кинематическая вязкость жидкой фазы, Re – критерий подобия Рейнольдса.

2. \vec{F}_{lft} – подъемная сила, связанная с неоднородностью набегающего на частицы жидкости потока газа, направленная перпендикулярно силе трения:

$$\vec{F}_{\text{lft}} = C_l \cdot \alpha_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot [\vec{U}_{\text{жг}} \times [\vec{\nabla} \times \vec{U}_{\text{г}}]], \quad (5)$$

где для вычисления коэффициента C_l используется корреляционная зависимость Tomiyama [13].

3. \vec{F}_{vm} – сила, появляющаяся при движениях частиц диспергированной фазы, которая приводит в движение окружающую ее фазу:

$$\vec{F}_{\text{vm}} = 0.5 \cdot \alpha_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \left(\frac{\partial_{\text{г}} \vec{U}_{\text{г}}}{\partial t} - \frac{\partial_{\text{г}} \vec{U}_{\text{ж}}}{\partial t} \right), \quad (6)$$

$$\frac{\partial_k}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \vec{U}_k \cdot \vec{\Delta}. \quad (7)$$

4. \vec{F}_{turb} – турбулентная сила, связанная с воздействием флуктуаций.

Турбулентность описывалась с помощью k-ε модели [8, 9]. Уравнения движения имеют вид, в котором учтено влияние флуктуации средней скорости (турбулентная кинетическая энергия) и процесса уменьшения флуктуации за счет вязкости (диссипация).

При нахождении численного решения применялся консервативный подход с использованием алгоритмов MULES для поддержки монотонности при решениях уравнений переноса диспергированной фазы и алгоритмов PIMPLE, которые обеспечивают совместимость при решении систем уравнений для скорости и давления [9, 10].

Геометрические характеристики области моделирования

Область моделирования представляет собой участок круглой трубы с сужением в средней части. Расчетную область в работе можно разделить на следующие участки: до сужения, после сужения, область сужения. В работе были исследованы три случая, различающиеся длиной области сужения (рисунок 3).

Область моделирования имела следующие границы: вход модели, боковая поверхность, выход модели. Расположение границ представлено на рисунке 3. Длина области после сужения увеличена для уменьшения влияния выходной границы (рисунок 3, граница 3) на динамику потока.

Линейные размеры моделей, использованных при расчетах, указаны в таблице 1.

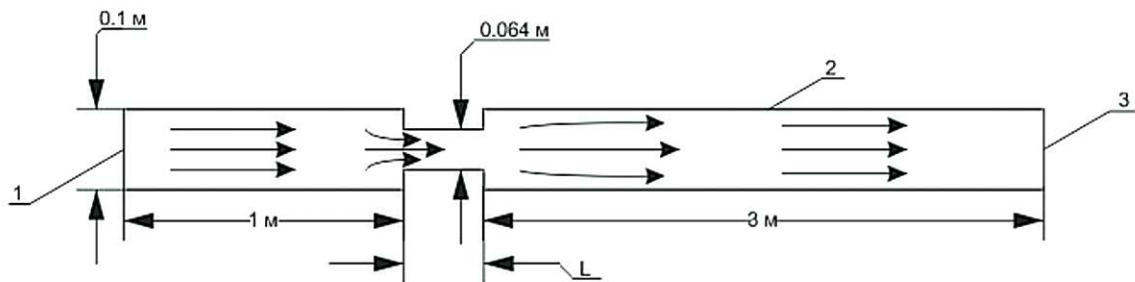


Рисунок 3 – Расчетная область используемых моделей в работе: L – длина сужающей области; границы: 1 – вход модели, 2 – боковая поверхность модели, 3 – выход модели

Таблица 1 – Параметры используемых моделей

Название части объекта	Первая модель	Вторая модель	Третья модель
Длина участка до сужения, м	1	1	1
Длина участка после сужения, м	3	3	3
Длина сужающего участка, м	0,5	0,25	0,125
Диаметр участка до/после сужения, м	0,1	0,1	0,1
Диаметр сужающего участка, м	0,064	0,064	0,064

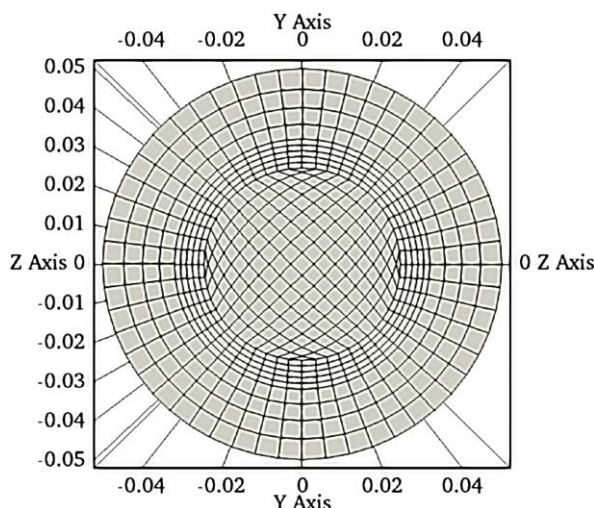


Рисунок 4 – Поперечное сечение первой исследуемой модели

На **рисунке 4** представлен вид поперечного сечения расчетной области для первой исследуемой модели. Расчетная область состоит в основном из гексаэдров. Их количество варьируется от 90 тысяч до 102 тысяч ячеек для различных моделей. В пристеночных областях проводилось измельчение сетки.

Граничные условия

На вход модели подавалась смесь газа и жидкости с постоянным значением объемного содержания диспергированной фазы (жидкости) для создания однородного потока. Скорость смеси фиксирована. На выходе модели использовалось условие свободного протекания [14]: нулевое значение нормальной производной скорости и постоянное значение давления. На боковой поверхности задавались условия непротекания по давлению и условия прилипания для скорости. Входящий в модель поток имеет постоянную температуру на входе. Исследование проводилось при трех скоростях потока. Все задействованные граничные условия при расчетах приведены в **таблице 2**.

Результаты расчетов

Для каждой из трех моделей, характеристики которых представлены в таблице 1, было проведено по три динамических расчета: при скоростях 1, 5, 8 м/с. В результате каждого расчета определялись поля давления, скоростей фаз и пространственное распределение их объемного содержания. Наибольший интерес представляет участок после сужения, в месте предполагаемой установки пробоотборного устройства. Результаты моделирования представлены на **рисунке 5** (приводится распределение скорости газа – U_{air}).

Таблица 2 – Граничные условия

Параметр	Граница		
	Входное сечение	Выходное сечение	Боковая поверхность
U – скорость потока, м/с	$U = 1; 5; 8$	$\frac{\partial \vec{U}}{\partial \vec{n}} = 0$	$U = 0$ м/с
P – давление, МПа	$\frac{\partial P}{\partial \vec{n}} = 0$	$P = 0,1$	$\frac{\partial p}{\partial \vec{n}} = 0$
α_r – объемное содержание газа, д. ед.	$\alpha_r = 0,95$	$\frac{\partial \alpha_r}{\partial \vec{n}} = 0$	$\frac{\partial \alpha_r}{\partial \vec{n}} = 0$
T – температура, К	$T = 300$	$\frac{\partial T}{\partial \vec{n}} = 0$	$\frac{\partial T}{\partial \vec{n}} = 0$

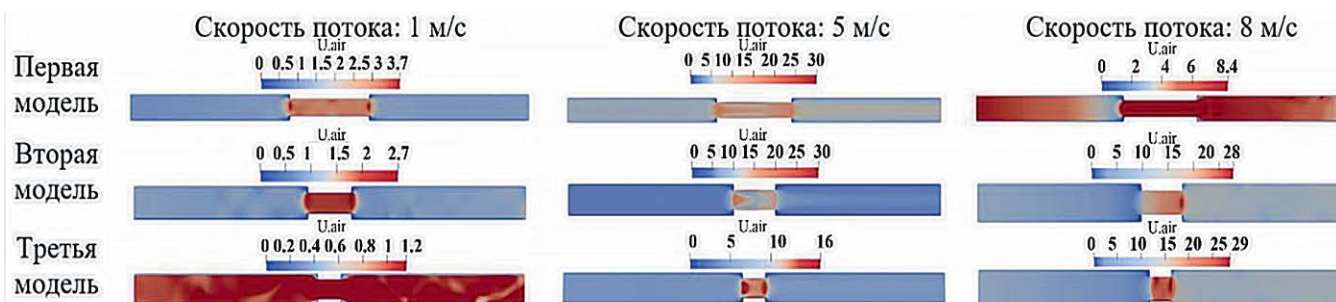


Рисунок 5 – Результаты моделирования. Мгновенное распределение скоростей газа (U_{air}) в продольном осевом сечении потока

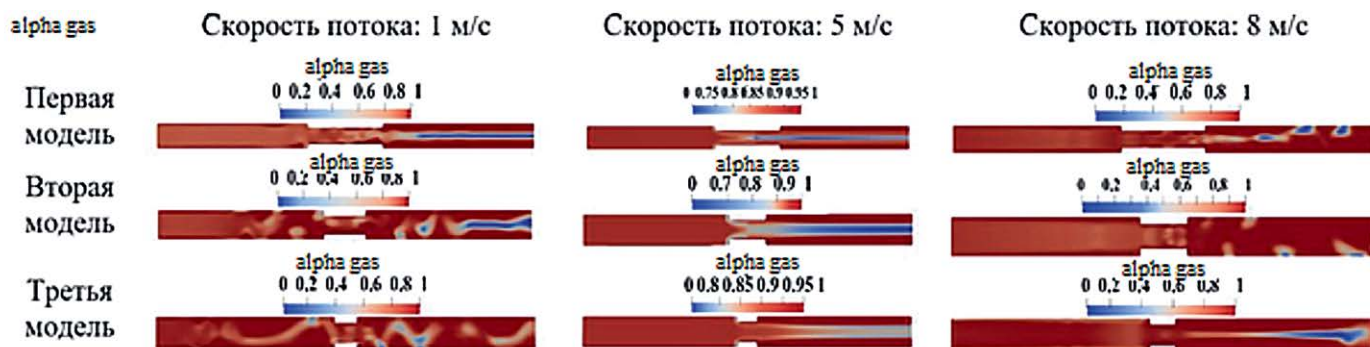


Рисунок 6 – Результаты моделирования. Мгновенное распределение газосодержания (α gas) в продольном осевом сечении

Как следует из **рисунка 6**, во всех случаях после выхода из области сужения распределение жидкости в потоке неоднородно. Однако характер неоднородности различен. При скорости 5 м/с во всем диапазоне исследованных длин области сужения наблюдается образование устойчивой струи газа с повышенным содержанием жидкости в центральной части потока независимо от длины области сужения. Струя начинает формироваться уже внутри СУ. При скорости 1 м/с струя возникла только при большой длине СУ. Укорачивание СУ приводит к появлению пульсаций в распределении фаз.

На **рисунке 7** представлено распределение объемного содержания газа вдоль центральной оси, позволяющее оценить стабильность центральной струи.

Как следует из **рисунка 7**, при скорости 5 м/с содержание газа вдоль оси незначительно или плавно меняется после выхода из СУ как в первой, так и во второй модели. Это соответствует образованию

устойчивого центрального влагонасыщенного ядра при скорости 5 м/с. В остальных случаях (при скорости 1 и 8 м/с) наблюдаются осцилляции содержания газа и выход его на значения 0 или 1 д. ед. В первом случае отсутствует жидкость, во втором – газ.

Для выявления характера пульсаций были построены графики профилей скоростей газа и газосодержания в различных сечениях: продольном осевом и семи поперечных, расположенных во всех частях области течения. Схема расположения и порядок нумерации поперечных сечений приведены на **рисунке 8** (см. с.31).

Положения поперечных сечений выбирались следующим образом: 1 – середина входного участка до входа в штуцер; 2 – на входе в СУ; 3 – в середине СУ; 4 – на выходе из СУ; 5, 6, 7 – после штуцера на расстояниях, равных 0,5D, 1D, 5D соответственно, где D – диаметр трубопровода. Графики скорости и газосодержания показаны на **рисунках 9–11** (см. с. 31–33).

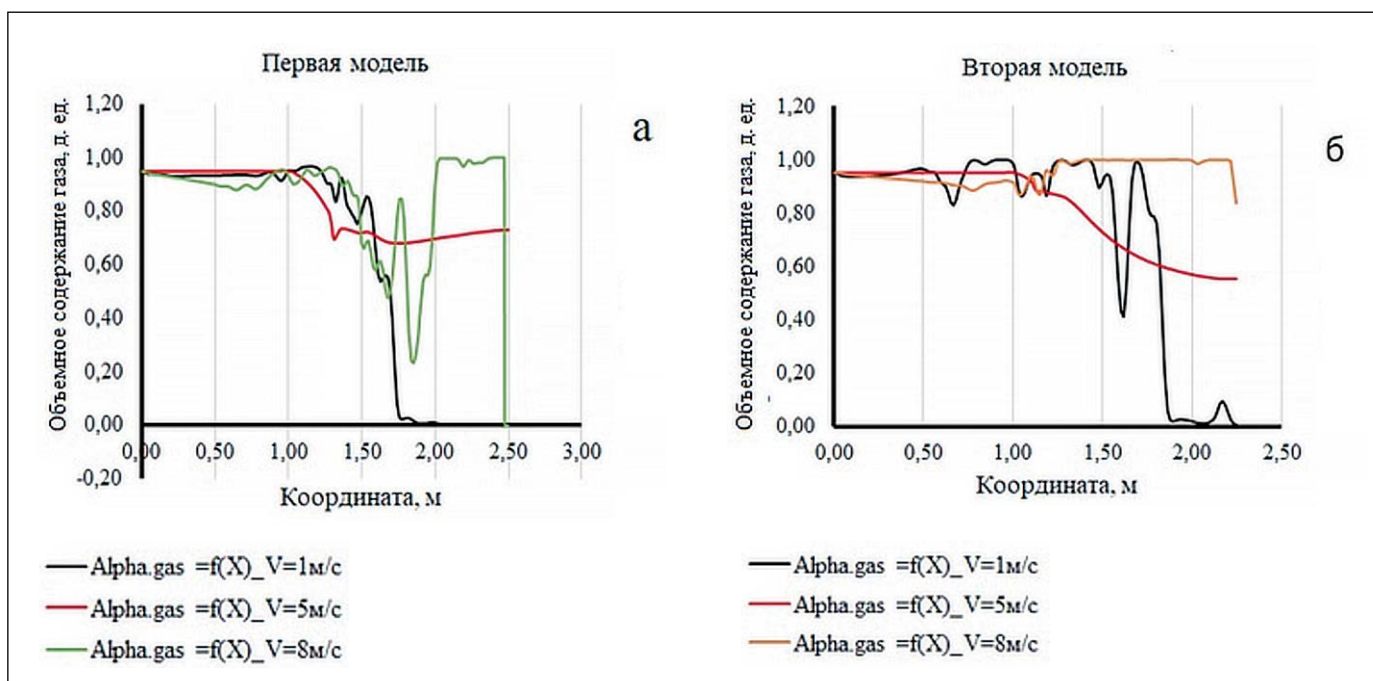


Рисунок 7 – Распределение объемного содержания газа в осевых сечениях для первой (а) и второй (б) моделей

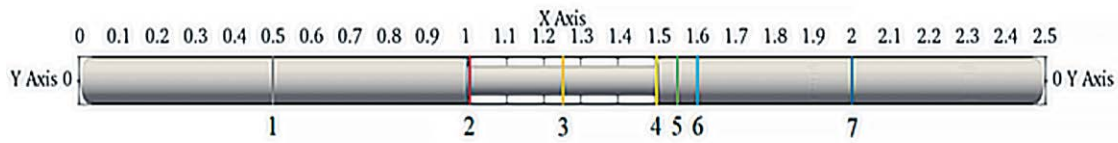


Рисунок 8 – Расположение поперечных сечений 1–7

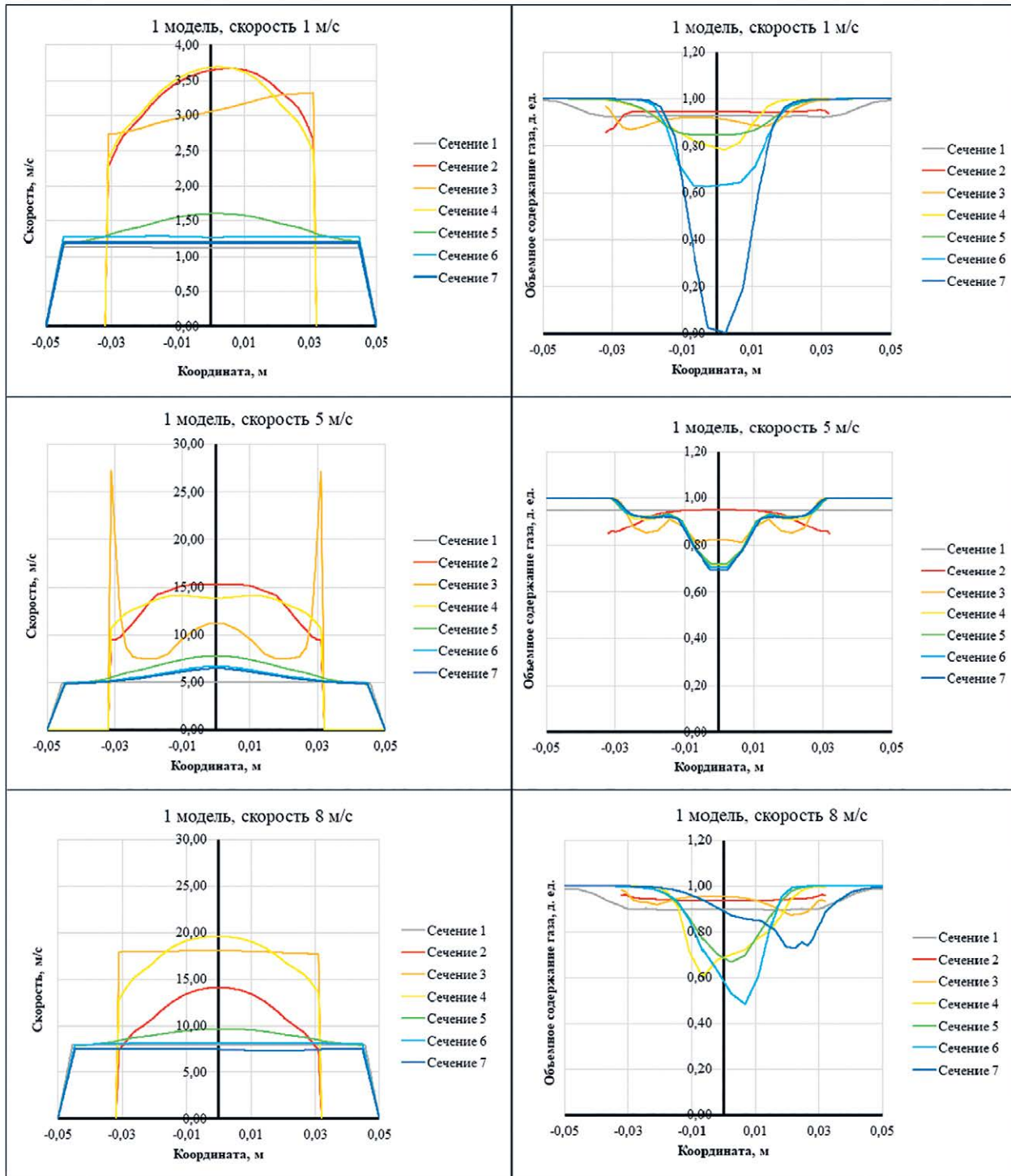


Рисунок 9 – Распределение скорости и объемного содержания газа в поперечных сечениях для первой модели

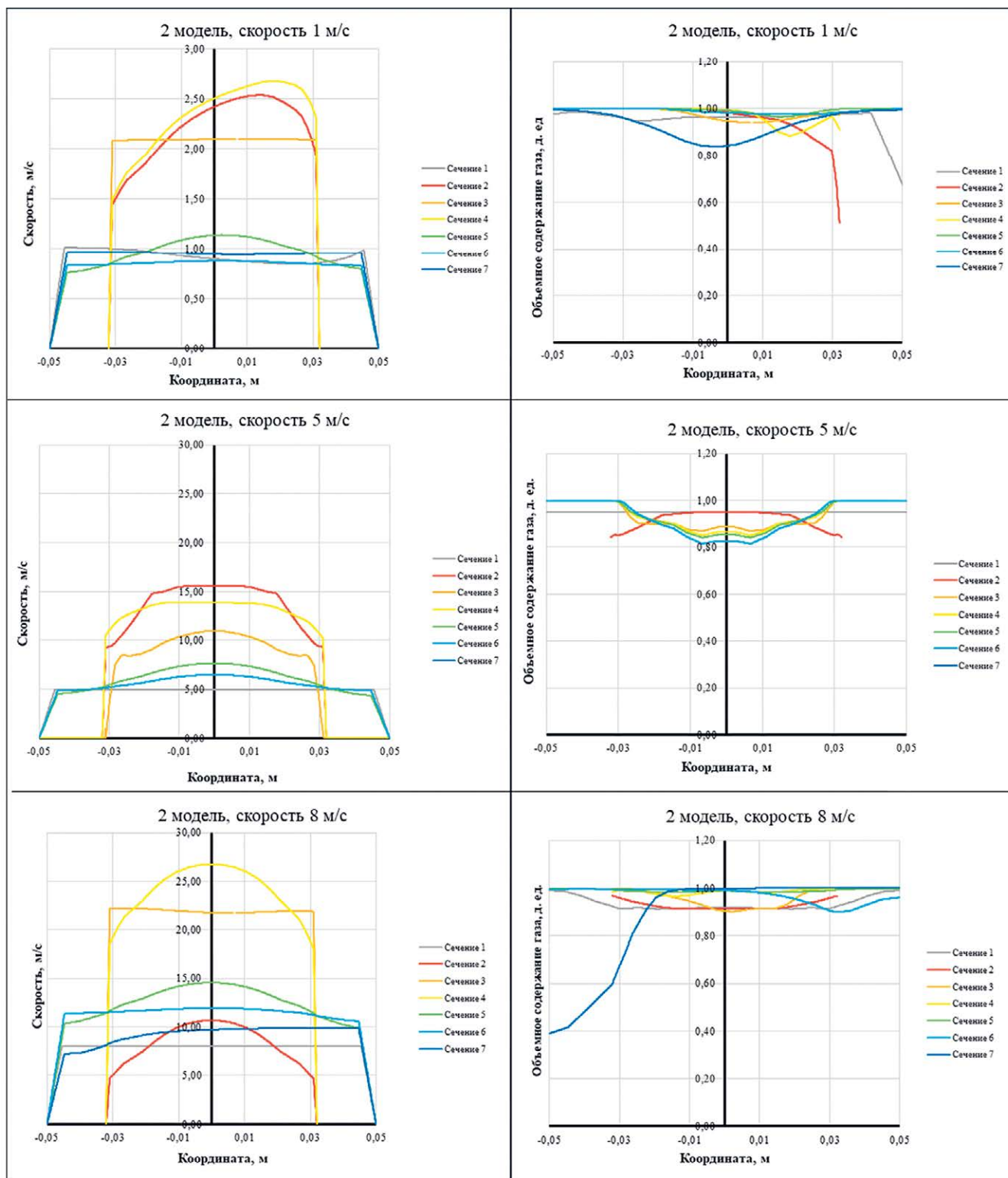


Рисунок 10 – Распределение скорости и объемного содержания газа в поперечных сечениях для второй модели

Как следует из рисунков 9–11, эпюры скорости жидкости при начальной скорости потока 1 и 8 м/с обладают свойством равномерности после выхода из области сужения для всех случаев длины области сужения. В сечениях 5, 6, 7 скорости имеют примерно

постоянное значение в поперечном сечении трубы, снижаясь до нуля вблизи стенок. Существенное отклонение от равномерности наблюдается только в сечениях 2, 3, 4, расположенных в переходных областях смены диаметра прохода. Поток восстанавливается

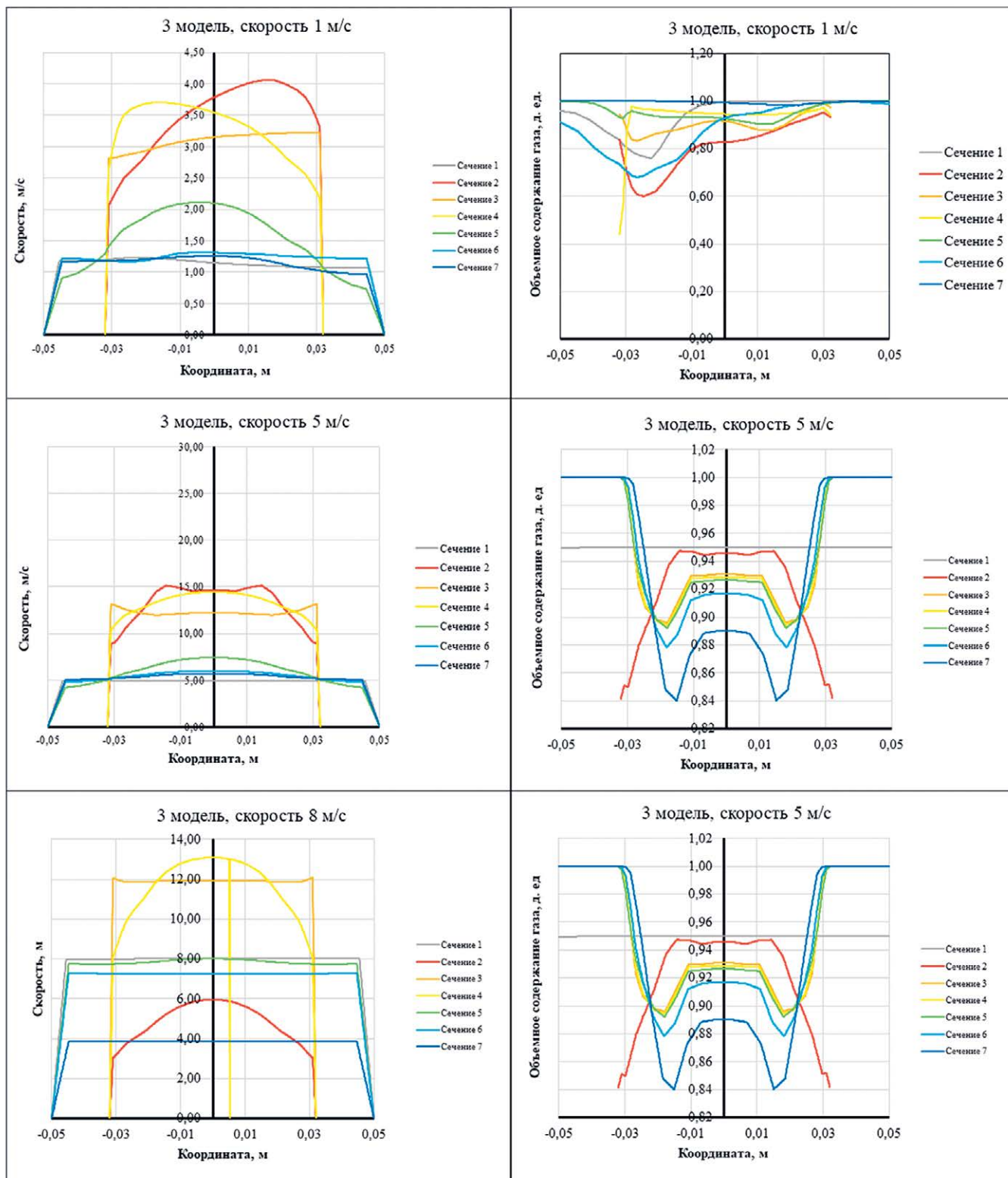


Рисунок 11 – Распределение скорости и объемного содержания газа в поперечных сечениях для третьей модели

ливает равномерность распределения скорости в поперечном сечении потока на расстоянии $1D$ (сечение 6) после выхода из области сужения. Это позволяет сделать вывод о том, что области сужения при малых (1 м/с) и больших (8 м/с) скоростях искажают попе-

речное распределение скоростей потока на расстояниях, не превышающих $1D$. При скорости 5 м/с наблюдается принципиально иной характер распределения более высокую скорость на расстоянии как $1D$, так

и 5D. Выравнивания скорости в поперечном сечении в области расстояний после сужения практически не происходит. Именно в этом случае наблюдается возникновение влагонасыщенного устойчивого ядра. Характерно, что при малых и больших скоростях потока быстрое выравнивание профиля скорости несущей газовой фазы в поперечном сечении не приводит к выравниванию профиля газо- и влагонасыщенности. Возмущения скорости жидкой фазы, возникшие внутри области сужения, не исчезают, а развиваются, приводя к увеличению неравномерности.

Результаты численного моделирования позволяют сделать ряд выводов о влиянии СУ на характер распределения фаз и их скоростей.

1. Распределение скоростей газа в потоке после прохождения СУ зависит от величины начальной скорости и длины СУ.

2. Существуют диапазоны скоростей (в области как малых, так и больших значений), при которых скорость несущей газовой фазы достаточно быстро восстанавливается после прохождения СУ и становится равномерной по поперечному сечению потока. Область восстановления при этом не превышает 1D.

3. Существуют диапазоны скоростей, при которых скорость несущей газовой фазы не восстанавливается до равномерного значения после прохождения СУ. При этом в центральной части потока формируется область более высокой скорости газа, имеющая стабильные размеры.

4. Во всем диапазоне скоростей СУ делает распределение газо- и влагонасыщенностей неравномерным. В ряде случаев это распределение дина-

мически нестабильно. Стабильное по своей форме влагонасыщенное ядро в центральной части потока возникает в случае формирования высокоскоростного ядра.

Заключение

Результаты проведенного численного моделирования указывают на то, что использование сужающих устройств на стадии подготовки двухфазного потока к процессу измерения существенно влияет на пространственные распределения скоростей фаз и насыщенностей, делая их неоднородными. В диапазоне малых и средних входных скоростей будет наблюдаться быстрое восстановление профиля скорости несущей газовой фазы (после выхода из СУ) к однородному (постоянному) виду. Это теоретически позволяет проводить отбор проб из центральной части потока с соблюдением условий изокINETичности без каких-либо поправок на неодинаковость эпюры скорости в поперечном сечении. Однако следует учесть, что при всех рассмотренных режимах нарушается однородность распределения фаз в потоке и скорости жидкой фазы. В таком случае локальный отбор проб из любой области потока будет непредставительным по соотношению фаз. При этом величина отличий от исходного состава в пробе не является постоянной и будет меняться в зависимости от значения входной скорости. Для решения проблемы расхождений в составе основного потока и отбираемой пробы наиболее перспективным видится применение диспергаторов, способных создавать однородные по распределению фаз и скоростей потоки.

Список источников

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Прил. к общественно-деловому журналу «Энергетическая политика». М.: ГУ ИЭС, 2010. 184 с.
2. Бузов А. А., Максимов В. М. Метод измерения расходов фаз газоконденсатной смеси в трубопроводе // Газовая промышленность. 2010. С. 20–21.
3. Ахлямов М. Н., Байгузин Ф. А., Шигапов И. М., Хайруллин Г. М. Методика и устройство измерения уноса капельной жидкости на установках подготовки газа // Газовая промышленность. 2009. № 4. С. 79–81.
4. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
5. Вершинин В. Е., Варавва А. И., Тимербаев А. С. Исследование эффективности отделения жидкости от газа в центробежных сепараторах методами численного моделирования // Наука и бизнес: пути развития. 2014. № 12(42). С. 70–77.
6. Варавва А. И., Вершинин В. Е., Трапезников Д. В. Численное моделирование процесса дегазации газожидкостной смеси в гидроциклоне // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Т. 5. № 3. С. 213–229.
7. Вершинин В. Е., Ганопольский Р. М., Варавва А. И., Поляков В. О. Численное моделирование структур газожидкостного течения // Перспективы науки. 2013. № 11(50). С. 94–101.
8. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. Москва: Энергоатомиздат, 1984.

9. Эглит М. Э. Лекции по основам механики сплошных сред. Москва: Издательство Московского университета, 2008. 318 с.
10. Аветисян А. И., Крапошин М. В., Самоваров О. И., Стрижак С. В. Сборник лекций OpenFoam. URL: <https://docplayer.com/133205210-Lekciya-9-openfoam-chast-3-avtory-avetisyan-a-i-kraposhin-m-v-samovarov-o-i-strizhak-s-v.html>.
11. Mastering twoPhaseEulerFoam One: Fluidized bed. URL: <https://www.cemf.ir/PDFs/OpenFOAM/Fluidizedbed.pdf>.
12. Mastering twoPhaseEulerFoam Three: Bubble Column. URL: <https://www.cemf.ir/PDFs/OpenFOAM/bubbleColumn.pdf>.
13. Christopher J. Greenshields, CFD Direct Ltd. OpenFOAM. The Open Source CFD Toolbox. User Guide. OpenFOAM Foundation Ltd., 2015. 228 p.
14. Open Source CFD, Boundary Conditions. OpenFOAM-4.1, Consulting Next: 2017. 133 p.

References

1. Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda / Pril. k obshchestv.-del. zhurn. "Energeticheskaya politika". М.: GU IES, 2010. 184 s. (In Russ.).
2. Buzov A. A., Maksimov V. M. Metod izmereniya raskhodov faz gazokondensatnoj smesi v truboprovode // Gazovaya promyshlennost'. 2010. S. 20–21. (In Russ.).
3. Ahlyamov M. N., Bajguzin F. A., Shigapov I. M., G.M. Hajrullin Metodika i ustrojstvo izmereniya unosa kapel'noj zhidkosti na ustanovkah podgotovki gaza // Gazovaya promyshlennost'. 2009. № 4. S. 79–81. (In Russ.).
4. Brill D. P., Mukerdzhi H. Mnogofaznyj potok v skvazhinah. Moskva–Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2006. 384 s. (In Russ.).
5. Vershinin V. E., Varavva A. I., Timerbaev A. S. Issledovanie effektivnosti otdeleniya zhidkosti ot gaza v centrobezhnyh separatorah metodami chislennogo modelirovaniya // Nauka i biznes: puti razvitiya. 2014. № 12(42). S. 70–77. (In Russ.).
6. Varavva A. I., Vershinin V. E., Trapeznikov D. V. Chislennoe modelirovanie processa degazacii gazozhidkostnoj smesi v gidrociklone // Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika. 2019. T. 5. № 3. S. 213–229. (In Russ.).
7. Vershinin V. E., Ganopol'skij R. M., Varavva A. I., Polyakov V. O. Chislennoe modelirovanie struktur gazozhidkostnogo techeniya // Perspektivy nauki. 2013. № 11(50). S. 94–101. (In Russ.).
8. Patankar S. Chislennye metody resheniya zadach teploobmena i dinamiki zhidkosti. Moskva: Energoatomizdat, 1984. (In Russ.).
9. Eglit M. E. Lekcii po osnovam mekhaniki sploshnyh sred. Moskva: Izdatel'stvo Moskovskogo universiteta, 2008. 318 s. (In Russ.).
10. Avetisyan A. I., Kraposhin M. V., Samovarov O. I., Strizhak S. V. Sbornik lekciy OpenFoam. URL: <https://docplayer.com/133205210-Lekciya-9-openfoam-chast-3-avtory-avetisyan-a-i-kraposhin-m-v-samovarov-o-i-strizhak-s-v.html>. (In Russ.).
11. Mastering twoPhaseEulerFoam One: Fluidized bed. URL: <https://www.cemf.ir/PDFs/OpenFOAM/Fluidizedbed.pdf>.
12. Mastering twoPhaseEulerFoam Three: Bubble Column. URL: <https://www.cemf.ir/PDFs/OpenFOAM/bubbleColumn.pdf>.
13. Christopher J. Greenshields, CFD Direct Ltd. OpenFOAM. The Open Source CFD Toolbox. User Guide. OpenFOAM Foundation Ltd., 2015. 228 p.
14. Open Source CFD, Boundary Conditions. OpenFOAM-4.1, Consulting Next: 2017. 133 p.

Информация об авторах

Рустам Бауржанович Аубакиров, магистрант
Владимир Евгеньевич Вершинин, главный специалист
Даулет Семеевич Женыспаев, специалист

Information about the authors

Rustam B. Aubakirov, master student
Vladimir E. Vershinin, chief specialist
Daulet S. Zhenyspaev, specialist

Статья поступила в редакцию 23.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
The article was submitted 23.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 36–43

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 622.279.23
EDN SUFORX

ОБОСНОВАНИЕ СТРАТЕГИИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И. В. Воробьев¹, П. Ю. Хорошман², М. И. Чикина³, В. А. Дрейман⁴, Д. В. Савчук⁵

^{1,2,3,4}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

⁵АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Новый Уренгой, Россия

¹ivvorobyev@tnnc.rosneft.ru

²pykhoroshman@tnnc.rosneft.ru

³michikina@tnnc.rosneft.ru

⁴VADreyman@tnnc.rosneft.ru

⁵DV_Savchuk4@rspn.rosneft.ru

Аннотация. Отложения юрского комплекса, характеризующиеся «сложными» запасами и неопределенностью добычных характеристик, являются одними из самых малоизученных отложений в разрезе рассматриваемого участка, их потенциал оценивается более чем в 400 млрд м³ газа. С региональной точки зрения отложения юрского комплекса имеют обширное распространение в Западной Сибири, продуктивность доказана на месторождениях ХМАО, ЯНАО, Тюменской и Томской областей. Проблемой эффективного освоения юры на протяжении нескольких десятилетий занимались известные ученые: Батурич Ю. Е., Бриллиант Л. С., Гутман И. С., Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и многие другие. Именно с неоднознач-

ностью геологических моделей в силу довольно низкой изученности отложений связаны неопределенности при проектировании мероприятий по извлечению углеводородов и прогнозе показателей разработки. Кроме того, переход к освоению «сложных» запасов требует развития технических и технологических решений – это крайне актуальная научно-техническая задача в настоящее время. В статье рассматривается стратегия вовлечения в разработку залежей юрских отложений. Авторами на основе оценки пласта ЮГ₂¹ выполнено обоснование стартового дебита и выбора проектной конструкции скважин, сформирован проектный профиль добычи газа в условиях ограничений инфраструктуры.

Ключевые слова: юрский комплекс, геологическое строение, литологическая изменчивость, добычные характеристики

Для цитирования: Воробьев И. В., Хорошман П. Ю., Чикина М. И., Дрейман В. А., Савчук Д. В. Обоснование стратегии вовлечения в разработку залежей юрских отложений Уренгойского месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 36–43. EDN SUFORX.

© Воробьев И. В., Хорошман П. Ю., Чикина М. И., Дрейман В. А., Савчук Д. В., 2023

© Vorobyev I. V., Khoroshman P. Yu., Chikina M. I., Dreiman V. A., Savchuk D. V., 2023

JUSTIFYING THE DEVELOPMENT STRATEGY FOR JURASSIC RESERVOIRS OF URENGOI FIELD

I. V. Vorobyev¹, P. Yu. Khoroshman², M. I. Chikina³, V. A. Dreiman⁴, D. V. Savchuk⁵

^{1,2,3,4}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia

⁵JSC "ROSPAN INTERNATIONAL", Novy Urengoy, Russia

¹ivvorobyev@tnnc.rosneft.ru

²pykhoroshman@tnnc.rosneft.ru

³michikina@tnnc.rosneft.ru

⁴VADreyman@tnnc.rosneft.ru

⁵DV_Savchuk4@rspn.rosneft.ru

Abstract. The Jurassic deposits that are characterized by complex reserves and uncertain production parameters are one of the least studied within the area of interest with the potential of more than 400 BCM of gas. From a regional point of view, the Jurassic deposits are widespread in Western Siberia; the productivity has been confirmed in the fields of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Tyumen and Tomsk regions. The challenges associated with the efficient development of the Jura have been studied by famous scientists for several decades: Yu. E. Baturin, L. S. Brilliant, I. S. Gutman, A. E. Kontorovich, I. I. Nesterov, F. K. Salmanov and many

others. The ambiguity of geological models due to rather poor knowledge of deposits resulted in the uncertainties when designing HC production activities and predicting the development indicators. Moreover, the development of "complex" reserves requires technical and technological solutions – this is an extremely relevant scientific and technical task at the present time. The article discusses the strategy of bringing the Jurassic deposits into the development. The authors, based on an assessment of YuG₂¹ formation, justified the initial flow rate and selected the well design, calculated the planned gas production profile under the conditions of limited infrastructure.

Keywords: jurassic complex, geological structure, lithological variability, production properties

For citation: Vorobyev I. V., Khoroshman P. Yu., Chikina M. I., Dreiman V. A., Savchuk D. V. Justifying the development strategy for jurassic reservoirs of Urengoi field. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):36-43. (In Russ.). EDN SUFORX.

Введение

В настоящее время Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция остается главным регионом добычи углеводородов в России. Несмотря на ежегодно увеличивающуюся добычу, разрабатываемые месторождения нефти и газа характеризуются значительной степенью истощенности. По этой причине интерес смещается в сторону объектов со «сложными» запасами и неопределенностью добычных характеристик. Одним из таких объектов можно считать продуктивные пласты юрского комплекса, вовлечение в разра-

ботку которых позволит реализовать стратегические планы по увеличению добычи углеводородов и под-держать плато добычи действующих месторождений. На сегодняшний день доля запасов юрских отложений составляет более 30 % от суммарных текущих запасов Западно-Сибирской провинции. Однако большая часть «сложных» запасов относится к категории трудноизвлекаемых, поэтому переход к освоению требует развития технических и технологических решений.

Таким образом, расширение практики разработки залежей юрских отложений Западной Сибири является

актуальным и ставит перед специалистами ряд научно-технических задач, связанных с выбором эффективных систем разработки в условиях фациальной изменчивости и низких фильтрационно-емкостных свойств.

Объект исследования

Отложения юры Уренгойского месторождения залегают на триасе и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В административном отношении рассматриваемый лицензионный участок находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Нефтегазонасность установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно, на рассматриваемом лицензионном участке нефтегазонасность приурочена к валанжинским, ачимовским и юрским отложениям.

Формирование отложений и особенности юрского комплекса

Отложения юрского комплекса залегают на отложениях триасового возраста и в пределах участка представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним. В разрезе юрского комплекса выделяются береговая, ягельная, котухтинская (нижняя юра), тюменская (средняя юра), абалакская и баженовская (верхняя юра) свиты [1]. Отложения, слагающие комплекс, накапливались в различных фациальных условиях – от континентальных до морских; коллекторы

имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства и представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами и переслаиванием алевролитов и песчаников. Формирование отложений продуктивного пласта Ю₁ происходило в прибрежно-морских обстановках, пластов ЮГ₂–ЮГ₄ – в прибрежно-континентальных и континентальных обстановках (рисунок 1).

Данные керна по скважинам отражают региональные представления обстановок осадконакопления.

Региональное распространение и механизм формирования углеводородов

Согласно карте изменения плотности нефтей и конденсатов из залежей в пластах ЮГ₂–ЮГ₄ Западной Сибири (рисунок 2, см. с. 39), полученной специалистами Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), выделяется две зоны с преимущественным фазовым состоянием залежей углеводородов (нефть или газоконденсат) и переходная зона.

Рассматриваемый участок располагается в переходной зоне, территориально ближе к зоне газоконденсатного фазового состояния, и газоконденсатное насыщение среднеюрских пластов на территории участка наиболее вероятно.

На региональной структурной карте по опорному отражающему горизонту Б (кровля верхнеюрских отложений), полученной специалистами ООО «ТНЦ» в рамках работ по региональной геологии Западной Сибири на основе обобщения и комплексного анализа

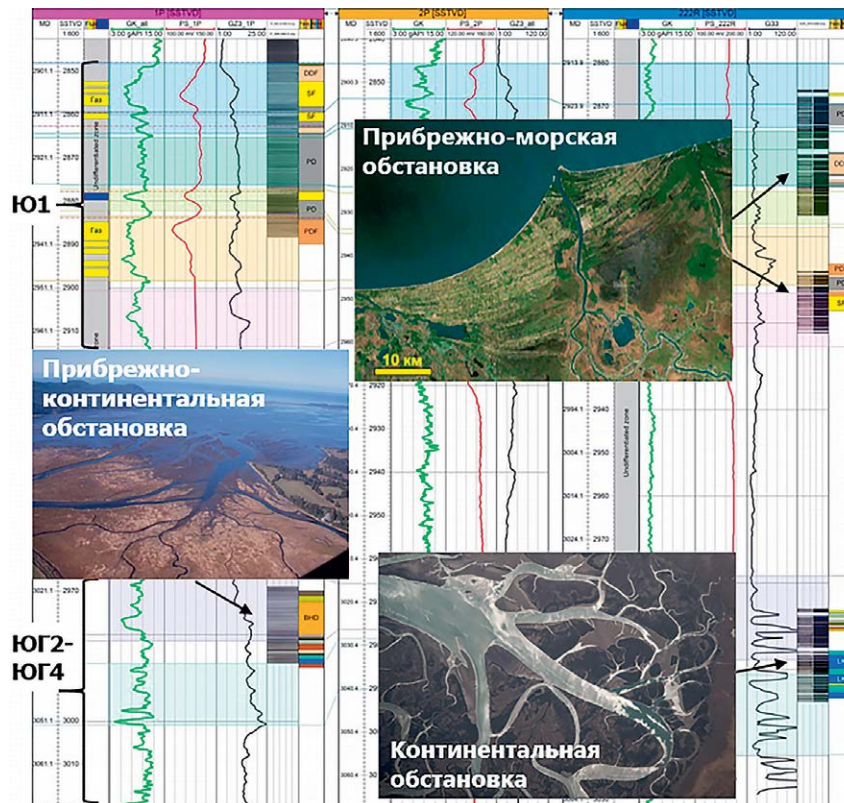


Рисунок 1 – Фациальный анализ юрских отложений



Рисунок 2 – Карта изменения плотности нефти и конденсатов из залежей в пластах ЮГ₂-ЮГ₄ Западной Сибири (ИНГГ СО РАН)

геолого-геофизических данных (рисунок 3), рассматриваемые участки расположены в наиболее погруженной зоне, где отмечается высокий генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород с богатым содержанием органического вещества (от 2 до 5 %).

В 2019 году специалистами ООО «ТННЦ» и АО «ТомскНИПИнефть» выполнена работа, целью которой являлось осуществление комплекса геохимических исследований флюидов и керн из скважин рассматриваемого участка, на основе которого произведена генетическая типизация флюидов. По результатам геохимических исследований флюидов и керн из скважин сделаны выводы о том, что в формировании нефтяной и конденсатной составляющей флюидов на изученном участке принимали участие как минимум два нефтегазоматеринских источника: баженовская свита и ниже-среднеюрские нефтегазоматеринские породы. Для газовой и конденсатной составляющей основной вклад был за счет генерации газа материнскими породами нижней и средней юры. Газ мог мигрировать в вышележащие отложения по серии разломов либо по литологическим окнам. Источником жидких углеводородов были породы баженовской свиты, которые могли повсеместно достичь стадии активной нефтегенерации. Углеводороды могли мигрировать как в вышележащие ачимовские песчаники, так и в подстилающие горизонты ЮГ₁ и ЮГ₂, в которых определено влияние баженовского флюида в формировании залежей.

Ресурсная оценка юрских отложений

Нефтегазоносность юрских отложений в пределах месторождения подтверждена бурением и испытанием поисково-разведочных скважин.

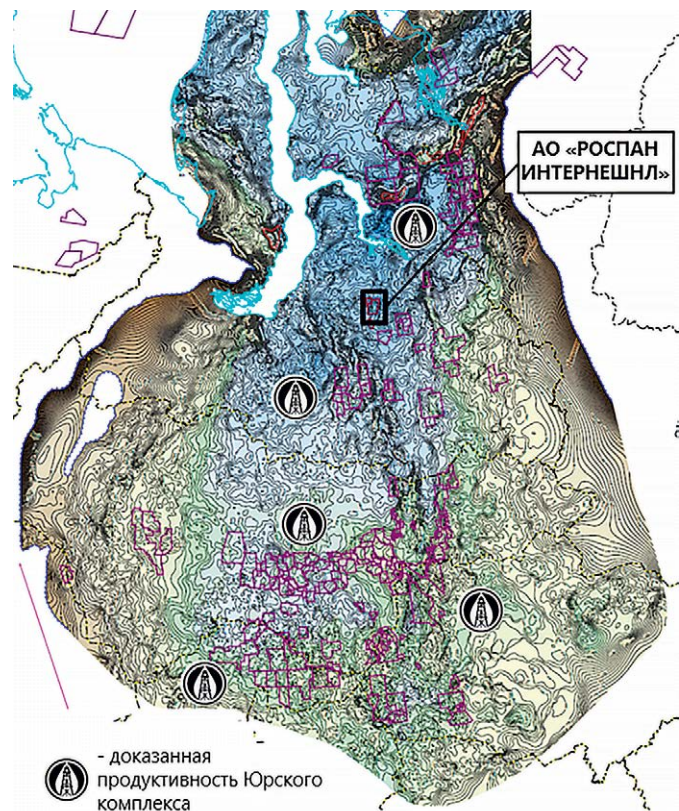


Рисунок 3 – Региональная структурная карта по опорному отражающему горизонту Б (кровля верхнеюрских отложений)

На рассматриваемом участке юрские отложения имеют низкую степень изученности: керн отобран из интервала пластов ЮГ₂ лишь в одной скважине, отобраны четыре устьевые пробы. Отложения пластов Ю₁–ЮГ₄ характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами: коэффициент пористости варьирует от 0,14 до 0,16 д. ед., коэффициент проницаемости – от 0,6 до 5,4 д. ед. Нефтегазоносность продуктивных пластов подтверждена результатами испытаний: получены притоки газа дебитами от 1,2 до 7,4 тыс. м³. Главное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) оказывает гранулометрический состав, текстурная неоднородность пород и широко распространенные катагенетические преобразования, выраженные в карбонатизации межзернового пространства, регенерации кварца, пелитизации и серицитизации полевых шпатов; сидеритизации и гидратации слюдяного материала.

По оценке, проведенной в рамках работ по созданию сейсмогеологической модели средне-верхнеюрских отложений, наибольшие перспективы связаны с пластами ЮГ₂₋₄, характеризующимися невыдержанным простиранием коллекторов. Закономерности распределения залежей по насыщению: нефтяные объекты обособляются в северной и западной частях, газоконденсатные – в центре и на юге территории. Присутствуют залежи либо с нефтяным, либо с газоконденсатным насыщением. Различный характер насыщения залежей средней юры связан с особенностями строения пластов ЮГ₂₋₄, что подтверждает нахождение рассматриваемого участка в переходной зоне. Кроме того, литологическая изменчивость объектов, связанная с особенностями формирования отложений тюменской свиты, обуславливает наличие большого количества гидродинамически несвязанных залежей (рисунок 4). По результатам вероятностной оценки, ресурсы газа пластов ЮГ₂–ЮГ₄

составляют более 400 млрд м³, из которых около 120 млрд м³ приходится на основной по перспективам газоконденсатный пласт ЮГ₂¹ [2].

Предпосылки и исходные данные для расчетов технологических показателей разработки пластов юрского комплекса

Наиболее перспективным из группы пластов ЮГ₂–ЮГ₄ по объему запасов и фильтрационно-емкостным характеристикам является пласт ЮГ₂¹, поэтому он был определен как первоочередной объект для технико-экономической оценки. С учетом подготовки объекта, включающей проектно-изыскательские работы и т. д., может потребоваться около 10–15 лет для его ввода в полномасштабную разработку.

Пласт характеризуется следующими неблагоприятными для разработки условиями:

- низкие газонасыщенные толщины (~10 м);
- крайне низкая проницаемость (<1 мД);
- высокая расчлененность;
- повышенная заглинизированность коллектора;
- высокая зональная и послойная неоднородность.

Все выделенные факторы оказывают отрицательное влияние на конечную величину газо- и конденсатоотдачи. В связи со сложностью геологического строения на большей части месторождений Западной Сибири в настоящее время проводятся опытно-промышленные работы по поиску эффективных технологий разработки объектов юрских отложений в пределах опытных участков.

Дополнительным осложняющим фактором является малая изученность пласта. Есть лишь единичное испытание, проведенное на скважине № 5. По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважины (ГИС) № 5, а также по данным исследова-

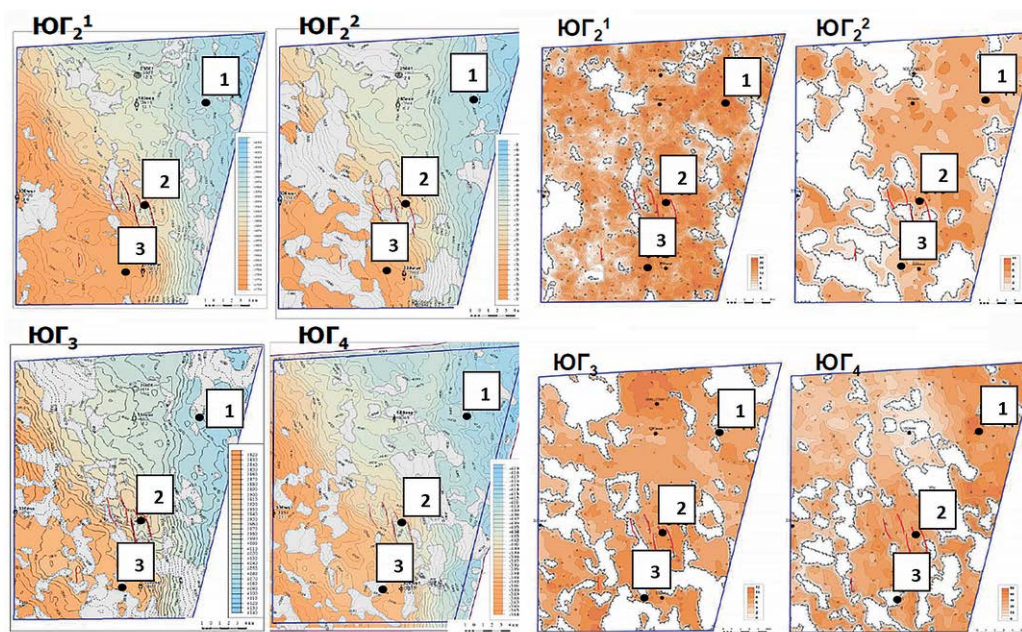


Рисунок 4 – Структурные карты и карты эффективных газонасыщенных толщин пластов ЮГ₂–ЮГ₄

дования керна, проницаемость находится в интервале 0,51–1,07 мД. Исследования фазовой проницаемости по пласту ЮГ₂¹ не проводились, поэтому она принята по керну ачимовских отложений на этом же участке.

Обоснование стартового дебита и выбора проектной конструкции скважин

На объекте выделены три зоны (рисунок 5), отличные друг от друга по фильтрационно-емкостным свойствам. В них заложены поисково-разведочные скважины с целью уточнения геологического строения, проведения исследований, а также дальнейшего выполнения опытно-промышленных работ в начальный период разработки для уточнения добычных характеристик и возможной корректировки проектных решений [4].

Скважины являются геологически независимыми и равномерно распределены по площади с учетом структурного фактора. Первоочередные задачи, решаемые бурением скважин:

- отработка технологии горизонтальных стволов с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) на юрских пластах;
- определение оптимального технологического режима эксплуатации скважин;
- анализ темпов падения пластового давления в условиях продолжительной работы скважин;
- оценка удельных дренируемых запасов газа, вовлекаемых в разработку;
- оценка водогазового фактора, конденсато-газового фактора.

Согласно акту о результатах испытания разведочной наклонно-направленной скважины № 5 в 2019 году, после выполнения перфорации в интервале пласта ЮГ₂¹ с дальнейшим проведением гидравлического разрыва пласта (ГРП) получен слабый приток газа < 10 тыс. м³/сут, конденсата < 3 м³/сут. Учитывая результаты ГИС, исследования керна и полученные результаты при испытании, проведено моделирование в программном обеспечении Saphire по определению коэффициентов фильтрационного сопротивления. Интерпретация данных газодинамических исследований скважины указывает на величину проницаемости < 0,2 мД и наличие механического skin-фактора, равного +3, что характеризует высокую степень загрязнения стенки трещины, снятие которого приведет к росту продуктивности скважины.

Для оценки потенциального дебита газа без учета наличия положительного skin-фактора произведен аналитический расчет дебита газа наклонно-направленной скважины с проведением гидравлического разрыва пласта (ГРП) при средней эффективной газонасыщенной толщине пласта ~10 м и плановой депрессии в 20 % от начального пластового давления. Проектный стартовый дебит газа составит 280 тыс. м³/сут. Для сравнения: показатели, полученные при запуске фактических скважин на ачимовских отложениях этого же участка со схожими ФЕС при наклонно-направленном заканчивании скважин с ГРП, немногим выше проектного расчетного дебита на юрских отложениях.

Учитывая опыт разработки объектов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, для разра-

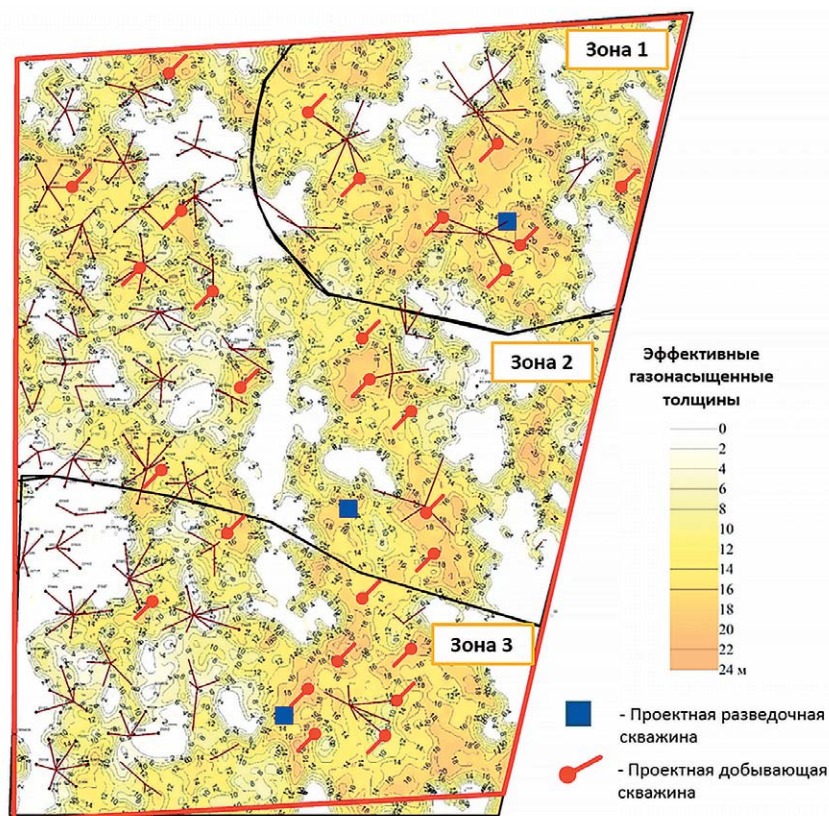


Рисунок 5 – Расположение проектного фонда скважин

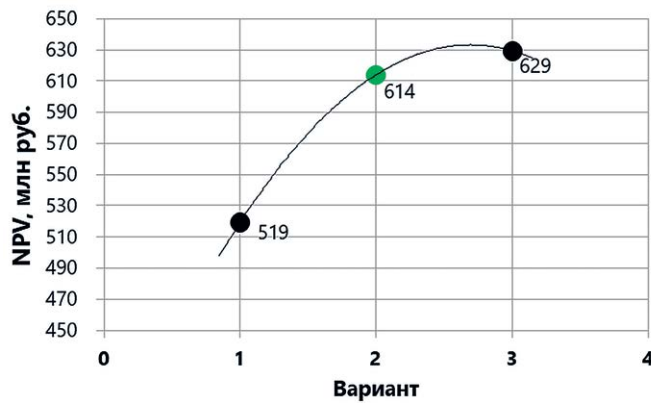


Рисунок 6 – Зависимость NPV от длины горизонтальных стволов (ГС) и стадийности МГРП рассчитанных вариантов

ботки юрских отложений с целью достижения высоких значений конечных коэффициентов извлечения газа и нефти необходимо оценить эффективность горизонтальных скважин с применением МГРП. За базовый вариант приняты проектные решения с пласта-аналога Русско-Реченского месторождения: бурение горизонтальной скважины длиной 1000 м с проведением 4-стадийного гидравлического разрыва пласта. При схожих ФЕС и проектных технологических режимах стартовый дебит газа потенциально составит немногим более 700 тыс. м³/сут.

С целью обоснования выбора проектной длины и количества стадий ГРП проведены дополнительные расчеты на гидродинамическом симуляторе с последующей технико-экономической оценкой. Для выбора оптимальной длины горизонтальных стволов и количества портов ГРП рассмотрены три варианта с различными длинами горизонтального участка: 900, 1000 и 1100 м и равномерным распределением одного дополнительного порта ГРП на 100 м. По результатам выполненной оценки (рисунок 6) «перегиб» отмечается при длине горизонтального участка 1000 м с проведением четырех стадий МГРП.

Дальнейшее увеличение длины ГС и добавление портов ГРП несет технологические риски, сопряженные с низким ростом NPV.

Расчет дебита конденсата выполнен на основе типовой зависимости потенциального содержания C₅₊. Давление начала конденсации определено по результатам газоконденсатных исследований в скважине Уренгойской площади. Начальное потенциальное содержание C₅₊ принято в соответствии с пластами-аналогами ближайших месторождений и составляет ~260 г/м³.

Формирование проектного профиля добычи газа

Проектные скважины на объекте ЮГ₂¹ располагаются с учетом максимальных газонасыщенных толщин и ФЕС, а также с учетом расположения фактических кустовых площадок для вышележащих объектов, что позволяет оптимизировать затраты на вовлечение залежи в разработку. Количество проектных скважин было определено исходя из удельных запасов по месторождениям-аналогам (~4 млрд м³/скв.) и составило 28 единиц. Дополнительно были рассмотрены альтернативные варианты с изменением количества проектных скважин и типа заканчивания, однако при увеличении проектного фонда скважин ГС+МГРП, а особенно наклонно-направленных скважин (ННС)+ГРП, значительно снижается удельная накопленная добыча на скважину, в итоге падает и экономическая эффективность вариантов.

Существующая инфраструктура имеет ограничения по пропускной способности, в результате чего скважины запускаются в работу по мере снижения добычи по основным пластам, тем самым выходят на проектные показатели, продлевая плато добычи газа (рисунок 7) [5, 6, 7].

Проектный уровень добычи газа по пласту ЮГ₂¹ составляет ~6,5 млрд м³, конденсата – 1,5 млн т. Накопленная добыча газа за проектный период (> 100 лет) составит порядка 110 млрд м³, стабильного конденсата – 15 млн т.

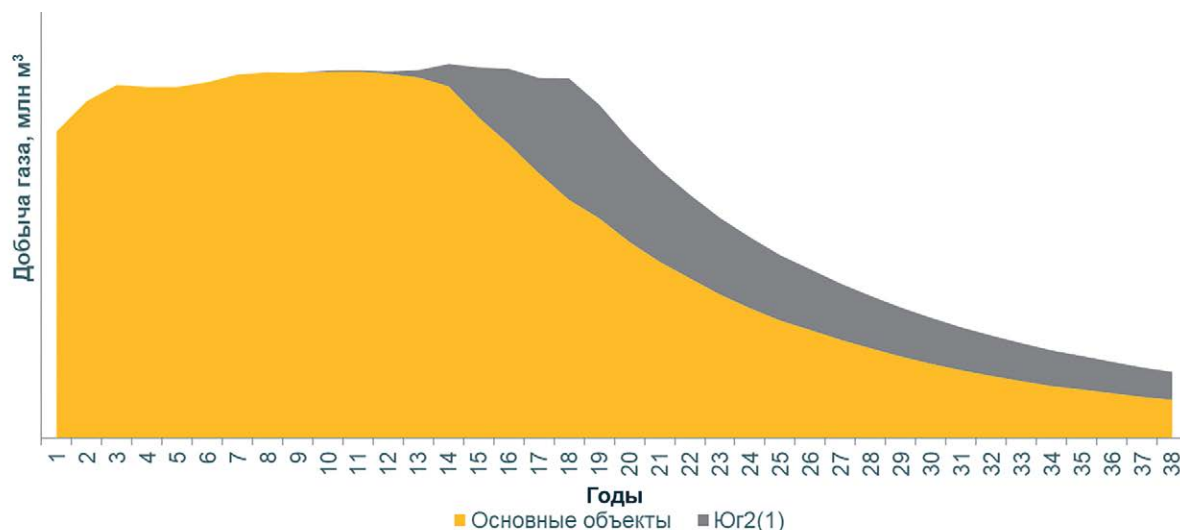


Рисунок 7 – Прогнозный профиль добычи газа

По результатам выполненной технико-экономической оценки профиля добычи вариант имеет NPV более 2,5 млрд руб. и рекомендуется к реализации после проведения стадии опытно-промышленных работ на объекте. Проектный КИГ составляет порядка 0,850 д. ед., КИК – 0,470 д. ед.

Заключение

По итогам обобщения имеющихся материалов и выполненных расчетов можно сделать следующие выводы:

- разработка юрских отложений – перспективное направление для добычи углеводородов на новых месторождениях и возможность поддержания плато добычи на участках, находящихся в эксплуатации;

- юрские отложения рассматриваемого участка имеют низкую степень изученности и требуют продолжения геолого-геофизического изучения и проведения опытно-промышленных работ с применением новейших технологических решений;
- синергия производственных решений с существующей инфраструктурой участка позволит повысить экономическую привлекательность юрских отложений;
- выполненные технико-экономические расчеты уже сейчас показывают рентабельность проекта, которая может быть повышена при разработке и внедрении новейших технологий.

Список источников

1. Решения 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003). СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН. Новосибирск, 2004. 113 с.
2. Кислухин И. В., Мехрякова О. В. Создание сейсмогеологической модели средне-верхнеюрских отложений с целью выявления перспективных участков. ООО «ТННЦ». Тюмень, 2020.
3. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. М.–Ижевск: ИКИ, 2005. 368 с.
4. Харитонов А. Н., Поспелова Т. А., Лознюк О. А., Архипов Ю. А., Юшков А. Ю., Стрекалов А. В. и др. Методика обоснования технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей // Нефтепромысловое дело. 2020. №4(616). С. 41–47.
5. Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Шандрыгин А. Н., Подюк В. Г. Методы повышения производительности газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1997.
6. Юшков А. Ю., Глумов Д. Н., Магизов Б. Р., Шахов А. А. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4(28). С. 124–146.
7. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: утв. Приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. № 639. М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2019.

References

1. Decisions of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of updated stratigraphic schemes of the Mesozoic deposits in West Siberia (Novosibirsk, 2003). SNIIGGIMS, IONG SB RAS. Novosibirsk, 2004. 113 p. (In Russ.).
2. Kisluhin I. V., Mekhryakova O. V. Building a seismic and geological model of Middle-Upper Jurassic deposits to identify promising areas. TNNC, Tyumen, 2020. (In Russ.).
3. Mirzadzhanzade A. Kh., Khasanov M. M., Bakhtizin R. N. Modeling of oil and gas production processes. M.–Izhevsk: IKI, 2005. 368 p. (In Russ.).
4. Kharitonov A. N., Pospelova T. A., Loznyuk O. A., Arkhipov Yu. A., Yushkov A. Yu., Strekalov A. V. et al. Methodology for justifying the process conditions of gas and gas condensate wells using integrated models // Oilfield Business. 2020. No. 4(616). P. 41–47. (In Russ.).
5. Gritsenko A. I., Ter-Sarkisov R. M., Shandrygin A. N., Podyuk V. G. Methods for increasing the productivity of gas condensate wells. Moscow: Nedra, 1997. (In Russ.).
6. Yushkov A. Yu., Glumov D. N., Magizov B. R., Shakhov A. A. Method of iterative search for the optimal field development option // Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy. 2021. Vol. 7. No. 4(28). P. 124–146. (In Russ.).
7. Rules for the generation of HC field development plans, approved by Order No. 639 of the Ministry of Natural Resources of Russia, dated September 20, 2019. Moscow: Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, 2019. (In Russ.).

Информация об авторах

Иван Васильевич Воробьев, начальник отдела
Павел Юрьевич Хорошман, руководитель группы
Мария Игоревна Чикина, начальник отдела
Владимир Анатольевич Дрейман, начальник управления
Данил Владимирович Савчук, начальник управления

Information about the authors

Ivan V. Vorobyev, section head
Pavel Yu. Khoroshman, team leader
Mariia I. Chikina, section head
Vladimir A. Dreiman, division head
Danil V. Savchuk, division head

Статья поступила в редакцию 24.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
The article was submitted 23.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 44–53

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 550.8.01
EDN QPDWFJ

ОПЫТ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПРИГОДНОСТИ УЧАСТКА НЕДР С ЦЕЛЬЮ РАЗМЕЩЕНИЯ В ПЛАСТАХ ГОРНЫХ ПОРОД ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

О. М. Гречнева¹, Н. В. Решетникова², З. А. Переверзева³, Е. А. Рейтблат⁴,
В. С. Филатов⁵, С. В. Ромашкин⁶, Д. Н. Бочкарев⁷

^{1, 2, 3, 4, 5}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

^{6, 7}АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

¹omgrechneva@tnnc.rosneft.ru, ²nvreshetnikova@tosneft.ru,

³ZA_Pereverzeva2@tnnc.rosneft.ru, ⁴eareiblat@tnnc.rosneft.ru,

⁵VSFilatov@tnnc.rosneft.ru, ⁶SVRomashkin@rspn.rosneft.ru

⁷dnbochkarev@rspn.rosneft.ru

Аннотация. ПАО «НК «Роснефть» привержено цели сокращения выбросов парниковых газов и движения по пути достижения углеродной нейтральности. В 2020 году был разработан и принят комплексный план по углеродному менеджменту с показателями по сокращению выбросов парниковых газов, согласно которому компания планирует внедрить несколько проектов по улавливанию и хранению углекислого газа на месторождениях и производственных объектах. Реализация этих проектов является ключевым инструментом для достижения целей Парижского соглашения по климату. Цель работы – всестороннее изучение объекта для оценки его подготовленности к размещению диоксида углерода.

Впервые опробованы методологические подходы к изучению резервуара по оценке его пригодности

для размещения CO₂, основывающиеся на международных рекомендациях ISO 27914 и впервые разработанных российских методических рекомендациях [1].

Рассмотрен пилотный проект, для которого выполнено геологическое изучение и оценка пригодности резервуара с целью апробирования технологии размещения и геологического хранения CO₂ в пластах горных пород.

В условиях отсутствия специальных лабораторных исследований на керне предложена программа изучения – камеральные работы, включающие в себя разные виды моделирования: геологическое, гидродинамическое, геомеханическое, геохимическое, на основе обобщенной информации по участку работ с привлечением данных соседних участков и информации из опубликованных источников.

Ключевые слова: диоксид углерода, размещение, геологическое изучение, моделирование, углекислый газ, закачка

Для цитирования: Гречнева О. М., Решетникова Н. В., Переверзева З. А., Рейтблат Е. А., Филатов В. С., Ромашкин С. В., Бочкарев Д. Н. Опыт геологического изучения и оценки пригодности участка недр с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 44–53. EDN QPDWFJ.

© Гречнева О. М., Решетникова Н. В., Переверзева З. А., Рейтблат Е. А., Филатов В. С., Ромашкин С. В., Бочкарев Д. Н., 2023

© Grechneva O. M., Reshetnikova N. V., Pereverzeva Z. A., Reitblat E. A., Filatov V. S., Romashkin S. V., Bochkarev D. N., 2023

GEOLOGICAL STUDY AND EVALUATION OF A SUBSOIL BLOCK FOR CARBON DIOXIDE STORAGE

O. M. Grechneva¹, N. V. Reshetnikova², Z. A. Pereverzeva³, E. A. Reitblat⁴, V. S. Filatov⁵, S. V. Romashkin⁶, D. N. Bochkarev⁷

^{1,2,3,4,5}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Russia, Tyumen

^{6,7}JSC "ROSPAN INTERNATIONAL", Russia, Novy Urengoy

¹omgrechneva@tnnc.rosneft.ru, ²nvreshetnikova@tosneft.ru,

³ZA_Pereverzeva2@tnnc.rosneft.ru, ⁴eareiblat@tnnc.rosneft.ru,

⁵VSFilatov@tnnc.rosneft.ru, ⁶SVRomashkin@rspn.rosneft.ru,

⁷dnbochkarev@rspn.rosneft.ru

Abstract. The Rosneft Oil Company is committed to reducing greenhouse gas emissions and heading for carbon neutrality. In 2020, a comprehensive Carbon Management Plan was developed and adopted with indicators for reducing greenhouse gas emissions, according to which the Company intends to implement several CCS projects at operated fields and production facilities. The execution of these projects is a key tool for achieving the goals of the Paris Climate Agreement. The goal of the research work is to comprehensively study the storage target to assess its availability to accommodate carbon dioxide.

For the first time, methodological approaches to studying a reservoir to assess its suitability for

CO₂ storage were tested, based on international recommendations of ISO 27914 and the first Russian methodological recommendations. [1].

A pilot project was considered which is a basis for a geological study and evaluation of the reservoir to test the technology for CO₂ placement and geological storage in a geological formation.

In the absence of special core analysis data, a research program has been proposed – an office study including various types of modeling: geological, hydrodynamic, geomechanical, and geochemical, based on generalized information on the subsurface block, involving data from neighboring blocks and information from open sources.

Keywords: carbon dioxide, placement, geological study, modeling, CO₂, injection

For citation: Grechneva O. M., Reshetnikova N. V., Pereverzeva Z. A., Reitblat E. A., Filatov V. S., Romashkin S. V., Bochkarev D. N. Geological study and evaluation of a subsoil block for carbon dioxide storage. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):44-53. (In Russ.). EDN QPDWFJ.

Введение

Количество проектов по размещению диоксида углерода (CCS-проекты) в мире выросло примерно на 44 % за последние 12 месяцев (по данным международного аналитического центра Global CCS Institute, октябрь 2022 года). В России ряд компаний разрабатывают проекты по хранению CO₂.

Размещение CO₂ возможно в глубокие водоносные пласты, истощенные месторождения нефти и газа, угольные пласты, базальтовые отложения, выработки в отложениях каменной соли, горные выработки рудников.

Наиболее применимые способы размещения CO₂ – во вмещающие породы водоносных пластов и выработанных нефтегазовых залежей.

Объект исследования

Район работ находится в Ямало-Ненецком автономном округе. Приурочен к моноклиальной части региональной структуры I порядка. Для размещения CO_2 оценивался верхний интервал апт-альб-сеноманского возраста [2], водонасыщенный интервал покурской свиты ПК₁₋₂₁ (рисунок 1).

Объект соответствует подземным и наземным критериям выбора участка: глубина залегания, позволяющая закачивать CO_2 в сверхкритическом состоянии (~1500 м), достаточный объем резервуара, надежная крышка, отсутствие тектонических нарушений, высокие ФЕС пласта, отсутствие особо охраняемых природных территорий, отсутствие населенных пунктов над хранилищем и т. д.

Участок работ покрыт 3D-сейсмикой, в пределах участка пробурено 50 поисково-разведочных скважин. В скважинах выполнен расширенный комплекс геофизических исследований (ГИС) с записью акустического и плотностного каротажа. Отбор керна в пределах участка не осуществлялся. На участке проведены гидродинамические исследования с записью кривых восстановления давления (КВД) и нагнетательные тесты для оценки приемистости скважин.

Геологическое изучение объекта и оценка потенциала хранения CO_2

Согласно «Методическим рекомендациям по обоснованию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения углекислого газа» [1], целевой интервал должен удовлетворять условиям рационального и безопасного строительства и эксплуатации подземных сооружений для размещения углекислого газа (ПСРУГ) с учетом требований недропользователя к объемам размещаемого углекислого газа в заданный период времени,

флюидоупор должен обеспечить герметичность целевого интервала пород в пластовых или заданных термобарических условиях и не подвергаться разрушению (механическому или химическому) под действием размещаемого углекислого газа или угольной кислоты (образовывающейся при взаимодействии диоксида углерода с пластовой водой).

Региональным флюидоупором для резервуара является кузнецовская свита, мощность которой в пределах участка составляет в среднем 63 м. Она характеризуется глинистыми отложениями, сформовавшимися во время крупной морской трансгрессии, охватившей почти всю территорию Западно-Сибирской плиты (рисунок 2, см. с. 47) [3].

Для оценки литолого-минералогического состава флюидоупора предлагается использовать ближайший участок-аналог, в пределах которого отобран керн, изучены фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и компонентный состав. Порода крышки представлена плотными глинистыми алевролитами мелкозернистыми со слоями крупнозернистого алевролита. Оценка безопасности размещения CO_2 в породе также выполнялась путем анализа сейсмической активности района и наличия тектонических нарушений в пределах участка. Малоамплитудные нарушения в пределах участка выделяются в доюрской и юрской толще, выше по разрезу они затухают. В изучаемом резервуаре тектонические нарушения не выявлены (рисунок 3, см. с. 47). Согласно карте сейсмического районирования территории, участок относится к области со слабой сейсмической активностью (менее 5 баллов).

Горная порода изучаемого объекта представлена следующими породообразующими минералами: кварцем – 49 %, глинами – 16 %, полевыми шпатами – 28 %, карбонатами – 7 %. Карбонаты представлены: кальцитом, доломитом, сидеритом, пиритом (содержание менее 1 %).

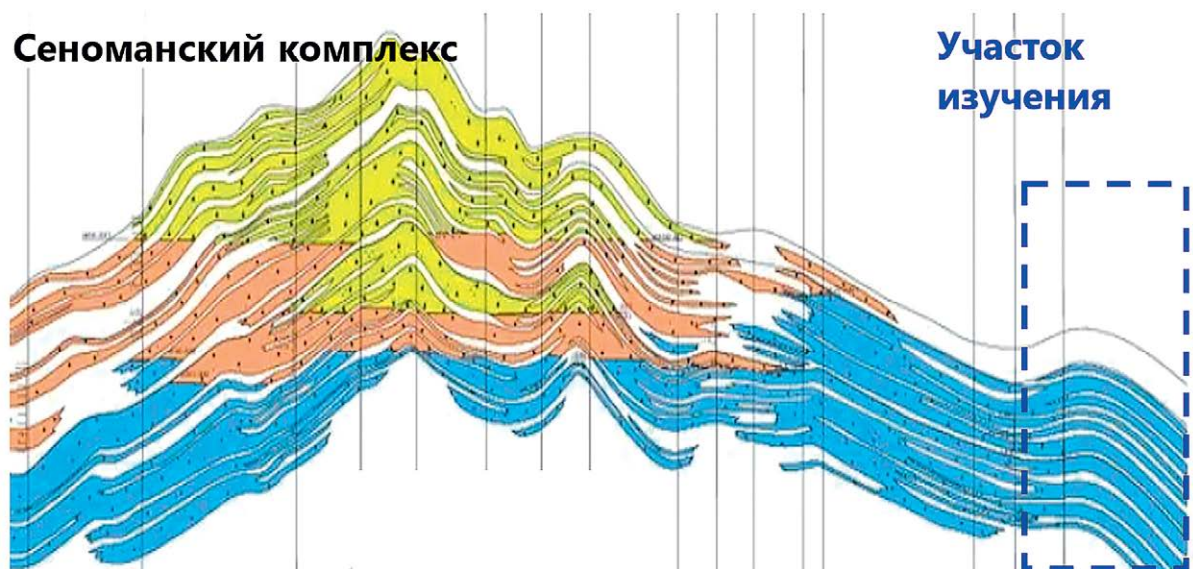


Рисунок 1 – Схематический геологический разрез участка работ

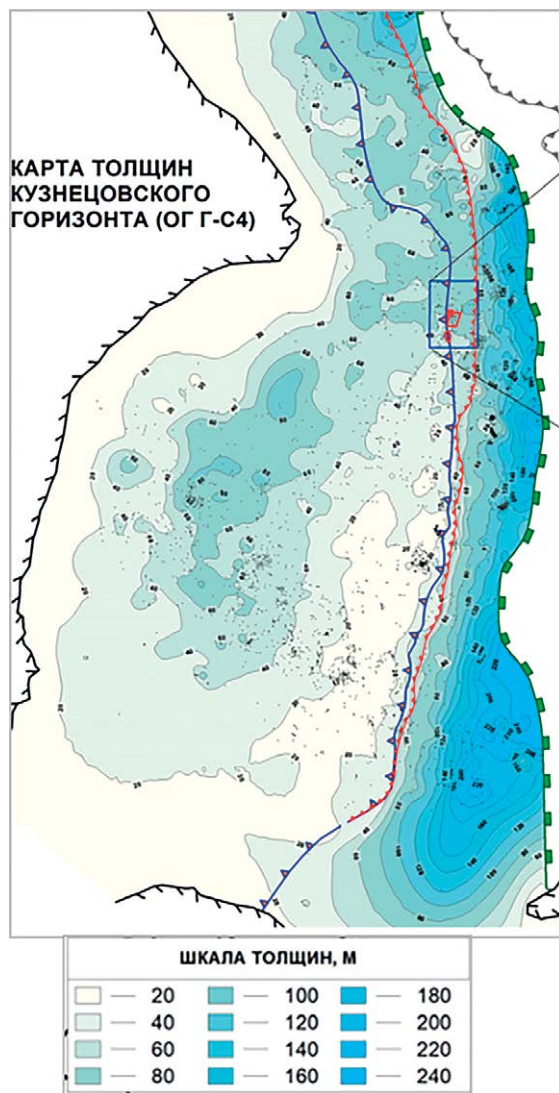


Рисунок 2 – Карта мощности кузнецовской свиты – региональной покрывки комплекса [3]

Фильтрационно-емкостные свойства пород характеризуются изменением коэффициента пористости в диапазоне 15–40 %, средний $K_n = 26$ %; коэффициента проницаемости – 0,1–10 000 мД, средний $K_{пр} = 224$ мД. Средняя песчанистость пластов ПК₁₋₂₁ составляет 50 %. Суммарная эффективная толщина – 432 м. Выполненный анализ геолого-статистического разреза интервала изучения показал отсутствие выдержанных внутрислоевых глинистых перемычек, что говорит о большом потенциале суммарной емкости резервуара для размещения CO₂.

Потенциальная масса размещения диоксида углерода оценивалась в пределах всего участка изучения площадью 763 км² и рассчитывалась по формуле (1). Коэффициент эффективного хранения принимался равным стопроцентному заполнению флюидом порового пространства за исключением остаточной воды.

$$V_{storage} = V_{eff} \cdot K_p \cdot E \cdot \rho_{CO_2}, \quad (1)$$

где $V_{storage}$ – потенциальная масса CO₂;
 V_{eff} – эффективный объем коллекторов пород;
 K_p – коэффициент пористости;
 E – эффективность хранения, определяемая как доля объема порового пространства, который может быть заполнен CO₂;
 ρ_{CO_2} – плотность CO₂.

По результатам геологического изучения объекта размещения можно сделать следующие выводы:

- резервуар пластов ПК₁₋₂₁ обладает существенной емкостью с возможностью размещения значительных объемов диоксида углерода;
- надежная покрывка мощностью более 100 м обеспечивает уверенное длительное хранение CO₂;

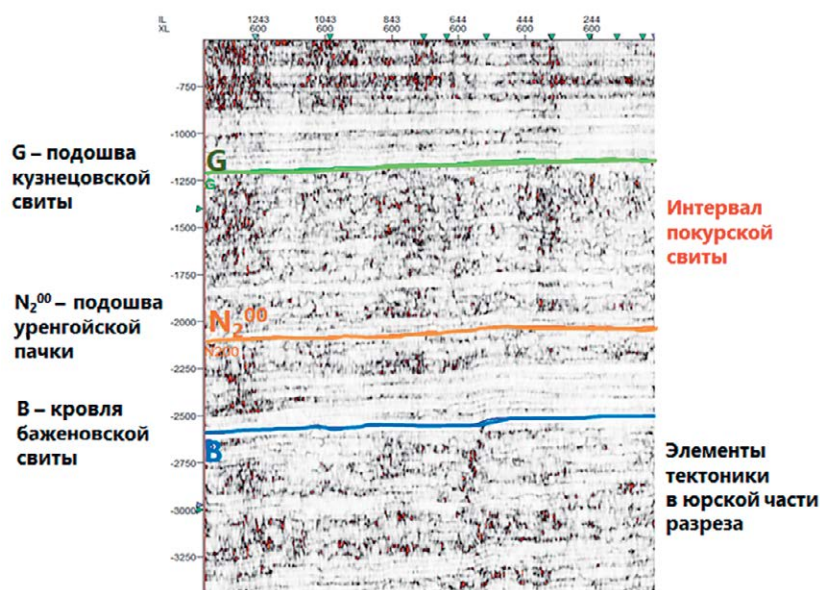


Рисунок 3 – Вертикальный срез куба когерентности по Xline 600

- отсутствие тектонических нарушений и расположение участка работ в зоне низкой сейсмоструктурной активности исключает нарушение сплошности резервуара и утечку CO_2 в вышележащие горизонты грунтовых и поверхностных вод.

Технологическая оценка размещения CO_2

Этап гидродинамического моделирования предполагает оценку фактического объема доступного для хранения углекислого газа с использованием реалистичных сценариев закачки, прогноза пространственного распределения и механизмов улавливания углекислого газа внутри целевого интервала на любом этапе жизненного цикла проекта, оценки увеличения давления и его площадного распространения в результате реализации проекта хранения, оценки восходящей миграции и латерального распространения (площадь распространения) углекислого газа (необходимой для разработки эффективных программ мониторинга) и любых представляющих интерес компонентов (например, H_2S , SOX , NOX и т. д. при их наличии в потоке закачиваемого флюида), оценки поведения вытесненных пластовых флюидов, оценки сценариев по количеству и размещению нагнетательных скважин для достижения необходимой скорости закачки и обеспечения эффективного использования порового пространства, минимизации интерференции давления между нагнетательными скважинами, оценки необходимости применения разгрузочных скважин для эффективного контроля давления и ареола распространения углекислого газа, а также сценария утилизации добываемого флюида (в случае размещения разгрузочных скважин), изучения потенциальных сценариев миграции внутри и возможных утечек из целевого интервала.

Все технологические прогнозные расчеты, связанные с моделированием закачки и размещения углекислого газа в водоносных пластах, а также процессы его фильтрации в пористой среде и взаимодействие с водой (в первую очередь растворение и диффузия) проводятся на гидродинамическом симуляторе. Для этих целей применяется композиционный симулятор (Compositional) и уравнение состояния, а CO_2 описан как отдельный компонент, в том числе взаимодействующий с другими компонентами.

Гидродинамическая модель реализована с помощью дополнительных опций композиционного симулятора: опция GASWAT, позволяющая учесть растворение CO_2 и углеводородных газов в воде, а также растворение (испарение) воды в газах; опция CO_2STORE , позволяющая упростить задание параметров уравнения состояния, описывающего растворение CO_2 в воде. Преимуществом опции является возможность моделирования химического взаимодействия CO_2 с минерализованной водой (в том числе образование кислотных радикалов HCO_2 , HCO_3 и т. д., выпадение солей).

Исходя из мирового опыта, закачка CO_2 обычно производится в водоносные пласты, имеющие температуру более 30 °C и пластовое давление более 70 бар.

При таких условиях CO_2 имеет так называемое «сверхкритическое» фазовое состояние, при котором он находится в жидком состоянии (имеет плотность около 820 кг/м³) и при этом имеет очень низкую вязкость.

Для обоснования объема размещаемого CO_2 в водоносных горизонтах, к которым приурочены недалеко расположенные газовые УВ-залежи, необходимо учитывать их разработку (историю и прогноз) при гидродинамическом моделировании. В работе рассчитан сценарий закачки CO_2 с учетом истории разработки продуктивной залежи газа на соседнем лицензионном участке.

Для минимизации области распространения CO_2 по площади, соблюдения ограничений по забойным давлениям и оптимизации затрат на бурение нагнетание осуществляется по всему разрезу пластов ПК₁₋₂₁. Определено количество скважин, обеспечивающее необходимую потребность в закачке газа. Рекомендуемый вариант – две вертикальные скважины с объемом нагнетания 2,1 млн м³/сут. Также предусмотрено бурение одной резервной и одной наблюдательной скважины. Необходимость бурения разгрузочных скважин отсутствует.

Оценка распространения CO_2 в пласте во время нагнетания и после остановки нагнетательных скважин показывает, что закачанный в пласты CO_2 всплывает по разрезу, а также в направлении к западной границе участка, так как вода сеноманского горизонта на данном участке находится в движении, происходит ее миграция с востока на запад.

Для выбора наиболее оптимального участка для размещения CO_2 определены три тестовых области, характеризующиеся отсутствием на значительном расстоянии транзитных скважин. Проведены расчеты нагнетания диоксида углерода на трех участках при одинаковом режиме нагнетания (рисунок 4), определено время достижения пятна растекания CO_2 в резервуаре до транзитной скважины, так как воздействие CO_2 на конструкцию транзитных скважин агрессивно.

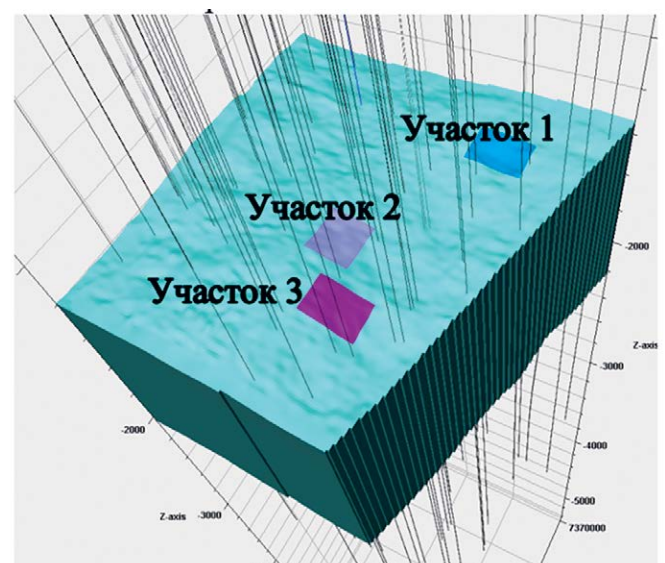


Рисунок 4 – Альтернативные участки под закачку CO_2

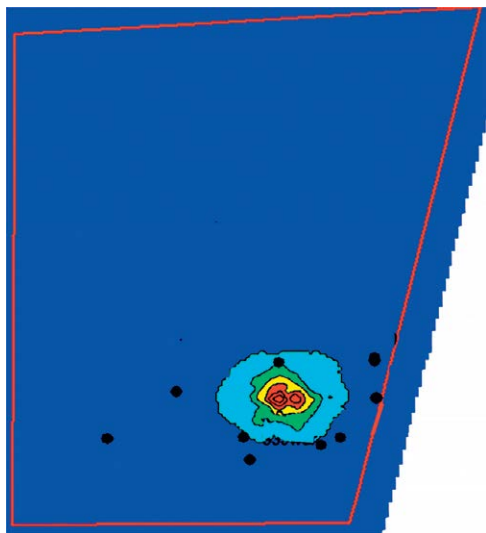


Рисунок 5 – Закачка CO₂ на третьем участке

При нагнетании в первый участок CO₂ достигает ближайшую транзитную скважину через 92 года от начала закачки. При нагнетании во второй участок – через 72 года. При нагнетании в третий участок CO₂ достигает ближайшую транзитную скважину через 142 года.

Наибольшее время до момента достижения транзитного фонда было получено на третьем участке. Результаты закачки газа на третьем участке приведены на **рисунке 5**.

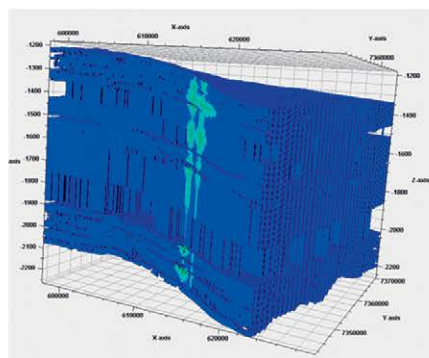
При оценке общего (суммарного) количества закачиваемого CO₂ необходимо контролировать область его распространения и продуктов его реакций для недопущения миграции за границы лицензионного участка (геологического отвода) за бесконечно большой период времени, прошедший с момента завершения закачки. В рамках изучения выполнен анализ растекания CO₂ для нескольких временных периодов: по истечении действия лицензии на размещение диоксида углерода (2054 год), на конец разработки углеводородов на нижележащих объектах согласно проектно-технической документации (ПТД) (2240 год) и через 1000 лет после

остановки скважин. Все три участка являются пригодными для закачки с точки зрения недостижения границ лицензионного участка на все временные периоды. Наименьшее количество транзитных скважин, попадающих в область растекания, на участке № 3, так как к концу разработки в пятно попадает одна транзитная скважина. На участках № 1 и 2 в пятно растекания CO₂ попадает четыре скважины. Контроль растекания пятна оценивался через 1000 лет после остановки поглощающих скважин, в результате количество охватываемого транзитного фонда не меняется. На **рисунке 6** приведены области растекания CO₂ в разрезе для участка № 3 через 25 лет, на конец разработки (2240 год) и на конец расчета (3300 год).

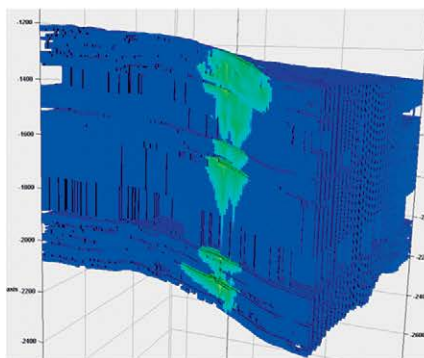
По результатам анализа распространения CO₂ в целевом объекте наиболее оптимальным для размещения диоксида углерода определен участок № 3. Площадь распространения не доходит до границ ЛУ и составляет 7,9 × 7,6 км. В область растекания газа попадает одна разведочная скважина на конец разработки. Закачанный объем CO₂ к моменту достижения транзитной скважины составит 194 млн т, к 2240 году – 294,4 млн т. Через 1000 лет после остановки скважин площадь растекания CO₂ не выходит за границы ЛУ и в данной области находится также одна транзитная скважина.

Оценка прочностных характеристик породы и предельных характеристик закачки CO₂

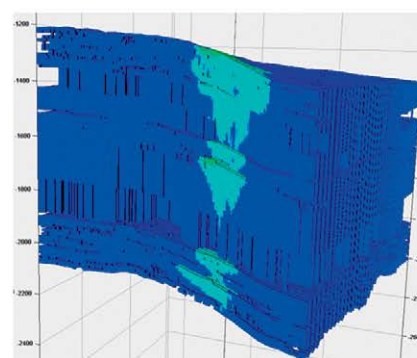
Выполнение геомеханического моделирования должно позволить определить характеристики напряженного состояния (тектонический режим), механические свойства и напряжения целевого интервала и флюидоупоров: упругие свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона); прочностные свойства (пределы прочности при сжатии и растяжении, угол внутреннего трения), напряжения (горное, поровое, минимальное и максимальное горизонтальное, гидроразрыва и обрушения); азимут минимального/максимального напряжений. Было реализовано построение 1D-моделей в опорных скважинах, а также секторная 3D-модель в районе участка размещения CO₂ и однонаправленная 4D-модель.



2054 г.



2240 г.



3300 г.

Рисунок 6 – Динамика распространения CO₂ в разрезе на период расчета для рекомендуемого участка № 3

Для оценки геомеханических эффектов в процессе закачки CO₂ выбраны ключевые временные шаги: начальное состояние пласта, ввод нагнетательных скважин, резкое изменение пластового давления в первые годы закачки, плавное падение пластового давления к середине и концу периода закачки. Определение предельного забойного давления на всем этапе закачки выполнялось моделированием поля минимального горизонтального напряжения по опорным скважинам, которое выбрано в качестве верхней границы давления закачки. Минимальные горизонтальные напряжения по результатам 1D и 3D геомеханического моделирования на начальный период совпадают, в процессе закачки на 2036 и 2040 годы видны области изменения напряженного состояния ввиду изменения пластового давления (рисунок 7).

На всех этапах закачки коллектор находится в упругом состоянии – разрушения отсутствуют. При изменении пластового давления в коллекторе может происходить перераспределение напряженного состояния в смежных интервалах неколлектора. Напряжение во внутрипластовых глинах – менее 1 МПа (< 3%), в покровке резервуара изменения не выявлены – риск разрушения отсутствует.

К моменту начала закачки CO₂ величина проседания по разрезу максимальная до 20 см для дневной поверхности и кровли пласта ПК₁ ввиду истощения пластов. До 2100 года по мере восстановления пластового давления наблюдается восстановление до 14–17 см. Отмечается равномерное смещение как дневной поверхности, так и целевых пластов – риск нарушения целостности конструкций скважин отсутствует (рисунок 8).

В результате геомеханического моделирования определен диапазон предельного давления закачки для резервуара на ключевые даты.

По итогам геомеханического моделирования риски с точки зрения проседания или поднятия кровли

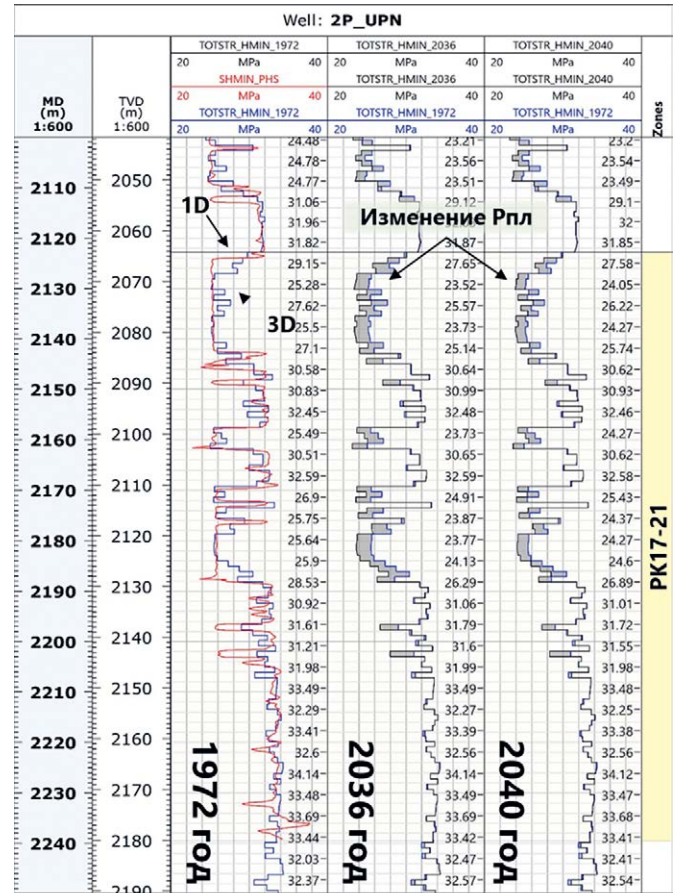


Рисунок 7 – Пример изменения предельного давления закачки во времени

пласта-коллектора и земной поверхности, изменения азимута действия главных напряжений, нарушения целостности пласта-коллектора, глинистых перемычек не выявлены. Основное ограничение при закачке с точки зрения геомеханического моделирования связано с предельным давлением нагнетания.

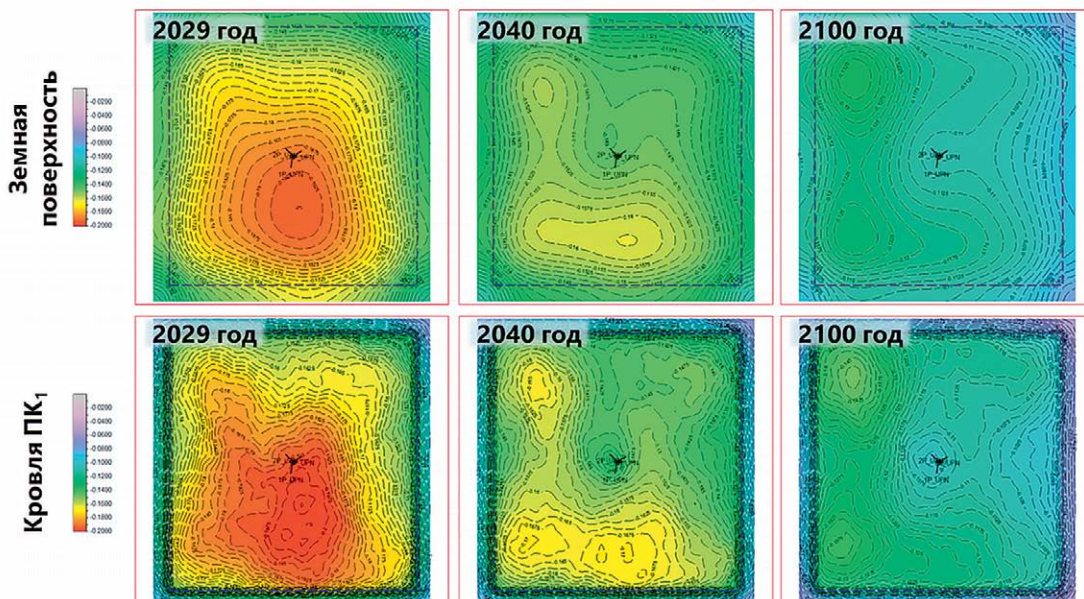
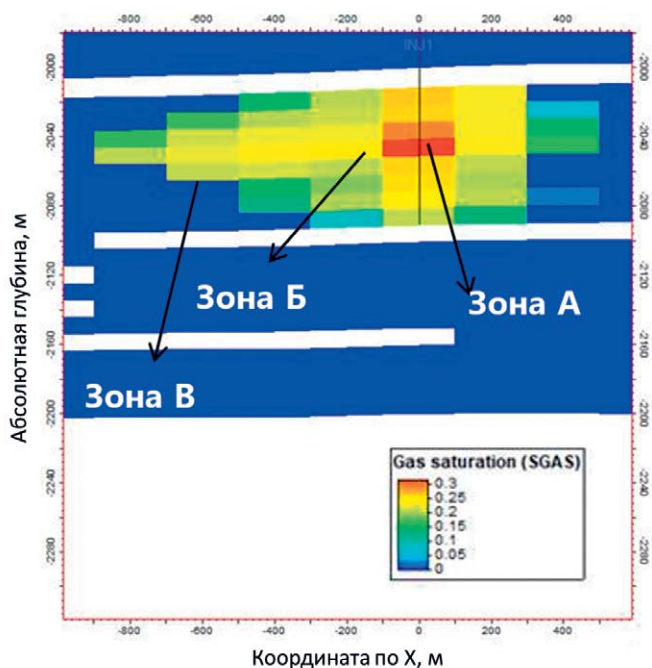


Рисунок 8 – Смещение земной поверхности и кровли пласта-коллектора



Зона А, ближайшая к нагнетательной скважине: газ очень агрессивен по отношению к металлу скважины, цементу и породе

Зона Б: происходит растворение карбонатов породы

Зона В: происходит осаждение карбонатов

Рисунок 9 – Разрез по кубу газонасыщенности (CO_2) вблизи нагнетательной скважины на седьмой год закачки

Анализ геохимического взаимодействия диоксида углерода с породой

Оценка геохимических реакций должна включать реакции пород целевого интервала на размещение в них углекислого газа, изменения пористости и проницаемости, оценку реакции основного флюидоупора на диоксид углерода, включая изменения проницаемости, которые могут привести к потенциальному проникновению флюидов через флюидоупор; оценку реакции материалов скважины на взаимодействие с углекислым газом и его смесями с пластовой водой, включая разрушение цемента и/или обсадной колонны, которые могут привести к утечке углекислого газа или насыщению этими газами пластового флюида; оценку прогнозируемых pH и химический состав флюидов, контактирующих с цементным кольцом, с целью дальнейшего выбора на этапе проектирования подходящих цементов и металлургических требований к трубам для новых скважин, способным противостоять химической деградации.

В рамках геохимического анализа оценены основные процессы, происходящие при взаимодействии углекислого газа с водой и породой. Существует три основные зоны по степени агрессивности CO_2 : самая агрессивная вблизи нагнетательной скважины, здесь CO_2 активно взаимодействует с водой и породой, по мере удаления от точки нагнетания происходят два

противоположных процесса – растворение минералов и осаждение солей (рисунок 9).

Расчеты по взаимодействию CO_2 с пластовой водой проводились с использованием состава воды собственных проб. Для учета существующих рисков изменчивости состава воды рассматривался диапазон изменения минерализации.

Результаты расчетов растворимости CO_2 в воде в зависимости от минерализации, давления и температуры показывают, что растворяется от 52 до 64 г углекислого газа на 1 л воды [4]. По объему от закачки растворяется около 25–27 % углекислого газа, данные подтверждаются расчетами на гидродинамической модели. При растворении углекислого газа происходит снижение pH воды до 3,7–4, что влияет на ее химическую активность.

При взаимодействии CO_2 с пластовой водой образуется агрессивная среда – угольная кислота, которая растворяет карбонатные породы, что ведет к увеличению пористости. Выполнен расчет изменения пористости породы после взаимодействия с угольной кислотой и выщелачивания минералов. Для оценки изменения использовались результаты минералогического анализа керна. Суммарная доля карбонатов в породе составляет около 7 % – это кальцит, доломит, сидерит. Для учета рисков изменения содержания карбонатных минералов в породе диапазон оценки расширен с учетом данных соседнего месторождения. Пористость породы также варьировалась в диапазоне от 20 до 40 %. Потенциальное увеличение пористости на изучаемом участке может составить 15–25 % при доле карбонатов 7–11 % (рисунок 10).

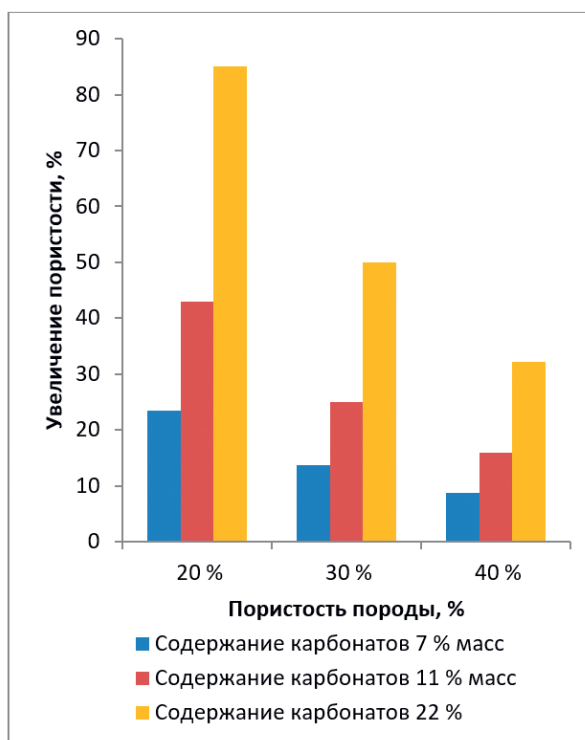


Рисунок 10 – Изменение пористости при растворении карбонатов в породе резервуара

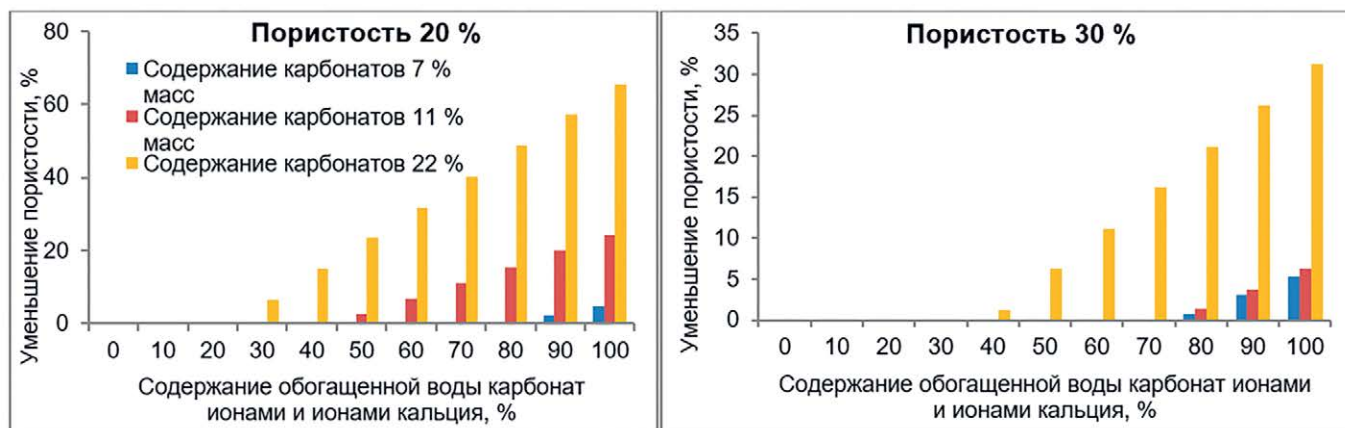


Рисунок 11 – Изменение пористости при выпадении карбоната кальция в осадок

По мере удаления от источника нагнетания обогащенная вода с растворенными в ней карбонатными минералами смешивается с нетронутой пластовой водой, происходит солеобразование и выпадение осадка, которое будет снижать пористость породы (рисунок 11).

Расчет осадкообразования показал, что процесс солеобразования (выпадения карбоната кальция) усиливается при увеличении доли обогатненной воды в растворе. Как видно из рисунка 11, при максимальном содержании обогатненной воды уменьшение пористости может составить 5–7 отн. %.

Таким образом, солеобразование не вызывает существенных осложнений в коллекторе ввиду высоких значений пористости.

Воздействие диоксида углерода на конструкцию скважин

Угольная кислота, образующаяся при растворении CO_2 в воде, при взаимодействии с металлом вызывает его коррозию, поэтому важную роль играет выбор материалов для строительства поглощающих скважин (использование специального цемента, специальных материалов для труб). При этом коррозии будут подвержены фонтанная арматура, обсадные колонны и все внутрискважинное оборудование. Проводились специальные исследования с образцами стали, помещенной в углекислотную среду: стойкие к коррозии стали с низким содержанием углерода и высоким содержанием хрома. Опыт нефтегазовых компаний определил требования: использовать стали с содержанием хрома 12–14 %, трубы должны быть бесшовными, так как швы – самое уязвимое место, они первые начинают корродировать [5, 6]. Также рекомендовано использование стеклопластиковых труб, материал которых инертен к агрессивной среде и может быть использован в широком диапазоне температур (от -50 до $+200$ °) и давлений (до 27,6 МПа).

Для обеспечения герметизации скважины и предотвращения утечек важно подобрать правильную рецептуру цемента. Традиционные цементные системы на основе портландцемента нестабильны в среде с высоким содержанием CO_2 . При воздействии угольной кислоты на цемент скважины происходит раство-

рение и выщелачивание его составных частей. Необходимо использовать специальные цементы, например Evecrete, или добавки на основе портландцемента для снижения его проницаемости (латекс, бентонитовый гель). Для повышения вяжущих характеристик используют летучую золу, микрокремнезем и др.

Мониторинг утечек CO_2

Мониторинг утечек и миграции размещенного в породе диоксида углерода является важной частью геологического хранения. Для минимизации рисков утечки CO_2 из подземного резервуара и контроля за экологической ситуацией разработан план мониторинга. Программа экологического мониторинга предусматривает контроль за изменениями параметров атмосферного воздуха, снежного и почвенного покрова, поверхностных вод и донных отложений.

Основные методы подземного мониторинга: учет количества закачиваемого диоксида углерода, мониторинг технологического режима работы нагнетательных скважин, контроль за энергетическим состоянием в пределах зоны размещения CO_2 , определение распространения CO_2 в пласте-коллекторе, мониторинг свойств пластовой воды. С целью мониторинга герметичности покрышки проектируются наблюдательные скважины на вышележащий горизонт питьевых вод и поглощающий горизонт. Для мониторинга технического состояния скважин предусмотрены методы промыслово-геофизических исследований до начала закачки и в процессе эксплуатации.

Заключение

В результате выполненных работ обосновано соответствие резервуара критериям выбора объекта и пригодности для размещения CO_2 , оценены фильтрационно-емкостные свойства породы и покрышки, рассчитан потенциальный объем размещения CO_2 , обоснованы технологические характеристики закачки и степень влияния CO_2 на вмещающие породы, обосновано количество скважин и их приемистость, выполнен анализ распространения CO_2 в поглощающем горизонте, изучены упруго-прочностные свойства породы и целостность покрышки, выполнена оценка взаимодействия CO_2 с породой и пластовой водой, оценено влияние

на конструкцию скважины, цементный камень, даны рекомендации по мониторингу и регулированию закачки диоксида углерода.

Вместе с этим, переходя на следующий этап опытно-промышленной эксплуатации, необходимо продолжить изучение резервуара и провести

специальные лабораторные эксперименты на керне для получения фактических данных о взаимодействии CO_2 с породой и изменчивости ее свойств, получить данные потоковых экспериментов, оценить взаимодействие диоксида углерода с различными видами стали.

Список источников

1. Протокол ФАН № 03-17/7-пр от 18.08.2023 «Методические рекомендации по обоснованию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых с целью размещения углекислого газа».
2. Региональные стратиграфические схемы мезозоя Западно-Сибирской равнины, принятые МРСС-90 14–18 мая 1990 г. и утвержденные МСК СССР 30 января 1991 г. Тюмень, 1991.
3. Конторович А. Э., Ершов С. В., Казаненков В. А., Карогодин Ю. Н. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
4. Берчик Э. Д. Свойства пластовой жидкости. М.: Гостоптехиздат, 1960.
5. Зиганшин Р. Ш., Бодоговский Н. С., Рошин П. В., Никитин А. В., Зиновьев А. М. Конструкционные особенности скважин на объектах с применением закачки углекислого газа // Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14. № 3. URL: <https://esj.today/PDF/36NZVN322.pdf>.
6. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. CO_2 -коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 188 с.

References

1. FAN Protocol No. 03-17/7-pr, dated 08.18.2023, Methodological recommendations for justifying the suitability of subsoil blocks for the construction and operation of underground structures not related to the extraction of mineral resources for the purpose of storing carbon dioxide. (In Russ.).
2. Regional stratigraphic planes of the Mesozoic of the West Siberian Plain, 1991, adopted by MRSS-90 on May 14–18, 1990, and approved by the MSC of the USSR on January 30, 1991. Tyumen. (In Russ.).
3. Kontorovich A. E., Ershov S. V., Kazanenkov V. A., Karogodin Yu. N. and others. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period // Geology and Geophysics. 2014. Vol. 55. No. 5–6. P. 745–776. (In Russ.).
4. Berchik E. D. Properties of reservoir fluids. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960. (In Russ.).
5. Ziganshin R. Sh., Bodogovsky N. S., Roshchin P. V., Nikitin A. V., Zinoviev A. M. Structural features of wells at reservoirs with carbon dioxide injection // Bulletin of Eurasian Science. 2022. Vol. 14. No. 3. URL: <https://esj.today/PDF/36NZVN322.pdf>. (In Russ.).
6. Markin A. N., Nizamov R. E. CO_2 -induced corrosion of oilfield equipment. Moscow: VNIIOENG, 2003. 188 P. (In Russ.).

Информация об авторах

Олеся Михайловна Гречнева, эксперт
Наталья Викторовна Решетникова, главный специалист
Зифа Анатольевна Переверзева, ведущий специалист
Елена Александровна Рейтблат, эксперт
Виктор Сергеевич Филатов, руководитель проекта
Сергей Вячеславович Ромашкин, заместитель генерального директора – главный геолог
Дмитрий Николаевич Бочкарев, начальник управления

Information about the authors

Olesya M. Grechneva, expert
Natalia V. Reshetnikova, chief specialist
Zifa A. Pereverzeva, lead specialist
Elena A. Reitblat, expert
Viktor S. Filatov, project manager
Sergey V. Romashkin, deputy general director – chief geologist
Dmitriy N. Bochkarev, head of division

Статья поступила в редакцию 23.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
The article was submitted 23.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 54–61

Научная статья
УДК 622.831.31
EDN OFBJTQ

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ РЕПРЕССИЙ НА ПЛАСТ

Д. Р. Валеев¹, Н. К. Ахтямов², П. И. Батури³, А. П. Коваленко⁴, А. Ш. Аккерман⁵

^{1,2,3}ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

^{4,5}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

¹ValeevDR@kharampurneftegaz.ru

²AkhtyamovNK@kharampurneftegaz.ru

³BaturinPI@kharampurneftegaz.ru

⁴APKovalenko2@tnnc.rosneft.ru

⁵ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье приводится расчет критических репрессий для групп пластов покурской свиты. Особенностью рассматриваемых объектов являются низкие упруго-прочностные свойства, вследствие чего горная порода крайне неустойчива к перепадам давления и имеет малое значение градиента гидроразрыва пласта. Поэтому в процессе эксплуатации возникают риски образования трещин авто-ГРП с прорывом в водоносную часть пласта и заколонных циркуляций.

В связи с отсутствием возможности определения градиента гидроразрыва пласта по практическим данным в качестве метода расчета предельно допустимых репрессий в работе рассмотрено геомехани-

ческое моделирование. Для проведения геомеханических расчетов были построены корреляционные зависимости статических и динамических упруго-прочностных свойств «кern – kern» и «кern – геофизические исследования скважин». Полученные данные по геофизическим исследованиям скважин и керну имеют хорошую сходимость и были использованы при проведении геомеханических расчетов.

Для определения градиента гидроразрыва пласта использовались метод Итона – Дейнса и метод Хубберта – Уиллиса, на их основе получена матрица предельно допустимых давлений. Результаты расчетов по данным методикам имеют высокую сходимость.

Ключевые слова: геомеханическое моделирование, критическая репрессия, покурская свита, упруго-прочностные свойства, градиент гидроразрыва

Для цитирования: Валеев Д. Р., Ахтямов Н. К., Батури П. И., Коваленко А. П., Аккерман А. Ш. Геомеханическое обоснование предельно допустимых репрессий на пласт // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 54–61. EDN OFBJTQ.

© Валеев Д. Р., Ахтямов Н. К., Батури П. И., Коваленко А. П., Аккерман А. Ш., 2023

© Valeev D. R., Akhtyamov N. K., Baturin P. I., Kovalenko A. P., Akkerman A. Sh., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):54-61

Original article
UDC 622.831.31
EDN OFBJTQ

GEOMECHANICAL VALIDATION OF THE MAXIMUM PERMISSIBLE OVERBALANCE PRESSURE

D. R. Valeev¹, N. K. Akhtyamov², P. I. Baturin³, A. P. Kovalenko⁴, A. Sh. Akkerman⁵

^{1,2,3}LLC "Kharampurneftegaz", Tyumen, Russia

^{2,5}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia

¹ValeevDR@kharampurneftegaz.ru

²AkhtyamovNK@kharampurneftegaz.ru

³BaturinPI@kharampurneftegaz.ru

⁴APKovalenko2@tnnc.rosneft.ru

⁵ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The paper provides an estimation of critical overbalance pressures for the groups of reservoirs of the Pokur Formation. A characteristic feature of the targets in question is their low stress-strain properties which results in the extreme instability of the rock to pressure changes and low hydraulic fracturing gradients. Therefore, during operation, there are risks of self-induced hydraulic fracturing with a breakthrough into the aquifer zone as well as the risks of cross flows.

Due to impossibility to determine the hydraulic fracturing gradient from actual data, geomechanical

modeling is applied as a method for estimating maximum permissible overbalance pressures. For geomechanical model runs, "Core – Core" and "Core – Log" correlations of the static and dynamic stress-strain properties were built. The core and log data demonstrated good convergence and were used in geomechanical modeling.

To determine the hydraulic fracturing gradient, the Eaton – Daines method and the Hubbert – Willis method were used which served as a basis for building a matrix of maximum permissible pressures. The modeling based on the above methods demonstrated high convergence.

Keywords: geomechanical modeling, critical overbalance pressure, Pokur Formation, stress-strain properties, hydraulic fracturing gradient

For citation: Valeev D. R., Akhtyamov N. K., Baturin P. I., Kovalenko A. P., Akkerman A. Sh. Geomechanical validation of the maximum permissible overbalance pressure. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):54-61. (In Russ.). EDN OFBJTQ.

Введение

Нефтяная промышленность вступила в новый, более сложный этап развития, для которого характерно ухудшение состояния сырьевой базы. Это напрямую связано с ростом доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в общем балансе разведанных месторождений. Совершенствование инженерных и технологических решений является основным резервом для увеличения объемов добычи нефти и восполнения сырьевой базы.

Для Западной Сибири наиболее перспективными объектами подобного типа являются пласты покур-

ской свиты (ПК) неокомского яруса апт-альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса. В связи со сложным геологическим строением, высокой степенью фациальной и литологической неоднородности, низкими упруго-прочностными свойствами разработка залежей покурской свиты требует тщательного подхода на всех этапах, начиная с выбора технологии бурения скважин и заканчивая обоснованием оптимальных репрессий на пласт.

Для группы пластов покурской свиты Харампурского месторождения характерна высокая проницае-

мость коллекторов и высокая вязкость нефти, а также низкие упруго-прочностные свойства. Основные фильтрационно-емкостные свойства, PVT и энергетические свойства пластов группы ПК представлены на рисунке 1.

Необходимость геомеханического обоснования всех операций, проводимых на скважинах покурской свиты, включая проведение глушения, обусловлена невысокой устойчивостью горной породы к перепаду давлений на забое, а также малым значением градиента гидроразрыва пласта. В связи с чем в процессе эксплуатации скважин возникает риск образования трещин авто-ГРП и заколонных циркуляций (ЗКЦ), связанных с превышением предельно допустимых репрессий.

Обоснование метода расчета градиента авто-ГРП

Для определения предельно допустимой репрессии необходимо произвести расчет значения градиента гидроразрыва. Для этого существует несколько методов: анализ кривой нагнетания при проведении гидроразрыва пласта (ГРП) [1], оценка по данным гидродинамических исследований (ГДИ) скважины на установившихся режимах ГДИ методом построения индикаторной диаграммы (ИД) [2, 8] и геомеханическое моделирование. В связи с отсутствием необходимости проведения ГРП на добывающих скважинах и организации системы поддержания пластового давления (ППД) на большинстве объектов покурской свиты применение первых двух методов для оценки давления авто-ГРП невозможно. В качестве метода расчета будет рассмотрено геомеханическое моделирование.

Сбор и верификация исходной информации

Для построения геомеханической модели необходимо провести анализ данных ГИС и керновых исследований с целью выявления корреляционных зависимостей «кern – kern» и «кern – ГИС».

Минимально необходимый набор данных ГИС для расчетов геомеханической модели включает:

- плотностной каротаж для расчета вертикального напряжения (горного давления) и динамических упругих свойств;
- акустический кросс-дипольный каротаж с записью продольной и поперечной волны для расчета динамических упругих свойств и напряженного состояния горных пород;
- гамма-каротаж для литологического расчленения разреза.

Также существует минимально необходимый перечень исследований керна для расчетов, который представлен ниже:

- определение упругих свойств пласта динамическим методом (EDYN/PRDYN);
- определение упругих свойств пласта статическим методом (ESTA/PRSTA);
- определение предела прочности при одноосном сжатии (UCS);
- определение предела прочности при растяжении (TSTR);
- определение коэффициента Био.

В 2022 году выполнена запись кросс-дипольного акустического каротажа прибором КарСар 8АД73 на одной скважине Харампурского месторождения. Стандартный комплекс геофизических исследований, состоящий из акустического каротажа (АК),

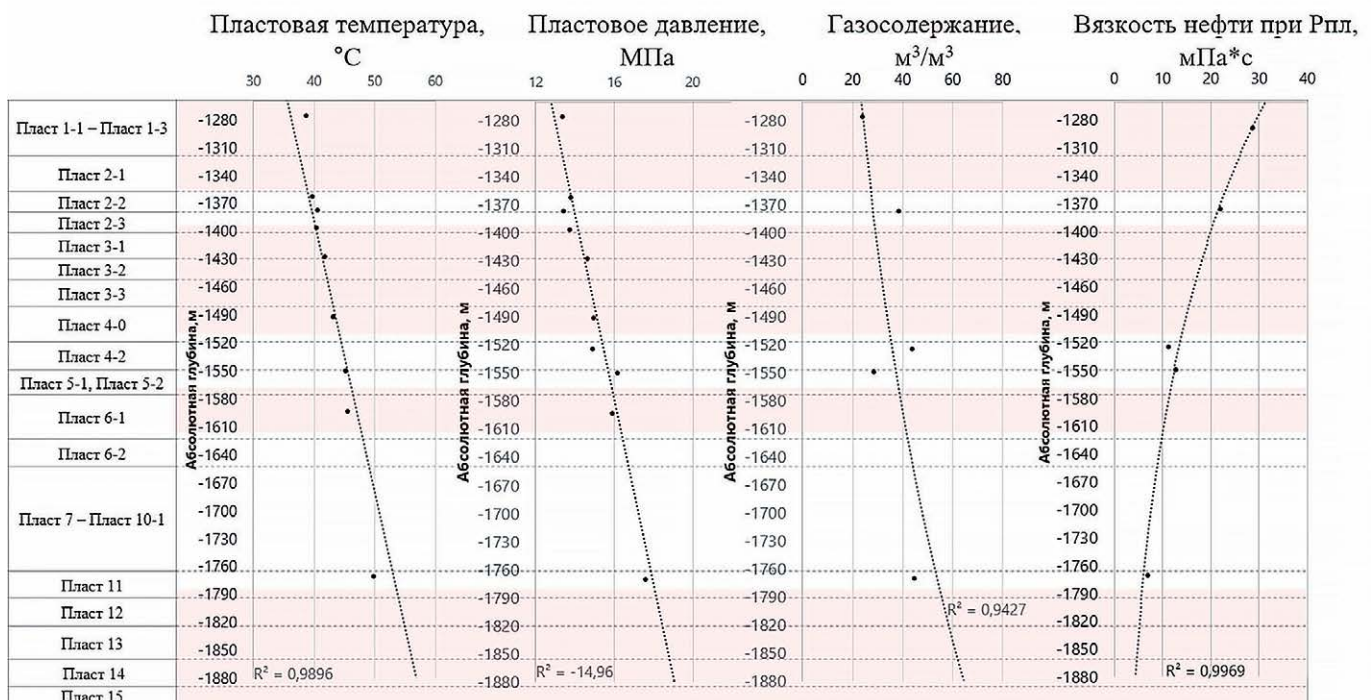


Рисунок 1 – Основные фильтрационно-емкостные свойства, PVT и энергетические свойства пластов группы ПК

гамма-каротажа (ГК), гамма-гамма каротажа плотностного (ГГКп), выполнялся в 2022 году на регулярной основе на всех новых пробуренных скважинах. Комплекс широкополосного акустического каротажа (АКШ) записан только на одной скважине в интервале пластов 1–13. Карта охвата минимально необходимого комплекса исследований для геомеханического моделирования на примере пласта ПК₁ представлена на **рисунке 2**.

Для расчетов непрерывных профилей статических упруго-прочностных параметров горных пород используются корреляционные зависимости «кern – ГИС», полученные из лабораторных исследований керна. При тестировании керна определяют следующие упруго-прочностные свойства горных пород:

- статический и динамический модуль Юнга и коэффициент Пуассона;
- пределы прочности на одноосное сжатие и растяжение;
- угол внутреннего трения.

Построение корреляционной зависимости «кern – ГИС»

В 2022 году в центре исследования керна Тюменского нефтяного научного центра были проведены исследования керна на упруго-прочностные свойства на одной скважине Харампурского месторождения в интервале пластов 2, 3, 4 и 6. Общее количество исследованных образцов и типы тестов по скважине приведены в **таблице 1**.

Среднее значение коэффициента Био для пласта ПК по выполненным исследованиям составило 0,95.

Полученные результаты по проведенным исследованиям представлены в **таблице 2**.

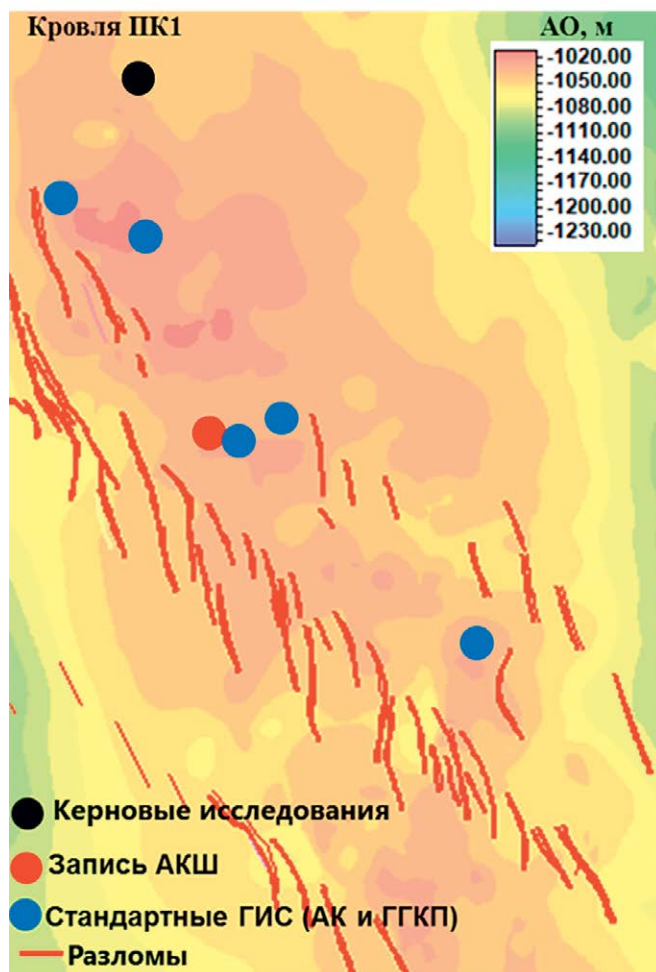


Рисунок 2 – Карта охвата минимально необходимого комплекса исследований пластов группы ПК Харампурского месторождения

Таблица 1 – Общее количество исследованных образцов по скважине

Пласт	Типы тестов				
	TSTR	UCS	EDYN/ESTA	PRDYN/PRSTA	БИО
Пласт 2	7	7	7/7	7/7	2
Пласт 3	1	1	1/1	1/1	–
Пласт 4	7	7	7/7	7/7	2
Пласт 6	7	7	7/7	7/7	2
Итого	22	22	22/22	22/22	6

Таблица 2 – Диапазоны упруго-прочностных свойств по пластам ПК Харампурского месторождения по данным исследований керна

Пласт	Динамический модуль Юнга, ГПа		Статический модуль Юнга, ГПа		Коэффициент Пуассона	
	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум
Пласт 2	12	17	2	3	0,3	0,26
Пласт 4	16	25	6	7	0,22	0,24
Пласт 6	15	22	7	10	0,22	0,25

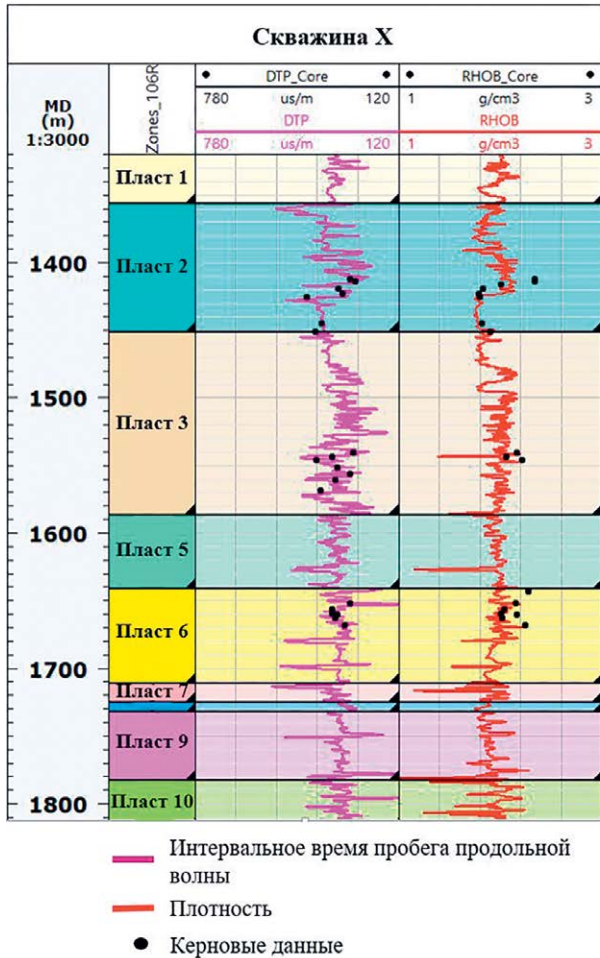


Рисунок 3 – Сравнение данных «кern – ГИС»

На **рисунке 3** показано сравнение данных ГИС и kernовых исследований по скважине.

Как видно, значения продольной волны и плотности по ГИС и kernу имеют хорошую сходимость и могут быть использованы при расчете статических упруго-прочностных свойств.

Построение корреляционной зависимости «кern – kern»

По результатам обработки kernовых данных 2022 года были построены корреляционные зависимости «кern – kern». Наблюдается зависимость с высоким коэффициентом корреляции статического модуля Юнга от динамического модуля Юнга. Зависимость динамического и статического модулей Юнга представлена на **рисунке 4**.

Статический коэффициент Пуассона был принят равным динамическому коэффициенту Пуассона в соответствии с теорией линейной упругости [3].

Для предела прочности при одноосном сжатии (UCS) выявлена зависимость с высоким коэффициентом корреляции от статического модуля Юнга. Выявленная зависимость представлена на **рисунке 5** (см. с. 59).

Отмечается зависимость, представленная на **рисунке 6** (см. с. 59), с высоким коэффициентом корреляции угла внутреннего трения (FANG) от предела прочности при одноосном сжатии (UCS).

Для предела прочности при одноосном растяжении не выявлено зависимости с высоким коэффициентом корреляции и принята стандартная зависимость, предложенная М. М. Протодьяконовым [4]: $TSTR = 0,1 \cdot UCS$.

В результате kernовых исследований получены следующие корреляционные зависимости «кern – kern», представленные в **таблице 3** (см. с. 59).

В результате анализа полученных корреляционных зависимостей «кern – ГИС» и «кern – kern» установлено, что:

- высоким коэффициентом корреляции R^2 (выше 0,7) характеризуются все приведенные зависимости;
- полученные зависимости могут быть использованы при расчете статических и прочностных свойств в геомеханической модели.

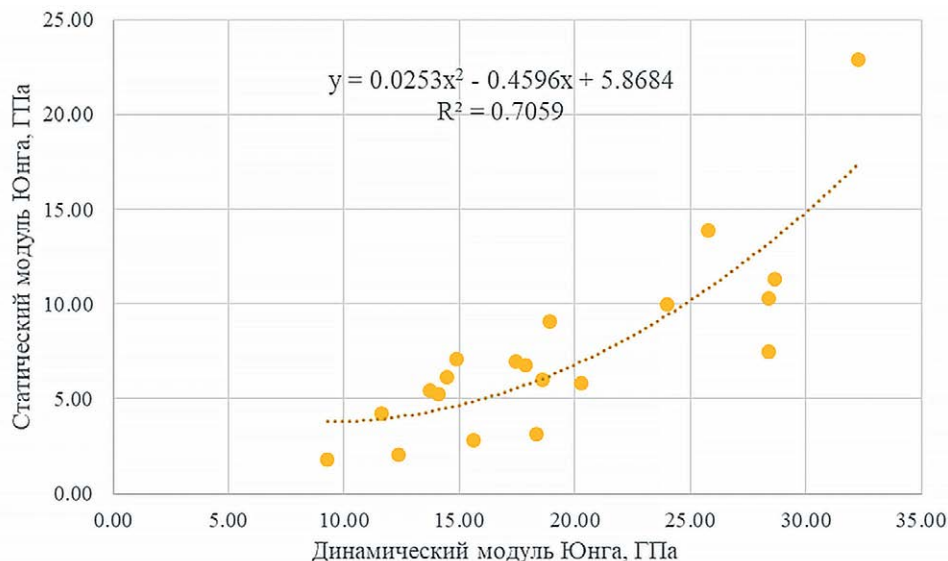


Рисунок 4 – Зависимость статического модуля Юнга от динамического модуля Юнга по данным kernовых исследований для пластов ПК

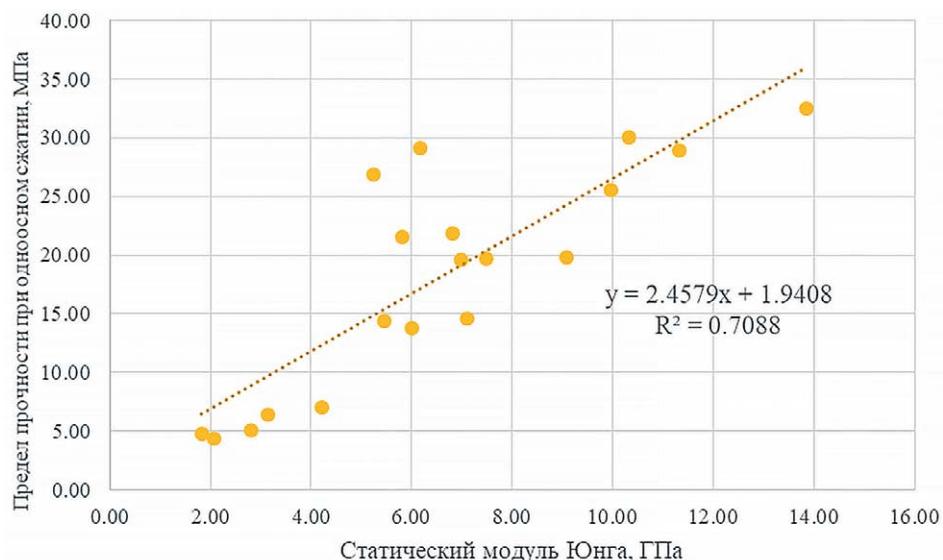


Рисунок 5 – Зависимость предела прочности при одноосном сжатии от статического модуля Юнга по данным керновых исследований для пластов ПК

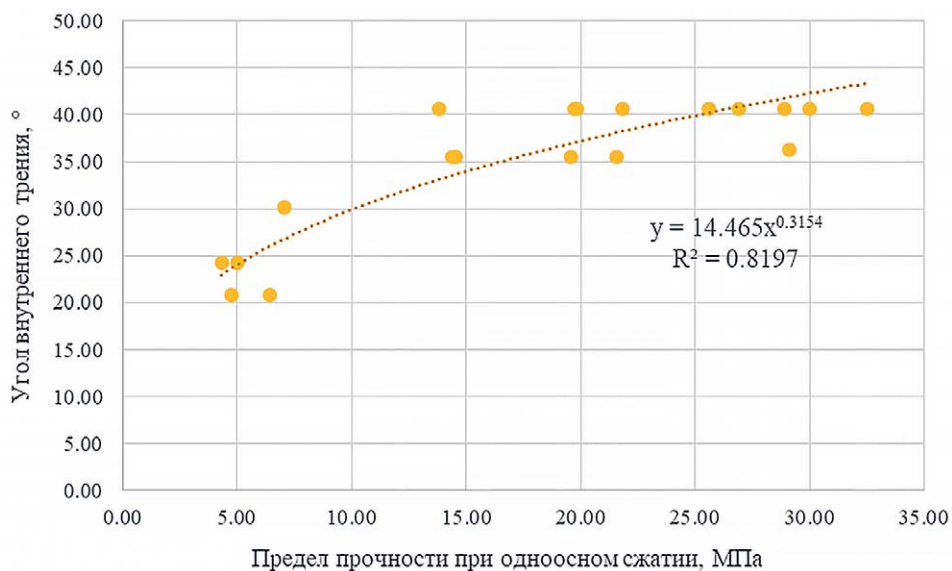


Рисунок 6 – Зависимость угла внутреннего трения от предела прочности при одноосном сжатии по данным керновых исследований для пластов ПК

Таблица 3 – Корреляционные зависимости «кern – kern»

Параметр	Зависимость
Статический модуль Юнга E_{sta} , ГПа	$E_{sta} = 0,0253 * E_{dyn}^2 - 0,4596 * E_{dyn} + 5,8684$
Статический коэффициент Пуассона PR_{sta}	$PR_{sta} = PR_{dyn}$
Предел прочности на одноосное сжатие UCS, МПа	$UCS = 2,4579 * E_{sta} + 1,9409$
Угол внутреннего трения FANG, °	$FANG = 14,465 * UCS^{0,3154}$
Предел прочности на одноосном растяжении TSTR, МПа	$TSTR = 0,1 * UCS$

Определение критической репрессии

Следующими этапами проведения геомеханического моделирования для определения градиента ГРП является расчет динамических упругих свойств, горного давления и коэффициента пороупругости.

Упругие характеристики массива горных пород определяют их реакцию на кратковременные импульсные нагрузки, такие как прохождение акустических волн. К ним относятся динамический модуль Юнга и динамический коэффициент Пуассона, рассчитыва-

емые на основании широкополосного акустического и плотностного каротажей по формулам 1 и 2:

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}; \quad (1)$$

$$PR_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (2)$$

где:

E_{dyn} – динамический модуль Юнга, ГПа;
 PR_{dyn} – динамический коэффициент Пуассона;
 V – скорость продольной акустической волны, м/с;
 V_p – скорость поперечной акустической волны, м/с;
 ρ – объемная плотность горной породы, кг/м³.

Динамические свойства описывают реакцию породы на слабые кратковременные воздействия, при геомеханическом моделировании используют статические свойства, которые характеризуют реакцию горной породы на более сильные и продолжительные нагрузки. Для большинства горных пород существует корреляция между динамическими и статическими свойствами, определяемая по результатам лабораторных исследований керна.

Вертикальное напряжение рассчитано по формуле 3 путем численного интегрирования плотности горных пород, полученной по данным плотностного каротажа, по глубине:

$$P_{гор} = g \int_0^z \rho dz = g \sum \Delta \rho \Delta z, \quad (3)$$

где:

$P_{гор}$ – горное давление, МПа;
 z – глубина по вертикали, м;
 g – ускорение свободного падения, м/с²;
 ρ – объемная плотность горной породы, кг/м³.

Коэффициент пороупругости определяется по формуле 4:

$$\alpha = 1 - \frac{K_{зерна}}{K_{образца породы}}, \quad (4)$$

где:

α – коэффициент пороупругости;
 $K_{зерна}$ – модуль объемного сжатия зерен породы, Па;
 $K_{образца породы}$ – модуль объемного сжатия образца породы, Па.

$K_{зерна}$ и $K_{образца породы}$ определяются по результатам лабораторных исследований керна. При отсутствии кондиционных исследований α принимается на уровне: для пород низкой жесткости $\alpha \rightarrow 1$, для жестких пород $\alpha \rightarrow 0$. В расчетах коэффициент принят как единица.

Для выполнения расчета градиента ГРП будет рассмотрено три метода: определение градиента ГРП через критерий образования трещины [5], метод Итона – Дейнса [6] и метод Хубберта – Уиллиса [7].

1. Определение градиента ГРП через критерий образования трещины выполняется по формуле 5:

$$FBP = 3\sigma_{hmin} - \sigma_{hmax} - \alpha P_p + TSTR, \quad (5)$$

где:

FBP – давление гидроразрыва породы, МПа;
 σ_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, МПа;
 σ_{hmax} – максимальное горизонтальное напряжение, МПа;
 P_p – поровое давление в районе скважины, МПа.

Данный метод является одним из наиболее точных для определения градиента ГРП, так как позволяет учитывать упруго-прочностные свойства горной породы, тектонический фактор и поровое давление. К минусам рассматриваемого метода можно отнести потребность в большом объеме входных данных для выполнения достоверного расчета.

2. Метод Итона – Дейнса, позволяющий рассчитать давление ГРП по формуле 6:

$$FBP = \left(\frac{PR_{sta}}{1 - PR_{sta}} + K \right) (P_{гор} - \alpha P_p) + \alpha P_p, \quad (6)$$

где:

K – эмпирический коэффициент, определяемый по данным мини-ГРП и используемый для оценки тектонического фактора.

При отсутствии данных мини-ГРП коэффициентом K можно пренебречь.

3. В случае отсутствия возможности определения статического коэффициента Пуассона для горных пород, характеризующихся коэффициентом Пуассона, равным 0,25 (среднее значение для пород осадочного происхождения при глубине залегания до 3000 м), можно использовать формулу 7 метода Хубберта – Уиллиса для расчета градиента ГРП:

$$FBP = \frac{1}{3} (P_{гор} - P_p) + P_p, \quad (7)$$

Результат расчета для пластов группы ПК Харампурского месторождения представлен в **таблице 4** (см. с. 61).

По результатам расчета наблюдается высокая схожимость рассчитанных давлений гидроразрыва породы по методам Итона – Дейнса и Хубберта – Уиллиса. Среднее значение отклонения составляет 1,3 атм при максимальном отклонении в 2,1 атм.

Заключение

Низкие упруго-прочностные свойства группы пластов покурской свиты создают необходимость в обосновании предельно допустимых репрессий в процессе глушения скважин с целью предотвращения образования трещин авто-ГРП и ЗКЦ. В ходе проведенных расчетов (исследований) был разработан алгоритм геомеханического обоснования предельно допустимой репрессии на пласты группы ПК. На основе проведенных расчетов создана матрица предельно допустимых давлений для формирования технологического проекта глушения (ТПГ).

Таблица 4 – Расчет давления гидроразрыва на Харампурском месторождении для пластов группы ПК

Залежь	Пласт (объект)	$P_{пл}$, атм	$H_{верт}$, м	$P_{горн}$, МПа	$P_{заб}$ ГРП по Итону, атм	$P_{заб}$ ГРП Хубберту – Уиллису, атм	Плотность жидкости глушения, кг/дм ³	$P_{уст}$ ГРП по Итану, атм	$P_{уст}$ ГРП по Хубберту – Уиллису, атм
Залежь 1	Пласт 2	135,2	1408	31,8	202,8	204,2	1,01	61	59
Залежь 1	Пласт 6	154,0	1663	37,5	239,7	237,6	1,01	72	66
Залежь 1	Пласт 7	161,9	1692	38,2	247,3	248,8	1,01	76	70
Залежь 1	Пласт 8	163,8	1713	38,7	250,3	248,8	1,01	77	71
Залежь 2	Пласт 9	163,8	1743	39,3	252,8	252,8	1,01	77	70
Залежь 1	Пласт 11	165,8	1822	41,1	260,7	259,6	1,01	77	70
Залежь 1	Пласт 12	170,7	1838	41,5	265,3	263,7	1,01	80	73
Залежь 1	Пласт 13	175,7	1872	42,2	271,4	270,1	1,01	82	75

Список источников

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П., Загуренко А. Г., Вафин И. И. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. Москва: Институт компьютерных исследований, 2007. 234 с.
2. Туленков С. В., Широков А. С., Грандов Д. В., Волков В. А., Утусиков Я. В., Архипов В. Н., Галстян К. А., Осипенко А. А. Определение допустимой репрессии на пласт НК-I Сузунского месторождения для предотвращения образования и роста трещин авто-ГРП // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 42–46.
3. Стружанов В. В., Бурмашева Н. В. Теория упругости: основные положения: учебное пособие. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2019. 204 с.
4. ГОСТ 21153.1-75 Породы горные. Метод определения коэффициента крепости по Протодьяконову: государственный стандарт союза ССР: дата введения: 1975-09-25 / Государственный комитет стандартов Совета министров СССР, 1975. 3 с.
5. Алиев М. М., Лутфуллин А. А., Исмагилова З. Ф. Нефтегазовая геомеханика: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. 160 с.
6. Итон Б. А. Расчет градиентов разрыва в третичных бассейнах // Нефтяной инженер. 1969. Май. С. 138–148.
7. Hubbert M., Willis D. Mechanics of hydraulic fracturing, 1957.
8. Деева Т. А., Камартинов М. Р., Кулагина Т. Е., Мангазеев П. В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. С. 240.

References

1. Economides M., Olini R., Valko P., Zagurenko A. G., Vafin I. I. Unified hydraulic fracturing design. From theory to practice. Moscow: Institute of Computer Research, 2007. 234 p. (In Russ.).
2. Tulenkov S. V., Shirokov A. S., Grandov D. V., Volkov V. A., Utusikov Ya. V., Arkhipov V. N., Galstyan K. A., Osipenko A. A. Defining permissible overbalance pressure for NKh-I reservoir of Suzun field to prevent the formation and growth of self-induced hydraulic fractures // Oil Industry. 2020. No. 8. P. 42–46. (In Russ.).
3. Struzhanov V. V., Burmasheva N. V. Theory of elasticity: basic provisions: textbook, Institute of Science and Higher Education of Russian Federation, Urals Federal University. Ekaterinburg: Urals University Publishing House, 2019. 204 p. (In Russ.).
4. GOST 21153.1-75 Mountain rocks. Method for strength factor determination according to Protodyakonov: state standard of the SSR: date of introduction: Sept. 25, 1975, by State Committee of Standards of the Council of Ministers of the USSR, 1975. 3 p. (In Russ.).
5. Aliev M. M., Lutfullin A. A., Ismagilova Z. F. Petroleum geomechanics: textbook. Moscow, Vologda: Infra-Engineering, 2020. 160 p. (In Russ.).
6. Eaton B. A. Estimating fracturing gradients in tertiary basins // Petroleum Engineer. 1969. P. 138–148. (In Russ.).
7. Hubbert M., Willis D. Mechanics of hydraulic fracturing, 1957.
8. Deeva T. A., Kamartdinov M. R., Kulagina T. E., Mangazeev P. V. Hydrodynamic studies of wells: data analysis and interpretation. Tomsk: TPU, 2009. 240 p. (In Russ.).

Информация об авторах

Денис Рамилович Валеев, главный специалист
Наиль Камилович Ахтямов, главный специалист
Петр Иванович Батурин, начальник отдела разработки нефтяных месторождений
Александр Павлович Коваленко, кандидат технических наук, руководитель проекта
Анель Шалхаровна Аккерман, специалист

Information about the authors

Denis R. Valeev, chief specialist
Nail K. Akhtyamov, chief specialist
Petr I. Baturin, head of oil field development department
Alexander P. Kovalenko, candidate of technical sciences, project manager
Anel S. Akkerman, specialist

Статья поступила в редакцию 09.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
 The article was submitted 09.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 62–69

Научная статья
УДК 622.279.23
EDN NSJPCS

КОМПЛЕКСНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ДОБЫЧЕЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПРОМЫСЛА

**Евгений Николаевич Орехов¹, Александр Вячеславович Новиков², Ольга Сергеевна Выдрина³,
Дмитрий Михайлович Мамонов⁴**

^{1, 2, 3, 4}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

¹ENOrukhov@tnnc.rosneft.ru

²AVNovikov18@tnnc.rosneft.ru

³OSVydrina@tnnc.rosneft.ru

⁴DMMamonov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Важной задачей управления добычей газа из газоконденсатных залежей является планирование оптимального режима эксплуатации, при котором достигается максимальное извлечение товарной продукции и минимальное количество потерь на установке комплексной подготовки газа и конденсата. Для решения обозначенной задачи необходимо корректно определять потенциальное содержание газового конденсата в скважинной продукции, а также планировать технологический режим работы скважин с учетом компонентного состава продукции.

Вопрос корректного определения потенциального содержания газового конденсата в продукции скважин тесно связан с понятием «конденсатная банка». Исследования проведены на основе гидродинамического моделирования многокомпонентной фильтрации газоконденсатных смесей в пластах для широкого диапазона проницаемостей при различных режимах. В результате установлены многопараметрические зависимости радиуса образующейся конденсатной банки от накопленной добычи газа и параметров призабойной зоны пласта.

Поскольку максимизация добычи конденсата не всегда является приоритетной задачей эффек-

тивного управления газоконденсатным промыслом, в качестве целевой функции оптимизации технологических режимов работы скважин задан компонентный состав входного потока на УКПГ, что позволяет регулировать извлечение товарной продукции и снизить потери при производстве. В качестве математической основы поиска решения использован метод градиентного спуска.

С учетом отсутствия возможности контроля компонентного состава входного потока газа по прямым замерам разработан автоматизированный инструмент аналитического расчета по первичным скважинным данным многофазной расходомерии и результатам газоконденсатных и лабораторных исследований.

Для обеспечения учета влияния сети сбора на параметры работы скважин инструмент оптимизации внедрен в разработанный сотрудниками ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (дочернего общества ПАО «НК «Роснефть») программный модуль оперативного интегрированного прокси-моделирования, что позволяет значительно ускорить прогнозирование показателей разработки и при этом учесть работу всех элементов системы «пласт – скважины – система сбора».

Ключевые слова: добыча газа, газовый конденсат, компонентный состав, технологический режим работы скважин, интегрированное моделирование

Для цитирования: Орехов Е. Н., Новиков А. В., Выдрина О. С., Мамонов Д. М. Комплексное управление добычей газоконденсатного промысла // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 62–69. EDN NSJPCS.

© Орехов Е. Н., Новиков А. В., Выдрина О. С., Мамонов Д. М., 2023

© Orekhov E. N., Novikov A. V., Vydrina O. S., Mamonov D. M., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):62-69

Original article
UDC 622.279.23
EDN NSJPCS

INTEGRATED MANAGEMENT OF GAS CONDENSATE PRODUCTION

Evgeniy N. Orekhov¹, Aleksander V. Novikov², Olga S. Vydrina³, Dmitriy M. Mamonov⁴

^{1,2,3,4}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia

¹ENOREKH@tnc.rosneft.ru

²AVNOVIK@tnc.rosneft.ru

³OSVYDRINA@tnc.rosneft.ru

⁴DMAMONOV@tnc.rosneft.ru

Abstract. An important task of managing gas production from gas condensate fields is to design the optimal operating conditions which ensure the maximum extraction of marketable products and the minimum losses at a complex gas and condensate treatment plant. To address this task, the potential content of gas condensate in well streams should be correctly determined, and the well operating conditions should be scheduled taking into account the flow component composition.

The issue of correct measurement of the potential content of gas condensate in the well streams is closely related to a "condensate banking" concept. The studies were carried out on the basis of multicomponent flow simulations on gas condensate mixtures in reservoirs for a wide range of permeabilities under various conditions. As a result, multi-parameter functions of the condensate banking radius versus cumulative gas production and bottom-hole zone parameters were built.

Since the maximization of condensate production is not always a priority for efficient management of a gas

condensate field, the component composition of the GTU input stream is set as a target function of optimizing the well operation conditions which allows to control the recovery of marketable products and reduce production losses. The gradient descent method is used as a mathematical basis in the search for solution.

Taking into account the inability to control the component composition of the input gas flow by direct measurements, an automated analytical tool was developed based on primary multiphase flow-metering data and the results of gas condensate and laboratory studies.

To account for the effect of a gathering network on the well operation parameters, the optimization tool has been implemented into the software module of operational integrated proxy modeling developed by the specialists of the Tyumen Petroleum Research Center, a subsidiary of Rosneft, which allows to significantly speed up the development indicators estimation process while taking into account the operation of all elements of a "reservoir – wells – gathering system" chain.

Keywords: gas production, gas condensate, component composition, well operation conditions, integrated modeling

For citation: Orekhov E. N., Novikov A. V., Vydrina O. S., Mamonov D. M. Integrated management of gas condensate production // Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):62-69. (In Russ.). EDN NSJPCS.

Введение

Управление добычей газоконденсатного промысла связано с рисками потери товарного конденсата при подготовке, отсутствием возможности оперативного регулирования объемов производства исходя из текущих потребностей и возможными штрафами за несоответствие установленным стандартам то-

варной продукции. Использование трудоемких инструментов полномасштабного интегрированного моделирования не позволяет оперативно минимизировать данные риски. В связи с этим в ПАО «НК «Роснефть» уделяется большое внимание созданию быстроедействующего корпоративного программного обеспечения.

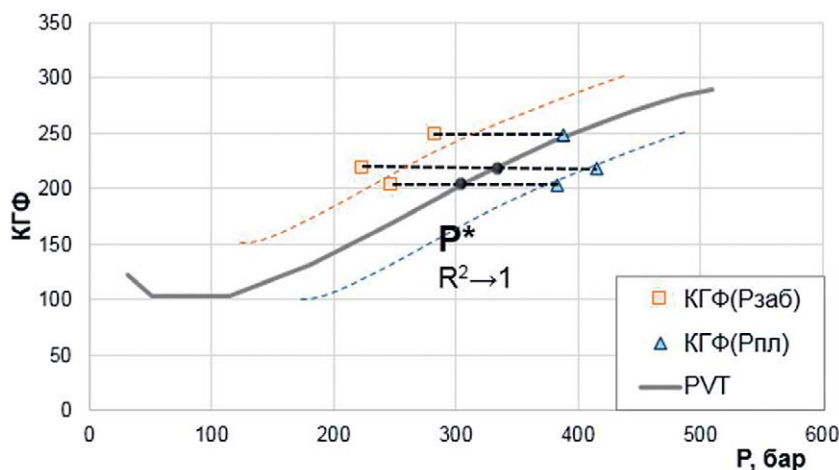


Рисунок 1 – Результаты газоконденсатных исследований

Корректное определение потенциального содержания C_{5+}

На ачимовских залежах ведется бескомпрессорная добыча газа и имеется запас энергетики пласта, при этом отсутствуют геологические предпосылки к ограничению предельных депрессий, что дает возможность регулировать дебиты скважин для обеспечения необходимой добычи газа с учетом ограничения давления в газосборной сети (ГСС). Различная газоконденсатная характеристика скважин по площади позволяет регулировать величину суммарной добычи (выхода) стабильного газового конденсата на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГК).

При планировании технологических режимов (ТР) работы скважин и промысла необходимо корректно определять содержание конденсата в продукции скважин. При этом результаты интерпретации газоконденсатных исследований (ГКИ) демонстрируют отклонение от исходной газоконденсатной кривой относительно как пластового, так и забойного давления (рисунок 1).

Причина наблюдаемого расхождения кроется в процессах, происходящих в призабойной зоне скважины. Эксплуатация газоконденсатных скважин сопровождается выпадением конденсата из пластового газа за счет ретроградной конденсации при снижении пластового давления в призабойной зоне. При этом, как правило, в пласте наблюдается однофазная фильтрация пластового газа. Это обусловлено тем, что значения насыщенности пластов ретроградным конденсатом оказываются существенно более низкими, чем критические значения насыщенности, соответствующие подвижности конденсата.

Однако при детальном моделировании призабойной зоны пласта установлены области повышенных значений конденсатонасыщенности (область 1 на рисунке 2) – так называемые конденсатные банки, в которых может отмечаться двухфазная фильтрация газа и конденсата. Явление образования конденсатных банок и протекающие в них процессы достаточ-

но хорошо изучены и представлены в работах многочисленных авторов [1, 2, 3]. Размеры конденсатных банок, как правило, составляют первые десятки метров. Именно из области с повышенной насыщенностью конденсатом выносится дополнительный объем конденсата, который фиксируется на устье. Давление точки росы для добываемой скважинной смеси равно давлению на внешней границе области 1. С учетом этого для корректной оценки потенциального содержания конденсата необходимо использовать давление (P^*) на границе области 1, которая является границей конденсатной банки [4].

Важно отметить, что процесс образования области подвижного конденсата в призабойной зоне происходит не мгновенно: конденсатная банка увеличивается в ходе разработки, и объем подвижного конденсата меняется.

На основе результатов серии расчетов на детальной гидродинамической модели получена многопараметрическая зависимость изменения радиуса конденсатной банки от накопленной добычи газа.

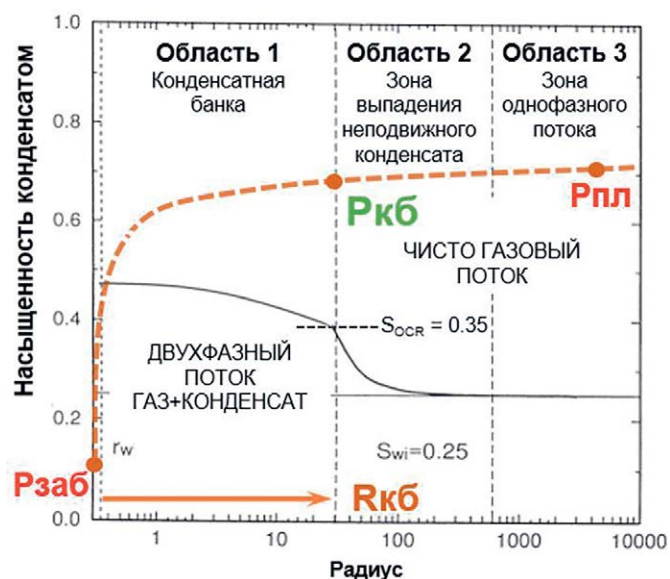


Рисунок 2 – Профиль насыщенности и давления

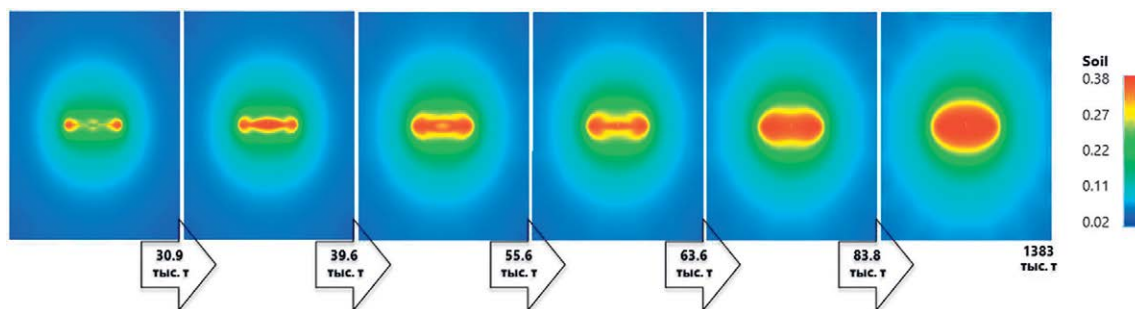


Рисунок 3 – Пример резкого замещения коллектора при бурении горизонтальной скважины

Естественное влияние на формирование конденсатной банки оказывает изменение свойств призабойной зоны пласта при проведении мероприятий по гидро-разрыву пласта (ГРП). В начальный период конденсатная банка имеет гантелеобразную форму (**рисунок 3**), которая в дальнейшем стремится к форме эллипса. Скорость этого процесса напрямую зависит от проницаемости пласта.

При описании области конденсатной банки для скважин с ГРП введен параметр эквивалентного радиуса.

Алгоритм расчета компонентного состава входного потока газа на УКПГик

Алгоритмы поиска решения оптимизации параметров работы скважин, направленной на увеличение добычи конденсата, реализованы в ряде программных комплексов как отечественного, так и иностранного производства. Однако максимизация добычи конденсата не всегда является приоритетной задачей эффективного управления газоконденсатным промыслом. Наиболее значимой целевой функцией (ЦФ) в задаче оптимизации является возможность управления компонентным составом входного потока газа на УКПГ, что позволит регулировать извлечение товарной продукции и снизить потери при подготовке.

В качестве математической основы поиска решения использован метод градиентного спуска [5].

Оптимизация технологического режима сводится к подбору таких дебитов газа по скважинам, которые обеспечат максимизацию целевой функции (ЦФ) – целевого компонентного состава потока газа на входе

в УКПГ – с учетом весовых коэффициентов, задаваемых для регулирования доли производства нужного сейчас товарного продукта.

В отсутствие возможности контроля компонентного состава входного потока газа по прямым замерам разработан автоматизированный инструмент аналитического расчета по первичным скважинным данным многофазной расходомерии и результатам газоконденсатных и лабораторных исследований.

Анализ промысловых данных позволил определить корреляционные зависимости, отражающие связь между замеренным на многофазных расходомерах конденсатно-газовым фактором (КГФ) и потенциальным содержанием C_{5+} (ПС C_{5+}) в продукции скважины (**рисунок 4**).

При этом зависимости дифференцированы с учетом объединения скважин в группы по характеру распределения компонентов в продукции.

Для воссоздания состава входного потока на уровне УКПГ используется принцип сохранения массового баланса потоков продукции со скважин в сети сбора. Данные по массовому расходу продукции скважин, необходимые для расчета, определяются по результатам замеров многофазным расходомером массовых дебитов линейного газа и конденсата. Учитывая схему ГСС и массовый вклад каждой скважины в суммарный поток, можно рассчитывать состав потока на уровне куста, шлейфа и УКПГик. Для этого состав продукции скважины, рассчитанный на основании корреляционных зависимостей, взвешивается с учетом весовой доли вклада каждой из скважин на соответствующем узле ГСС. При этом предполагается,

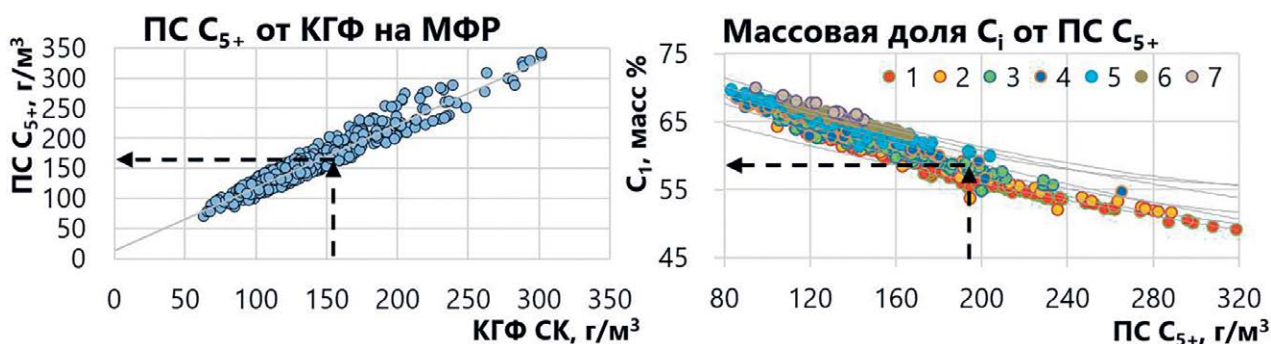


Рисунок 4 – Расчет состава продукции скважин по данным многофазной расходомерии

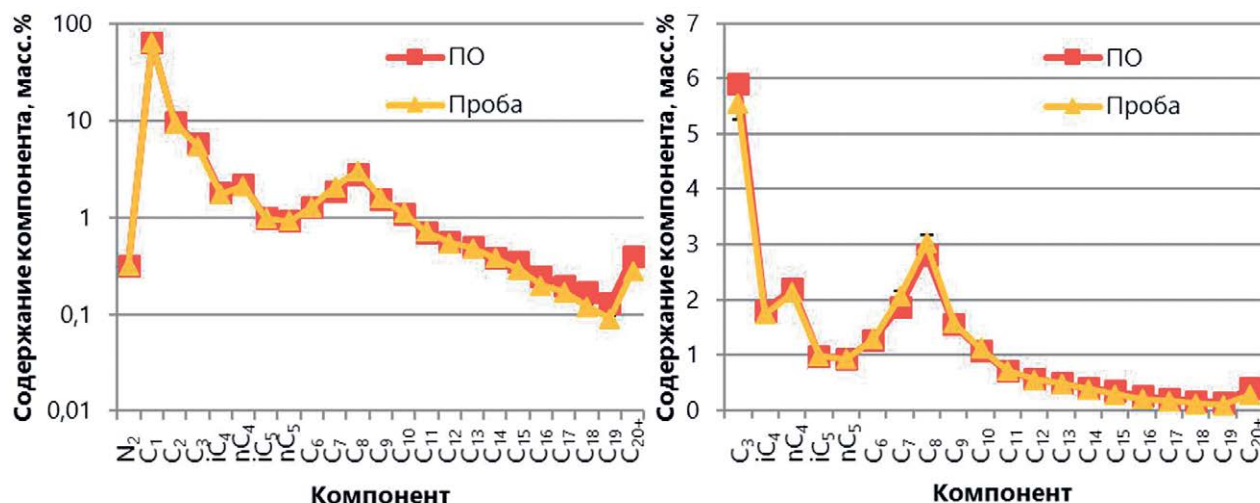


Рисунок 5 – Сопоставление компонентных составов

что расчет выполняется для среднесуточного состава, что позволит не учитывать скорость течения потоков в системе сбора.

Разработанный алгоритм заложен в основу программного модуля, позволяющего автоматизировать аналитические расчеты компонентного состава по скважинам и суммарного состава по узлам сети и УКПГК в целом.

В качестве исходной информации используются параметры скважины, статус работы, данные замеров дебитов фаз: расход фаз в рабочих и стандартных условиях по многофазной расходомерии, а также набор корреляционных зависимостей, позволяющих спрогнозировать композиционный состав пластового газа. Управление функционалом программы и отображение результатов расчета осуществляется при помощи графического интерфейса.

Созданный инструмент позволяет оперативно выполнять расчет состава продукции скважин и входного потока УКПГК при наличии необходимых данных в ретроспективный период, а также осуществлять прогнозирование состава продукции на основе интерполяции текущих данных замеров в краткосрочной перспективе (до 15 суток). При необходимости возможен расчет состава в долгосрочной перспективе при использовании данных планируемого технологического режима работы скважин.

В качестве апробации расчетного алгоритма выполнено сопоставление состава, рассчитанного по материальному балансу УКПГК на основе проб выходных потоков, с составом, рассчитанным по реализованному алгоритму. Расхождение при определении потенциального содержания C_{5+} не превышает 1 % (рисунок 5).

Полученные результаты позволяют сделать вывод о корректности работы разработанного алгоритма и применимости его в задачах оптимизации технологического режима работы скважин.

Комплексное управление добычей

Использование результатов расчета компонентного состава входного потока на УКПГК позволяет усовершенствовать методику оперативного планирования технологических режимов работы скважин. Синергия алгоритмов оптимизации технологических режимов и расчета состава входного потока на УКПГ (рисунок 6, см. с. 67) позволяет определять оптимальный режим работы скважин исходя из заданного состава, тем самым регулируя подготовку товарной продукции, снизить потери при производстве, обеспечить безопасную и устойчивую работу мощностей инфраструктуры [6].

Специфика моделирования газовых объектов связана со значительным влиянием сети сбора на параметры работы скважин. Это обуславливает необходимость использования интегрированного моделирования, что требует существенных трудозатрат [7, 8].

В связи с этим описанный выше инструмент оптимизации внедрен в программный модуль интегрированного прокси-моделирования, который позволяет учесть работу всех элементов системы «пласт – скважины – газосборная сеть». Расчетная основа модуля представляет собой интеграцию модели пласта, модели флюидов, модели скважин и модели ГСС. Отличительной особенностью подхода прокси-моделирования по сравнению с полномасштабными инструментами интегрированного моделирования является построение модели пласта. Модель пласта является однослойной с заданными параметрами каркаса и фильтрационно-емкостными свойствами пласта, PVT-свойствами насыщающих флюидов и относительными фазовыми проницаемостями [9].

Входными данными для моделирования скважин являются инклинометрия, информация о параметрах насосно-компрессорных труб и продуктивности в виде коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b . Расчет внутрислоевого фильтрации флю-

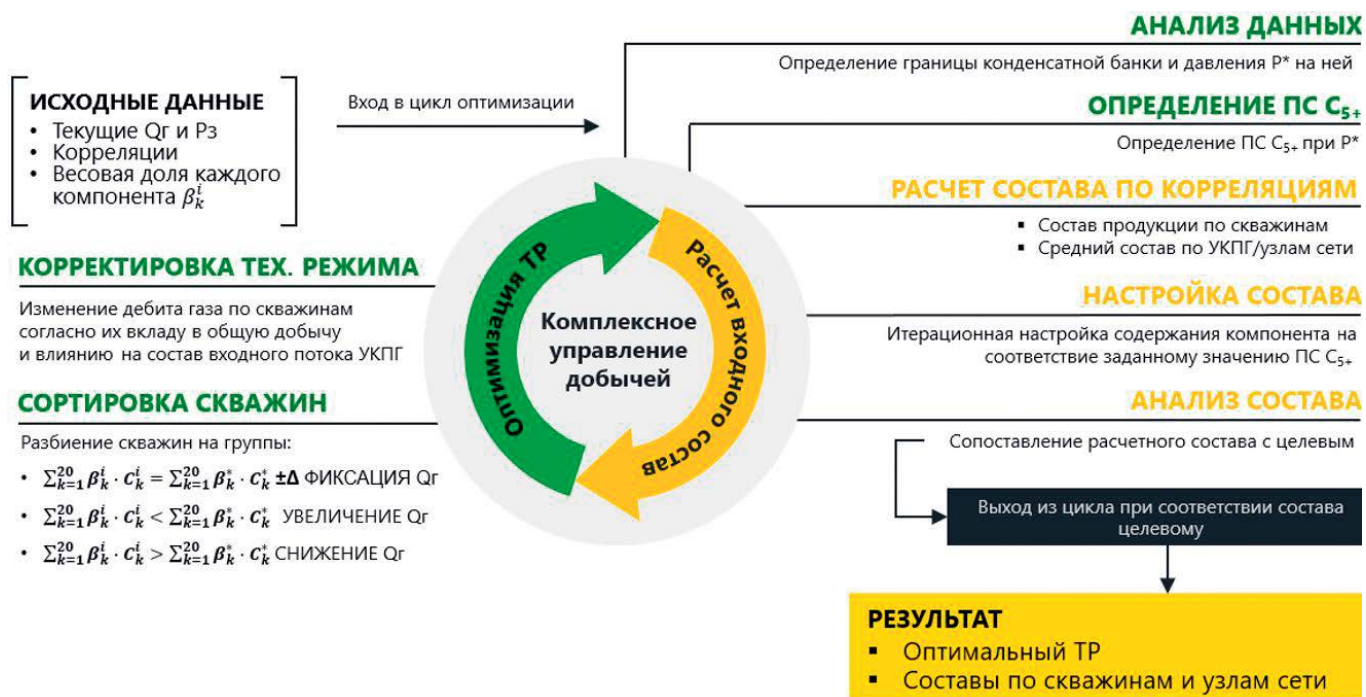


Рисунок 6 – Алгоритм комплексного управления добычей газоконденсатного промысла

идов строится на основных законах гидродинамики и материального баланса. Модель ГСС формируется с помощью графического конструктора с учетом фактической конфигурации сети [10, 11, 12, 13, 14].

Данный подход позволяет сохранить преимущества оперативности аналитических расчетов без значимой потери информативности гидродинамических симуляторов, учитывая при этом функционал интегрированных моделей.

В качестве апробации комплексного инструмента оптимизации выполнены расчеты с заданием весовых коэффициентов по компонентам, требую-

щим максимизации в составе входного потока газа на УКПГК.

Результаты расчетов позволили получить распределение дебитов скважин, обеспечивающих увеличение ПС C_{5+} с 128,1 до 147,4 г/м³ (рисунок 7). При этом найденное решение выполняет ограничения максимальной добычи газа и технологических ограничений параметров работы скважин и ГСС.

Рассматриваемый период оптимизации составил один месяц, при этом добыча стабильного конденсата увеличилась на 3,4 тыс. тонн, что в денежном выражении соответствует приросту NPV более 195 млн рублей.

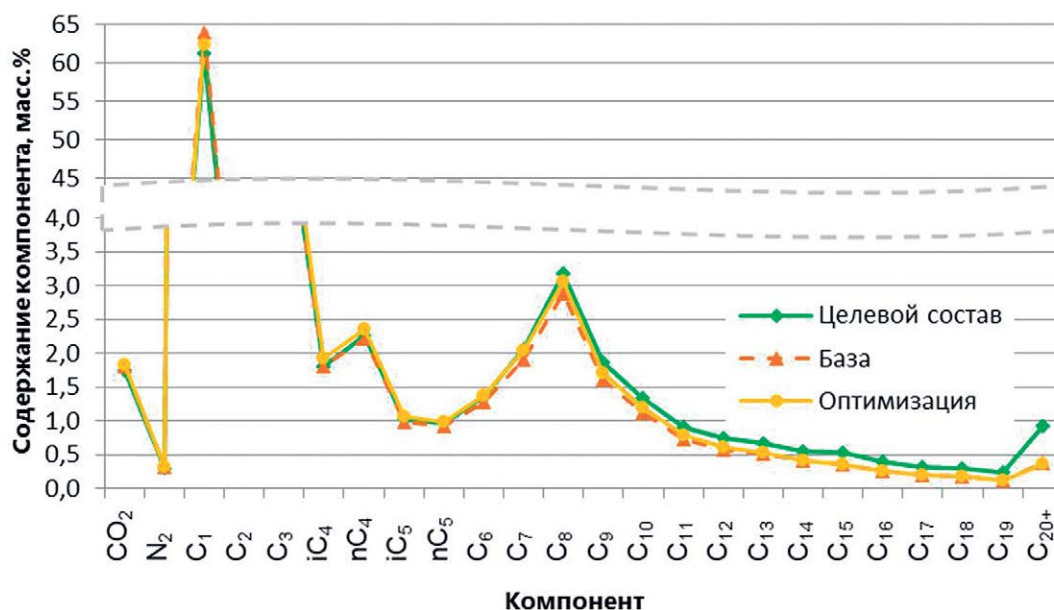


Рисунок 7 – Оптимизация компонентного состава входного потока

Заклучение

Необходимость оперативного принятия решений при управлении добычей требует автоматизации производственных процессов. В связи с этим специалистами корпоративных институтов ПАО «НК «Роснефть» уделяется большое внимание не только научно-практическому сопровождению разработки газовых активов компании, но и созданию быстродействующего корпоративного программного обеспечения.

Оптимальный выбор технологического режима работы скважин является важной задачей планирова-

ния разработки месторождения и напрямую влияет на показатели экономической эффективности добычи газа.

Использование представленного инструмента обеспечивает безопасную и устойчивую работу мощностей инфраструктуры и позволяет повысить эффективность при управлении извлечением товарной продукции с учетом возможности регулирования состава входного потока газа на УКПГ.

Список источников

1. Патент RU2386027C1. Способ определения текущей конденсатонасыщенности в призабойной зоне скважины в газоконденсатном пласте-коллекторе.
2. Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Шандрыгин А. Н., Подюк В. Г. Методы повышения производительности газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1997.
3. Afidick D., et all. Production performance of retrograde condensate reservoir: a case study of Arun field // Paper SPE 28749 presented at the SPE Asia Pacific Oil&Gas Conference. Melbourne, Australia, 1994, November 7–10.
4. Ø. Fewang, SPE, K. H. Whitson, SPE, W. Trondheim. Modeling the productivity of a gas condensate well, North Carolina // SPE 30714 Reservoir engineering, 1996, November.
5. Гасников А. В. Современные численные методы оптимизации. Метод универсального градиентного спуска: Учебное пособие. М.: МФТИ, 2018. 291 с.
6. Архипов Ю. А. и др. Оперативное прогнозирование разработки газовых месторождений на основе интегрированного прокси-моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. С. 74–76.
7. Кузеванов М. А., Глумов С. В., Бучинский С. В. Интегрированная модель системы «пласт – скважина – система сбора – система подготовки» многопластового нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2016. № 42. С. 25–27.
8. Харитонов А. Н., Поспелова Т. А., Лознюк О. А., Архипов Ю. А., Юшков А. Ю., Стрекалов А. В. и др. Методика обоснования технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей // Нефтепромысловое дело. 2020. №4(616). С. 41–47.
9. Стрекалов А. В., Князев С. М. Расчет технологического режима газового промысла на основе быстродействующей модели «GasNet-VBA» // Росгеология. В поисках новых открытий. Иркутск, 2019.
10. Поспелова Т. А. Механизм построения универсальной математической прокси-модели гидродинамических систем нефтяных и газовых месторождений на основе метода крупных контрольных объемов // Бурение и нефть. 2021. № 5. С. 40–43.
11. Стрекалов А. В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень, 2007. 661 с.

References

1. Patent RU2386027C1. Method for measuring the current condensate saturation in a well bottom-hole zone of a gas condensate reservoir. (In Russ.).
2. Gritsenko A. I., Ter-Sarkisov R. M., Shandrygin A. N., Podyuk V. G. Methods of improving the productivity of gas condensate wells. Moscow: Nedra, 1997. (In Russ.).
3. Afidick D., et all. Production performance of retrograde condensate reservoir: a case study of Arun field // Paper SPE 28749 presented at the SPE Asia Pacific Oil&Gas Conference. Melbourne, Australia, 1994, November 7–10.
4. Ø. Fewang, SPE, K. H. Whitson, SPE, W. Trondheim. Modeling the productivity of a gas condensate well, North Carolina // SPE 30714 Reservoir engineering, 1996, November.
5. Gasnikov A. V. Modern numerical optimization methods. The method of universal gradient descent: Textbook. Moscow: MIPT, 2018. 291 p. (In Russ.).

6. Arkhipov Yu. A., et all. Operational forecasting of a gas field development based on integrated proxy modeling // Oil industry. 2022. No. 1. P. 74–76. (In Russ.).
7. Kuzevanov M. A., Glumov S. V., Buchinsky S. V. Integrated model of the “reservoir – well – gathering system – treatment system” chain of a multi-reservoir oil and gas condensate field // Scientific and Technical Bulletin of ROSNEFT. 2016. No. 42. P. 25–27. (In Russ.).
8. Kharitonov A. N., Pospelova T. A., Loznyuk O. A., Arkhipov Yu. A., Yushkov A. Yu., Strekalov A. V., et all. Methodology for substantiation of gas and gas condensate well operation conditions using integrated models // Oilfield business. 2020. No. 4(616). P. 41–47. (In Russ.).
9. Strekalov A. V., Knyazev S. M. Simulating the process conditions of a gas field based on the “GasNet-VBA” quick model // Rosgeologiya. In search of new discoveries. Irkutsk, 2019. (In Russ.).
10. Pospelova T. A. The building mechanism of a universal mathematical proxy model of hydrodynamic systems of oil and gas fields based on the large control volumes method // Drilling and Oil. 2021. No. 5. P. 40–43. (In Russ.).
11. Strekalov A. V. Mathematical models of hydraulic systems for controlling reservoir pressure maintenance systems. Tyumen, 2007. 661 p. (In Russ.).

Информация об авторах

Евгений Николаевич Орехов,

начальник отдела

Александр Вячеславович Новиков,

менеджер

Ольга Сергеевна Выдрина,

главный специалист

Дмитрий Михайлович Мамонов,

ведущий специалист

Information about the authors

Evgeniy N. Orekhov,

department head

Aleksander V. Novikov,

manager

Olga S. Vydrina,

chief specialist

Dmitriy M. Mamonov,

lead specialist

Статья поступила в редакцию 09.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
The article was submitted 09.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 70–80

Научная статья
УДК 622.279.23
EDN JFQJTX

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВАРИАТИВНОГО ПОДХОДА К ПЛАНИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ EMV И VOI-АНАЛИЗА

П. Ю. Хорошман¹, И. М. Давлетшина², Д. В. Короховой³, В. О. Монахова⁴, Д. М. Мамонов⁵

^{1,2,4,5}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

³АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Новый Уренгой, Россия

¹pykhoroshman@tnnc.rosneft.ru

²imdavletshina@tnnc.rosneft.ru

³dvkorohovoy@rspn.rosneft.ru

⁴vomonakhova@tnnc.rosneft.ru

⁵dmmamonov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. При планировании стратегии ввода новых месторождений, объектов всегда присутствуют риски и неопределенности, связанные с недостаточной изученностью геологического строения, особенностей залегающих и формирования тех или иных залежей. Классический пообъектный ввод не позволяет в достаточной мере учесть все эти факторы для наиболее эффективной разработки месторождения.

Ключевые слова: разработка газоконденсатных месторождений, добыча газа, VOI-анализ, ценность информации, программа исследований, программа доизучения, геологические риски и неопределенности

Для цитирования: Хорошман П. Ю., Давлетшина И. М., Короховой Д. В., Монахова В. О., Мамонов Д. М. Применение комплексного вариативного подхода к планированию разработки нефтегазоконденсатных месторождений с учетом EMV и VOI-анализа // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 70–80. EDN JFQJTX.

© Хорошман П. Ю., Давлетшина И. М., Короховой Д. В., Монахова В. О., Мамонов Д. М., 2023

© Khoroshman P. Yu., Davletshina I. M., Korokhovoi D. V., Monakhova V. O., Mamonov D. M., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):70-80

Original article
UDC 622.279.23
EDN JFQJTX

APPLYING AN INTEGRATED VARIABLE APPROACH TO PLANNING THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELDS ON THE BASIS OF EMV AND VOI-ANALYSIS

P. Yu. Khoroshman¹, I. M. Davletshina², D. V. Korokhovoi³, V. O. Monakhova⁴, D. M. Mamonov⁵

^{1,2,4,5}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia

³JSC "ROSPAN INTERNATIONAL", Novy Urengoy, Russia

¹pykhoroshman@tnnc.rosneft.ru

²imdavletshina@tnnc.rosneft.ru

³dvkorohovoy@rspn.rosneft.ru

⁴vomonakhova@tnnc.rosneft.ru

⁵dmmamonov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. When planning a strategy for the commissioning of new fields and development targets, there are always risks and uncertainties associated with insufficient knowledge of the geological, structural, and formation

features of certain reservoirs. Classic reservoir-by-reservoir commissioning does not allow sufficient consideration of all these factors to ensure the most efficient field development.

Keywords: development of gas condensate fields, gas production, VOI-analysis, value of information, research program, appraisal program, geological risks and uncertainties

For citation: Khoroshman P. Yu., Davletshina I. M., Korokhovoi D. V., Monakhova V. O., Mamonov D. M. Applying an integrated variable approach to planning the development of oil and gas condensate fields on the basis of EMV and VOI-analysis. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):70-80. (In Russ.). EDN JFQJTX.

Введение

Традиционный подход к формированию рейтинга бурения во многом не учитывает риски и неопределенности при разбуривании, что влечет за собой высокую вероятность неподтверждения продуктивности новых скважин. Таким образом, накопленный опыт разработки актива АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» говорит нам о необходимости пересмотра подхода к рейтингу скважин и последовательности ввода объектов в разработку.

На активах АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» с 2021 года используется новая методика планирования страте-

гии разработки, в основе которой лежит использование ряда подходов:

- вероятностное геологическое моделирование;
- EMV-анализ для оценки рейтинга скважин;
- VOI-оценка программы доизучения.

Применение данного комплексного подхода позволило повысить надежность итогового профиля добычи газа и конденсата, сформировать программу доизучения, рисковый капитал которой на снятие неопределенности ниже, чем риски недостижения целевого NPV в случае реализации риска, и, как следствие, увеличить экономическую привлекательность проекта в целом.

Геологическое строение

Основные запасы рассматриваемого месторождения сосредоточены в залежах валанжинских и ачимовских отложений, которые характеризуются сложным геологическим строением. Ачимовская группа пластов уже находится в разработке, а валанжинские отложения – на стадии подготовки для вовлечения в разработку.

Залежи валанжинских пластов стратиграфически относятся к неокомскому клиноформенному комплексу, концептуальная модель предполагает шельфовые условия формирования пласта. Накопление пластов происходило за счет проградации дельтового комплекса, песчаный материал перерабатывался под действием береговых течений и откладывался параллельно береговой линии, образуя тела линзовидного типа.

Наличие в пластах линзовидных тел предполагает высокую неоднородность толщин и ФЕС по площади и разрезу, различное насыщение в соседних линзах.

Формирование ачимовской толщи происходило в глубоководноморских условиях осадконакопления, отложения пластов Ач относятся к фондоформенной части неокомского клиноформного комплекса (рисунок 1).

Особенностями осадконакопления пластов Ач являются:

- цикличность отложений (формирует внутрипластовые литологические экраны);
- несколько источников поступления осадочного материала (формирует перекрывающиеся в плане песчаные линзы);
- наклонное залегание пластов (формирует сложную геометрию внутрипластовых литологических экранов).

Кроме того, разработку ачимовских отложений осложняют высокие значения глубины залегания

(до 4000 м), наличие аномально высокого пластового давления (более 600 атм), низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС, Кпр не превышает 1 мД), высокое потенциальное содержание конденсата, а также наличие зон с подвижной водой.

Перечисленные факторы препятствуют формированию однозначного представления о геологическом строении ачимовских и валанжинских отложений, что создает существенную неопределенность в оценке геометрии и ФЕС пластов и, как следствие, неопределенность в объеме запасов и прогнозном профиле добычи углеводородов (УВ). В таких сложных условиях для успешной реализации проекта и достижения запланированных уровней добычи углеводородного сырья (УВС) требуется применение самых современных и дорогостоящих технологий. Стоимость риска или ошибки в случае бурения одной неэффективной горизонтальной скважины может составлять более 1 млрд руб.

Проблематика и предпосылки по изменению стратегии разработки

Большое количество рисков и неопределенностей, связанных с особенностями геологического строения пластов, порождают ряд проблем при разработке месторождения.

Основными проблемами на рассматриваемом месторождении являются:

1. Наличие подвижной воды в юго-восточной зоне одного из пластов, которая в значительной степени осложняет эксплуатацию скважин. Наличие воды было подтверждено результатами исследований скважин одного из кустов через скважинные сепараторы. По этим скважинам был замерен высокий уровень водогазового фактора (ВГФ) и обводненности пласта,

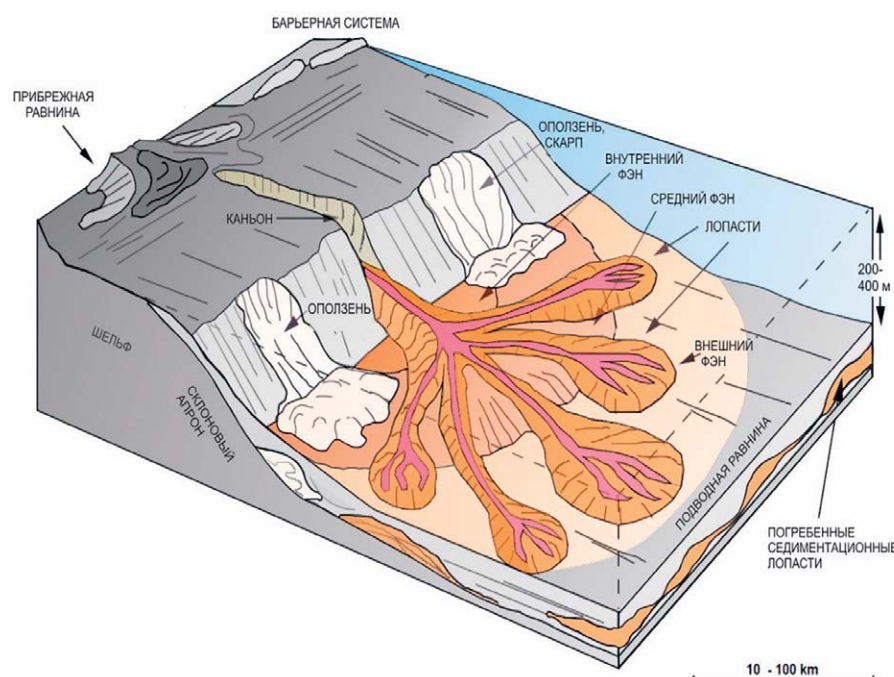


Рисунок 1 – Модель осадконакопления для глинисто-песчаных подводных фэнов (Harold G. Reading and Marcus Richards, 1994)

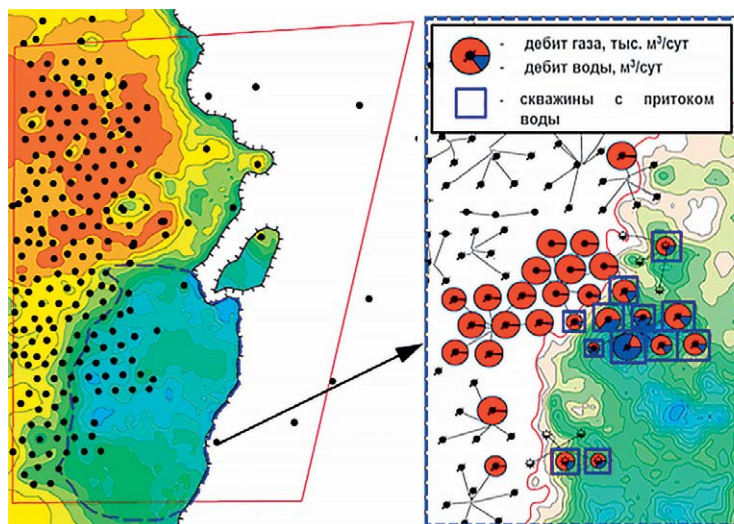


Рисунок 2 – Скважины, по которым был замерен высокий уровень ВГФ

что на других скважинах не наблюдалось, объем воды превышал закачанный при гидроразрыве пласта (ГРП) на 10–60 % (рисунок 2).

На текущий момент в этой зоне простаивают в ожидании ввода дожимной компрессорной станции (ДКС) скважины нескольких кустов.

2. Наличие краевых зон пласта с резким замещением коллектора глиной, которое приводит к потере части ствола скважины при бурении вследствие набора необходимого угла для возврата в коллектор. Эта проблема создает высокую вероятность неэффективной проводки горизонтальных стволов новых скважин (рисунок 3).

3. Отсутствие способов эффективного вовлечения пласта в разработку. При выработке двух пластов совместным фондом, по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ), пласт с меньшим объемом запасов вносит ничтожно малый вклад в общую добычу (около 2 %) (рисунок 4, см. с. 74).

4. Подготовка запасов валанжинских отложений для вовлечения в разработку. Проблема связана с целым рядом неопределенностей (насыщения, границ распространения линзовидных тел, ФЕС), которые влияют на представление о том, какую часть запасов возможно эффективно вовлечь в разработку.

Наличие этих проблем вызвало необходимость изменения существующего подхода к планированию разработки и применения новой для АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» методики EMV и VOI-анализа с учетом рисков и неопределенностей, а также расширения существующей программы доизучения путем планирования бурения дополнительных пилотных стволов с геологической нагрузкой и выделения участков опытно-промышленных работ (ОПР).

Сценарные реализации геологических моделей (ГМ) на примере пласта Ач

Важнейшим инструментом, используемым для планирования разработки актива в условиях высоких рисков и неопределенностей, является вероятностное геолого-гидродинамическое моделирование.

При построении вероятностных моделей была использована не стандартная методика выбора вариантов P10, P50, P90 из множества рассчитанных реализаций по результатам анализа неопределенностей, а методика, основанная на построении вариантов P10, P50, P90 по заранее выработанной матрице, предусматривающей вариацию геологических параметров для трех вариантов: P10 – оптимистичного, P50 – базового и P90 – пессимистичного. При этом варьиру-

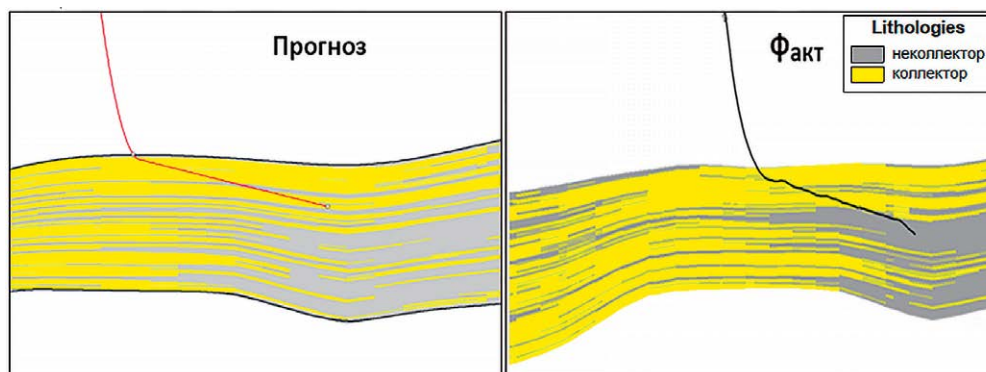


Рисунок 3 – Пример резкого замещения коллектора при бурении горизонтальной скважины

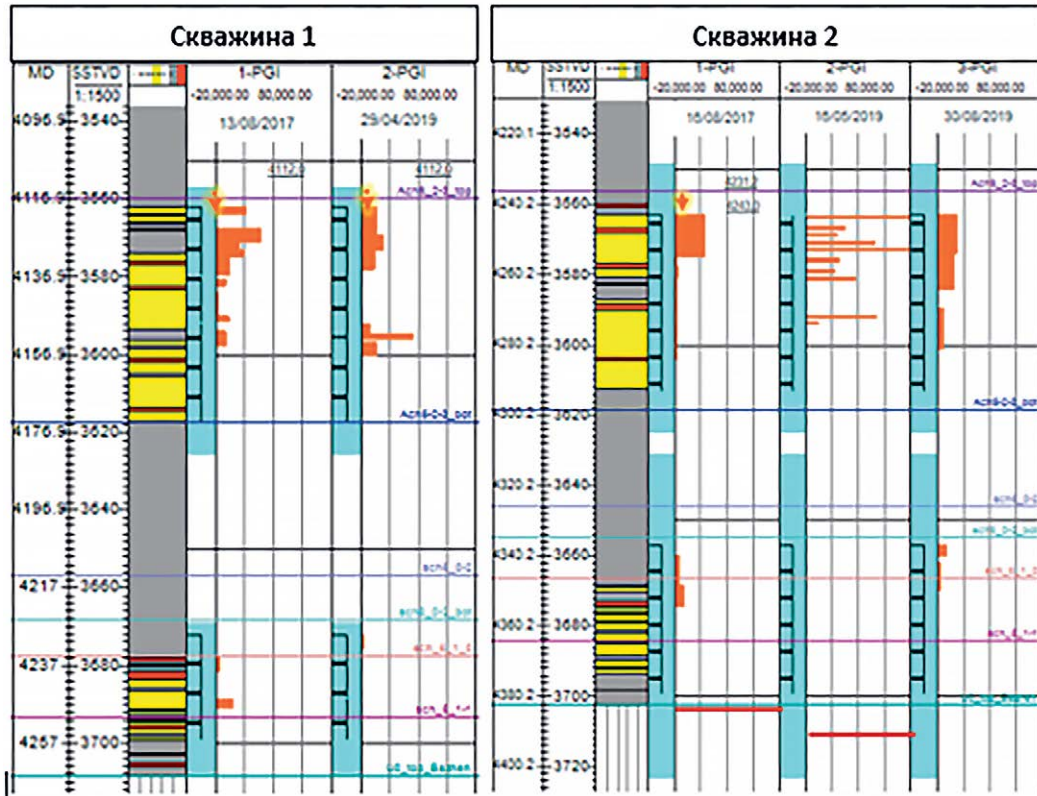


Рисунок 4 – Результаты ПГИ по скважинам с совместной эксплуатацией двух пластов

вание параметров осуществлялось как в скважинах по интерпретации геофизических исследований (ГИС), так и в межскважинном пространстве [5]. Варьируемые параметры представлены в **таблице 1**.

Использование сценарного подхода к построению вероятностных моделей позволило добиться ряда преимуществ по сравнению с методикой, основанной на расчете множества реализаций [3]. А именно: получение контролируемого результата за счет предварительного выбора параметров для той или иной реализации, соответствие моделей P10-P50-P90 в любой точке модели, что дало возможность выполнять оценку рисков по локальным зонам, кустам, скважинам, а также определять ценность информации (VOI-анализ) (**рисунок 5**, см. с. 75).

По описанной схеме были получены вероятностные модели по всем основным пластам.

В результате для каждого пласта был определен диапазон изменения запасов, которые потенциально могут быть вовлечены в разработку, и получены варианты геологической модели, учитывающие как возможные риски, так и возможный потенциал для получения дополнительных объемов запасов (**рисунок 6**, см. с. 75).

При этом ширина полученного диапазона изменения запасов ежегодно будет снижаться по мере разбухания пласта и проведения запланированных исследовательских работ, причем снижение этого диапазона напрямую будет зависеть от качества запланированной программы исследований.

Таблица 1 – Параметры, варьируемые при построении вероятностных геологических моделей

	Параметр	Изменяемый показатель
РИГИС	Эффективная толщина	Граничное значение коэффициента пористости
	Пористость	Термобарические условия
	Насыщенность	Минерализация, капиллярная модель
Характеристика пласта	Латеральная связанность коллектора	Вариация наличия/отсутствия отдельных линз
	Площадь газонасыщенности	Вариация зоны глинизации
	Эффективная толщина в краевой части	Реализация модели выклинивания / модели замещения
	Объем газонасыщенных/нефтенасыщенных пород	Вариация межфлюидных контактов

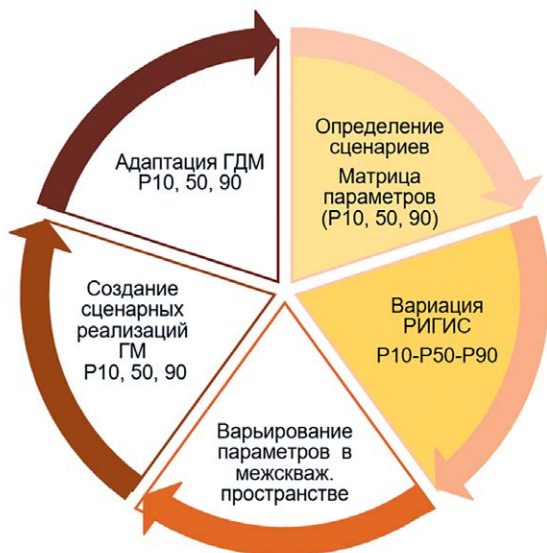


Рисунок 5 – Схема построения вероятностных моделей с использованием сценарного подхода

Комплексный вариативный подход

Впервые был применен комплексный подход при планировании стратегии разработки актива, который увязывает в единую целостную цепочку такие параллельные процессы, как:

1. Определение оптимальной плотности сетки скважин и типа заканчивания.
2. Определение оптимальной очередности ввода скважин, кустов, пластов не только с точки зрения экономической эффективности, но и с целью повышения надежности профиля добычи за счет учета

рисков и неопределенностей путем применения EMV-анализа.

3. Составление программы доизучения активов с использованием анализа ценности информации от запланированных исследований (так называемый VOI-анализ).

4. Выполнение вероятностной оценки потенциала добычи проекта.

Основой всех выполненных работ является циклическая схема, представленная на **рисунке 7** (см. с. 76), которая позволяет спланировать систему разработки актива, составить программу исследовательских работ в поддержку бурения, а также осуществлять эффективное управление рисками.

При планировании разбуривания или добуривания месторождения может быть два пути. Первый – планирование проектного фонда и оценка прогноза добычи на основе текущего представления о геологическом строении, без затрат на доизучение объекта, а также оценка вероятного изменения профиля добычи на реализации P10 и P90. Это, по сути, первая ветка нашей схемы.

Второй путь (вторая ветка схемы) – планирование дополнительного фонда скважин и программы исследований для оценки потенциала вовлечения дополнительных запасов, которые могут быть подтверждены с определенной долей вероятности.

Каждый из этих двух путей может оказаться экономически более привлекательным. Данная схема позволяет выбрать, по какому пути необходимо двигаться.

Выбор осуществляется на основе расчета показателей EMV (Estimated Monetary Volume – ожидаемые

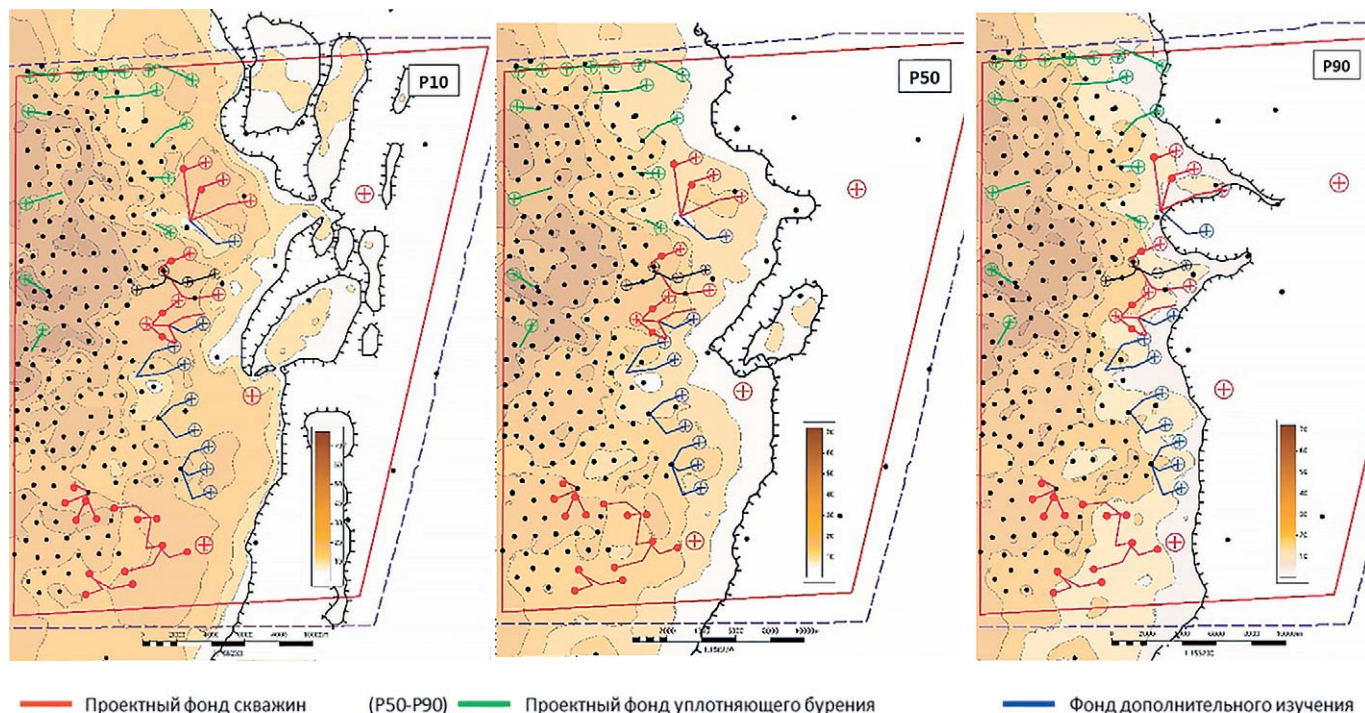


Рисунок 6 – Карты эффективных толщин по вариантам ГМ P10, P50, P90

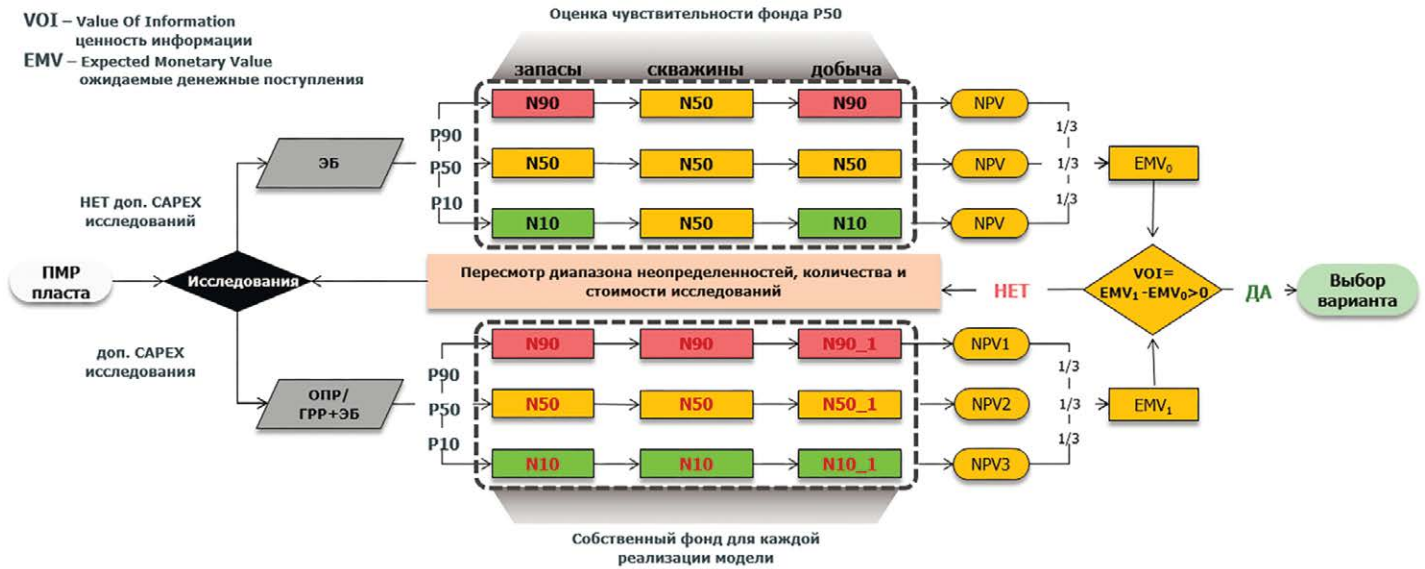


Рисунок 7 – Алгоритм актуализации стратегии разработки с учетом рисков и неопределенностей

денежные поступления) по каждой ветке, а также VOI (Value Of Information, ценность информации), получаемой от программы исследовательских работ.

Данная схема может быть применена как глобально к месторождению или пласту в целом, так и к отдельным зонам и кустам.

Подробнее о новом подходе к формированию рейтинга бурения, который сделает прогноз добычи намного более надежным и позволит избежать многих ошибок в будущем.

Подход заключается в том, что проектный фонд рассчитывается на всех трех реализациях моделей (P10, P50 и P90) с одновременным запуском. По каждой скважине оценен показатель EMV для всех объектов (расчетная формула 1). Собран общий рейтинг по данному параметру, проведена оценка EMV по кустам [2, 4, 6]. Порядок ввода обусловлен рейтингом EMV по кустам, внутри кустов – по EMV каждой скважины. Таким образом, порядок ввода скважин кустов учитывает геологические, технологические и экономические риски. То есть наименее рискованные и более экономически эффективные скважины вводятся в первую очередь, наиболее рискованные – в последнюю очередь.

$$EMV = 1/3 NPV_{P10} + 1/3 NPV_{P50} + 1/3 NPV_{P90} \quad (1)$$

В работе принималось равновероятное подтверждение той или иной реализации модели, поэтому весовые коэффициенты приняты равными 1/3 (считается среднее арифметическое). При других ожидаемых вероятностях подтверждения моделей данные коэффициенты могут быть скорректированы (в сумме 1).

Результатом применения нового комплексного подхода стали прогнозные профили добычи в целом по проекту (рисунок 8, см. с. 77).

Основные изменения – это очередность ввода пластов в разработку, а также загрузка дополнительной установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

В целом плато добычи увеличилось на 1 год в сравнении со стратегией развития предыдущего года (таблица 2, см. с. 77).

Этого удалось добиться за счет пересмотра решений по типу заканчивания скважин и оптимизации плотности сетки скважин. Фонд скважин к бурению увеличился на пять единиц и составил 143 скважины. При этом значительно увеличилась длина ствола и количество ГРП.

За счет использования комплексного подхода к составлению рейтинга бурения удалось добиться повышения надежности прогнозируемого профиля добычи, так как теперь в первую очередь запускаются не те скважины, которые имеют максимальную эффективность в текущем представлении о геологическом строении, а те, которые максимально эффективны во всех трех вероятностных реализациях, то есть имеют минимальный риск неуспешности.

Что касается загрузки новой проектной УКПГ в новой программе, первым пластом, который заполняет мощности УКПГ, является пласт БУ1. За счет применения нового подхода к рейтингованию скважин было установлено, что проектные скважины пласта БУ1 являются наименее рискованными, так как данный пласт в значительной степени изучен транзитным фондом. Соответственно, пласт БУ2, несмотря на более высокие ФЕС, сместился вправо по причине более высокого риска получения неуспешных скважин.

Вместе с формированием основного прогнозного профиля добычи была выполнена оценка вероятного изменения потенциала добычи с учетом рисков и неопределенностей.

В случае реализации варианта P50 при фонде скважин x добыча составит z млрд м³, плато добычи

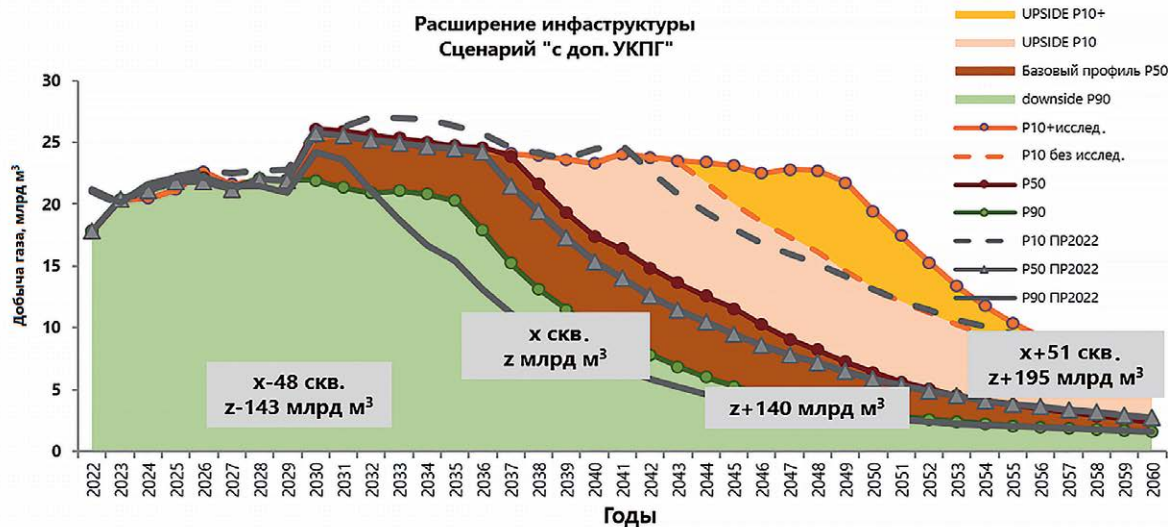


Рисунок 8 – Итоговые прогнозные профили добычи газа по проекту:

x – фонд скважин в базовом варианте модели P50, y – продолжительность плато добычи в базовом варианте P50, z – накопленная добыча газа в базовом варианте P50

Таблица 2 – Сопоставление показателей разработки 2022–2023 годов с применением нового подхода

Параметр	2022			2023			
	P90	P50	P10	P90 (downside)	P50 (base)	P10 (upside)	P10 (upside+)
Фонд к бурению, скважин	x-60	x-5	x+6	x-48	x	x	x+51
Продолжительность плато, лет	y-3	y-1	y+6	y-2	y	y+4	y+12
Накопленная добыча газа, млрд м ³	z-172	z-27	z+155	z-143	z	z+140	z+195

x – фонд скважин в базовом варианте модели P50

y – продолжительность плато добычи в базовом варианте P50

z – накопленная добыча газа в базовом варианте P50

P90 (downside) – пессимистичный вариант разработки на модели P90

P50 (base) – базовый вариант разработки на модели P50

P10 (upside) – улучшение базового варианта разработки при подтверждении модели P10

P10 (upside+) – оптимистичный вариант разработки при подтверждении модели P10 и бурении дополнительного фонда

на протяжении y лет. При разработке только максимально уверенных запасов P90 накопленная добыча газа составит z-143 млрд м³, фонд скважин – x-48, плато добычи уменьшится на два года. При подтверждении модели P10 добыча газа – z+140 млрд м³, плато добычи увеличится на 12 лет, потребуется дополнительно пробурить 51 скважину.

Опция дополнительной УКПГ позволяет увеличить добычу еще на 5,5 %.

Сопоставление программы доизучения 2022 и 2023 года на примере пласта Ач5

Для успешной реализации новой стратегии разработки появилась необходимость актуализировать существующую программу доизучения пластов с учетом

зон рисков и потенциалов на основе полученных вероятностных моделей [1].

Для выполнения этой задачи было выполнено ранжирование каждого пласта по уровню риска. Критерии ранжирования учитывали как стандартные геологические параметры, такие как эффективные толщины, ФЕС, зоны насыщения, удаленность от границы глинизации, разбуренность, наличие испытаний, так и индивидуальные особенности конкретного пласта: наличие зон с подвижной водой, содержание литотипов, наличие зон с просажением давлением. В результате по каждому пласту была получена единая карта рисков, на которой были выделены зоны высокого, среднего и низкого уровня риска.

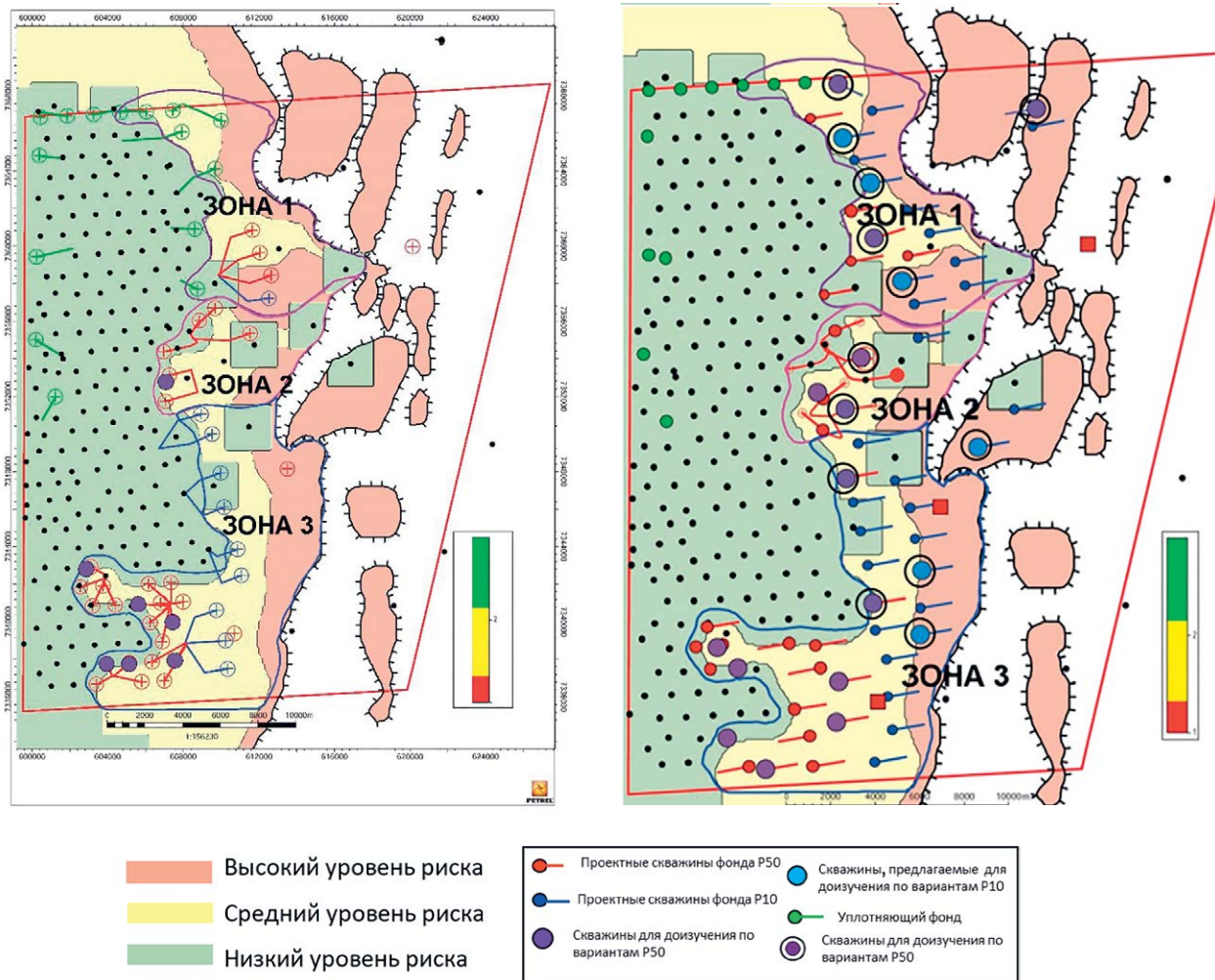


Рисунок 9 – Сопоставление программы доизучения до (а) и после (б) применения новой стратегии разработки с учетом рисков и неопределенностей

На основе полученных карт рисков производился пересмотр программы доизучения. Скважины с геологической нагрузкой выбирались в зонах среднего и высокого риска, чтобы в случае их подтверждения отменить бурение неэффективных скважин, а в случае их неподтверждения запланировать бурение дополнительного фонда.

По результатам расчета вероятностных моделей был получен проектный фонд в двух вариантах: P50 (скважины, необходимые для реализации основного плана разработки) и P10 (дополнительный фонд скважин, который будет буриться при условии подтверждения дополнительного потенциала пласта). Программа доизучения формировалась как для реализации основного плана разработки P50, так и для реализации дополнительного проектного фонда P10.

На **рисунке 9** представлен пример сопоставления программы доизучения по одному из пластов до применения новой стратегии разработки и после.

По результатам пересмотра программы доизучения на рассматриваемом пласте количество скважин

с геологической нагрузкой увеличилось на 12 единиц. В **таблице 3** (см. с. 79) по трем зонам пласта показано необходимое увеличение мероприятий по доизучению для успешной реализации проекта.

Оценка рентабельности и целесообразности запланированной программы исследований (VOI -анализ) по объектам АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

С целью оценки эффективности программы исследовательских работ, которую запланировали в поддержку реализации новой стратегии разработки, был выполнен анализ ценности информации, получаемой от доизучения, так называемый VOI-анализ [7]. Его смысл состоит в том, чтобы найти наиболее экономически привлекательный вариант разработки и доизучения из двух возможных. А именно необходимо определить, выгодно ли нам на данный момент планировать какие-то дополнительные исследования и дополнительный фонд или же эффективнее действовать по уже утвержденному плану, не вкладываясь в доизучение.

Таблица 3 – Изменение количества скважин и мероприятий по доизучению по результатам пересмотра программы доизучения по зонам 1 (а), 2 (б) и 3 (в)

а)

Программа доизучения	Вариант	Количество скважин				
		Всего, скв.	Пилот/ННС	MDT	Расширенный ГИС	Керн
Старый подход	P50	–	–/–	–	–	–
Новый подход	P50	3	3/–	1	–	–
	P10	3	3/–	–	–	–
Изменения		+6	+6/–	+1	–	–

б)

Программа доизучения	Вариант	Количество скважин				
		Всего, скв.	Пилот/ННС	MDT	Расширенный ГИС	Керн
Старый подход	P50	1	1/–	–	–	–
Новый подход	P50	2	2/–	–	–	–
	P10	–	–	–	–	–
Изменения		+1	+1/–	–	–	–

в)

Программа доизучения	Вариант	Количество скважин				
		Всего, скв.	Пилот/ННС	MDT	Расширенный ГИС	Керн
Старый подход	P50	6	–/6	6	6	1
Новый подход	P50	8	5/3	8	3	1
	P10	3	3/–	1	–	–
Изменения		+5	+8/–3	+3	–3	0

В результате оценки был получен положительный показатель VOI в размере 4 млрд рублей, что говорит об эффективности запланированной программы исследовательских работ, то есть рисковый капитал на снятие неопределенностей ниже, чем риски недостижения целевого NPV в случае реализации риска на доизучение, за счет зависимой дополнительной добычи.

Заключение

Основные итоги проделанной работы:

- увеличена надежность прогнозного профиля добычи;

- сформирована программа исследовательских работ для снижения геологических рисков проектного бурения;
- повышена эффективность опции УКПГ-3 и проекта в целом;
- определено наличие потенциала к разрежению по времени ковра бурения за счет более продуктивных скважин в случае наличия достаточной пропускной способности инфраструктуры.

Список источников

1. Ситников А. Н., Пустовских А. А., Маргарит А. С. и др. Методология принятия решений по выбору целей бурения в условиях геологической неопределенности // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 44–47.
2. Билинчук А. В., Ситников А. Н., Асмандияров Р. Н. и др. Формирование геологического рейтинга бурения скважин – основа планирования комплексного проекта развития актива // Нефтяное хозяйство. 2014. № 12. С. 10–12.
3. Шатров С. В. Вероятностная оценка геологоразведочных активов углеводородного сырья // Нефтяное хозяйство. 2012. № 4. С. 13–17.
4. Rose P. R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures // American Association of Petroleum Geologists. 2001. V. 12. P. 17–48.
5. Hirasaki G. J. Properties Of Log-Normal Permeability Distribution For Stratified Reservoirs // SPE 13416-MS. 1984.
6. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. М.–Ижевск: ИКИ, 2005. 368 с.
7. Григорьев К. С., Рощин А. В., Тельнова К. С., Валиев Р. М., Стольников А. М., Кропачев А. А., Коптелов А. С. Формирование стратегии доразведки залежи на основе метода «ценности информации» (VoI) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021. № 6(3). С. 61–70.

References

1. Sitnikov A. N., Pustovskikh A. A., Margarit A. S. and others. Methodology for making decisions on selecting drilling targets under conditions of geological uncertainty // Oil Industry. 2016. No. 12. P. 44–47. (In Russ.).
2. Bilinchuk A. V., Sitnikov A. N., Asmandiyarov R. N. and others. Formation of a geological rating of well drilling: the basis for planning a comprehensive asset development project // Oil Industry. 2014. No. 12. P. 10–12. (In Russ.).
3. Shatrov S. V. Probabilistic assessment of geological exploration assets of hydrocarbon raw materials // Oil Industry. 2012. No. 4. P. 13–17. (In Russ.).
4. Rose P. R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures // American Association of Petroleum Geologists. 2001. V. 12. P. 17–48.
5. Hirasaki G. J. Properties Of Log-Normal Permeability Distribution For Stratified Reservoirs // SPE 13416-MS. 1984.
6. Mirzadjanzade A. Kh., Khasanov M. M., Bakhtizin R. N. Modeling of oil and gas production processes. M.–Izhevsk: IKI, 2005. 368 p. (In Russ.).
7. Grigoriev K. S., Roshchin A. V., Telnova K. S., Valiev R. M., Stolnikov A. M., Kropachev A. A., Koptelov A. S. Formation of a reservoir appraisal strategy based on the Value of Information (VoI) method // PRONEFT. Professionally about oil. 2021. No. 6(3). P. 61–70. (In Russ.).

Информация об авторах

Павел Юрьевич Хорошман, руководитель группы
Ирина Михайловна Давлетшина, ведущий специалист
Дмитрий Викторович Короховой, заместитель начальника управления
Валерия Олеговна Монахова, главный специалист
Дмитрий Михайлович Мамонов, ведущий специалист

Information about the authors

Pavel Yu. Khoroshman, team leader
Irina M. Davletshina, lead specialist
Dmitriy V. Korokhovoi, deputy division head
Valeriya O. Monakhova, chief specialist
Dmitriy M. Mamonov, lead specialist

Статья поступила в редакцию 09.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
 The article was submitted 09.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.



**27-28
МАРТА**

г. Новый Уренгой



**ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ.
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»**

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СИБ *Expo* **SERVICE**

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru



2024

Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 82–87

НАУЧНАЯ СТАТЬЯ
УДК 622.279
EDN HVXKWM

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА ЗА СЧЕТ СИНЕРГИИ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Александр Николаевич Карп¹, Марина Васильевна Криволапова²,
Татьяна Андирановна Мезенцева³, Никита Михайлович Шарин⁴

^{1, 2, 3, 4}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

¹ankarp@tnnc.rosneft.ru

²mvkrivolapova@tnnc.rosneft.ru

³tamezentseva@tnnc.rosneft.ru

⁴nmsharin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. При разработке месторождений нефти и газа на труднодоступных и удаленных территориях затраты на строительство объектов подготовки и трубопроводов внешнего транспорта занимают значительную долю от общих капитальных вложений, оптимизация которых является важнейшей задачей недропользователей. Как правило, на каждом этапе инвестиционного цикла нефтяная и газовая опция проекта рассматриваются независимо друг от друга. Нефтяные и газовые объекты разработки целесообразно рассматривать в комплексе, с учетом создания единой инфраструктуры для подготовки и транспорта газообразных (природный газ, попут-

ный нефтяной газ) и жидких (нефть, конденсат) углеводородов.

С целью поиска вариантов оптимизации капитальных вложений авторами рассмотрена синергия наземной инфраструктуры подготовки и компримирования природного газа и попутного нефтяного газа на месторождении, где драйвером проекта является нефтяная опция. За счет изменения планируемой динамики добычи природного газа, режима работы скважин, использования объектов инфраструктуры нефтяного промысла удалось сократить планируемые капитальные вложения для газовой опции и повысить экономическую эффективность проекта в целом.

Ключевые слова: лицензионный участок, газовые активы, нефтяные активы, попутный нефтяной газ, добыча нефти и газа, объекты подготовки и компримирования газа

Для цитирования: Карп А. Н., Криволапова М. В., Мезенцева Т. А., Шарин Н. М. Повышение экономической привлекательности проекта за счет синергии наземной инфраструктуры при освоении нефтяных и газовых месторождений // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 82–87. EDN HVXKWM.

© Карп А. Н., Криволапова М. В., Мезенцева Т. А., Шарин Н. М., 2023

© Karp A. N., Krivolapova M. V., Mezentseva T. A., Sharin N. M., 2023

IMPROVING THE PROJECT'S ECONOMIC ATTRACTIVENESS THROUGH THE SYNERGY WITH SURFACE INFRASTRUCTURE IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS DEPOSITS

Alexander N. Karp¹, Marina V. Krivolapova²,
Tatiana A. Mezentseva³, Nikita M. Sharin⁴

^{1,2,3,4}LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia

¹ankarp@tnnc.rosneft.ru

²mvkrivolapova@tnnc.rosneft.ru

³tamezentseva@tnnc.rosneft.ru

⁴nmsharin@tnnc.rosneft.ru

Abstract. When developing oil and gas fields in hard-to-reach and remote regions, the construction costs of treatment facilities and external transport pipelines occupy a significant share of total capital investments. Therefore, CAPEX optimization is the most important task for the operating companies. As a rule, at each stage of the investment cycle, the oil and gas options of a project are considered independently of each other. It is advisable to consider oil and gas development facilities as a whole, taking into account unified infrastructure for the treatment and transportation of

gaseous (natural gas, associated petroleum gas) and liquid (oil, condensate) hydrocarbons.

In order to develop the CAPEX optimization options, the authors have considered the synergy with the surface infrastructure for treatment and compression of natural gas and associated petroleum gas at a field with an oil option being a project driver. By changing the planned profile of natural gas production, the well operation conditions, and through the use of oil field infrastructure, it was possible to reduce the estimated capital investments for the gas option and improve the total project economics.

Keywords: license block, gas assets, oil assets, associated petroleum gas, oil and gas production, gas treatment and compression facilities

For citation: Karp A. N., Krivolapova M. V., Mezentseva T. A., Sharin N. M. Improving the project's economic attractiveness through the synergy with surface infrastructure in the development of oil and gas deposits. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;6(42):82-87. (In Russ.). EDN HVXKWM.

Введение

Восполнение минерально-сырьевой базы является одной из стратегических задач для нефтегазовых компаний и страны в целом. Наибольшее количество ресурсов углеводородов (УВ) на суше сосредоточено в ЯНАО и на севере Красноярского края [1, 2]. Данные

территории являются малоосвоенными, труднодоступными с наличием большого количества водных преград, осложненными грунтами с вечной мерзлотой и значительной удаленностью от магистральных трубопроводов нефти и газа, компрессорных станций (КС), комплексов переработки углеводородного

сырья, транспортной и электрической инфраструктуры.

Многие нефтяные объекты разработки на севере ЯНАО и Красноярского края характеризуются наличием газовой шапки (прорывной газ), газовый фактор месторождений выше в сравнении с месторождениями ХМАО и Центральной России и варьируется от 300 м3/т и более. Одновременно с этим доля запасов «жирного» газа (газоконденсатные объекты разработки) на данной территории составляет более 50 % от всех запасов газа [1]. Для вовлечения в разработку газоконденсатных объектов необходима проработка инфраструктурных решений по подготовке и внешней транспортировке газообразных и жидких УВ, которые могут достигать порядка ~60 % от всех капитальных затрат.

Добыча газа на промысле характеризуется продолжительностью полки (период максимального уровня добычи) в среднем 8–15 лет [3], но при разработке газоконденсатных эксплуатационных объектов происходит снижение содержания конденсата в извлекаемом газе (из-за выпадения конденсата в пласте при снижении пластового давления), как следствие, при сохранении максимального объема добычи газа происходит снижение добычи конденсата в среднем на 4–10 % в год, что ведет к простаиванию мощностей подготовки и транспортировки жидких углеводородов (ЖУВ).

Разработка нефтяного месторождения характеризуется продолжительностью полки в среднем 3–7 лет, и в период падающей добычи происходит простаивание мощностей по подготовке и транспортировке нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ). Согласно Постановлению Правительства РФ от 8 ноября

2012 года № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [4], уровень рационального использования ПНГ должен составлять не менее 95 %. На месторождениях с высоким газовым фактором и на значительном удалении от существующей инфраструктуры мероприятия по монетизации ПНГ предусматривают значительные капитальные затраты.

Синергия наземной инфраструктуры нефтяных и газовых объектов

С целью поиска вариантов оптимизации капитальных вложений, направляемых на строительство объектов сбора, подготовки, компримирования и транспорта газа, решения проблем простаивания производственных мощностей авторами предложена синергия нефтяной и газовой инфраструктуры при разработке нефтегазоконденсатного месторождения [5, 6]. Данный подход рассмотрен на примере обезличенного нефтегазоконденсатного месторождения, в котором драйвером проекта является нефтяная опция. На месторождении предусматривается строительство инфраструктуры для монетизации ПНГ, актив имеет положительную экономическую оценку и достаточную устойчивость к изменению профиля добычи нефти, объемов капитального строительства и макропараметров. Профиль добычи нефти и ПНГ представлен на рисунке 1.

Разработка газовых и газоконденсатных эксплуатационных объектов характеризуется отрицательной экономической эффективностью, определенной

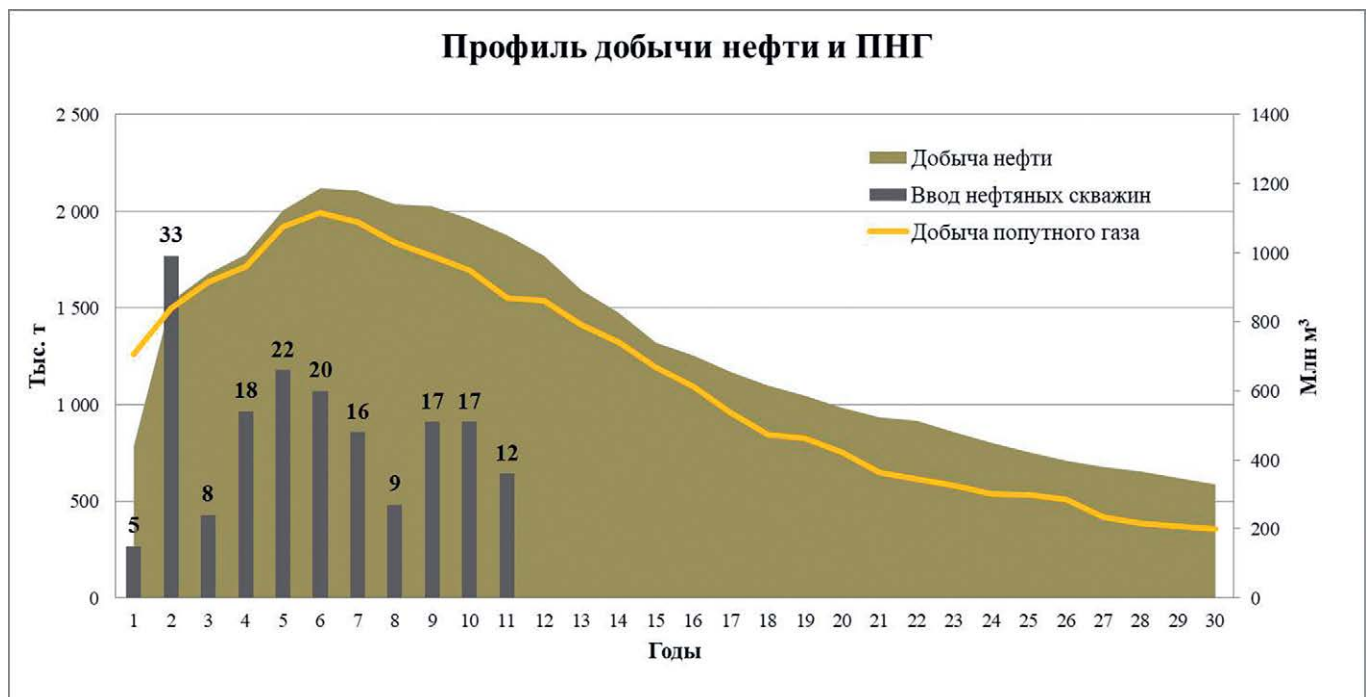


Рисунок 1 – Профиль добычи нефти и ПНГ по месторождению

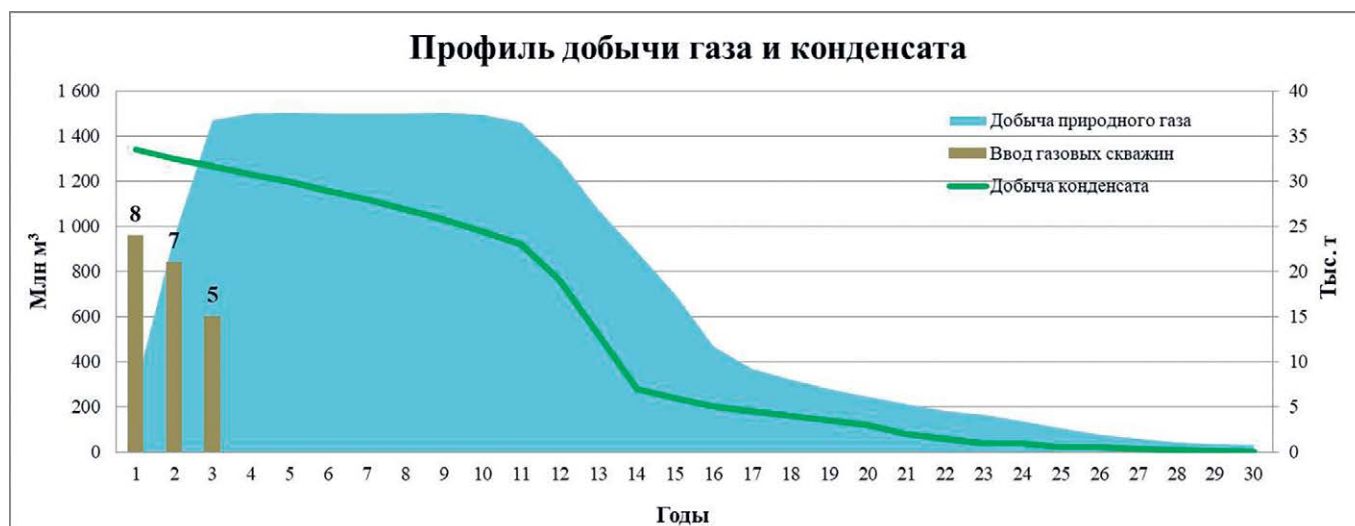


Рисунок 2 – Профиль добычи природного газа и конденсата по месторождению

в соответствии с методическими рекомендациями № ВК 477 [7] (NPV равен 1,9 млрд руб.), и первоначально была исключена из общей стратегии разработки актива. Профиль добычи газа, конденсата и динамика ввода скважин представлены на **рисунке 2**.

Для включения газовых и газоконденсатных объектов в общую стратегию разработки месторождения необходимо найти оптимальный вариант, учитывающий как рациональную выработку объектов, так и минимизацию затрат на обустройство. При проведении расчетов принят один утвержденный вариант развития нефтяной опции, характеризующийся положительной экономической эффективностью. По газовой опции проведены многовариантные расчеты по схеме «пласт → скважина → газосборная сеть» с целью обеспечения необходимого объема добычи и давлений на входе в объект подготовки.

Расчеты показателей разработки газовых пластов проведены со следующими основными предпосылками:

1. Смещение ввода в разработку газовых и газоконденсатных объектов к началу высвобождения проектных мощностей по подготовке и компримированию ПНГ.

2. Режим работы скважин (устьевые давления, давление на входе в объект подготовки с учетом потерь в сети сбора) рассчитан для обеспечения бескомпрессорного способа транспортировки газа до момента высвобождения мощности компрессорной станции, предназначенной для компримирования ПНГ [3, 5, 8].

3. Изменение профиля добычи газа, динамики ввода и фонда скважин без изменения накопленного объема УВ в целом по рассматриваемым объектам разработки газовой опции.

По итогам произведенных расчетов был найден вариант, оптимизирующий количество скважин для бурения и максимальные годовые отборы газа, с целью сохранения накопленной добычи газа за рассмотренный период и максимального сохранения энергетиче-

ски пласта для продления периода бескомпрессорной транспортировки газа (с 5 до 9 лет) до высвобождения мощностей компримирования. Сопоставление динамики устьевых давлений и отборов газа по базовому и оптимизированному вариантам приведено на **рисунке 3** (см. с. 86).

Рассчитанный профиль добычи природного газа в сумме с добычей ПНГ и загрузкой мощностей объектов подготовки и компримирования газа представлен на **рисунке 4** (см. с. 86).

Полученные результаты расчетов:

1. Отказ от строительства дополнительного компрессорного оборудования для природного газа – сокращение капитальных затрат на 33 % от капитальных затрат на площадочные объекты.

2. Снижение общего количества скважин на 8 шт. – сокращение капитальных затрат на бурение на 40 %.

3. Сокращение затрат на промышленное обустройство на 24 % от общих капитальных затрат.

4. Увеличение периода максимальной загрузки мощностей объектов подготовки и компримирования газа на 13 лет.

Таким образом, за счет использования наземной инфраструктуры для монетизации ПНГ, оптимизации режима работы газовых скважин, сокращения фонда газовых скважин удалось сократить капитальные затраты на строительство газового промысла на 50 %, вследствие чего NPV газовой опции увеличился на 2,7 млрд руб. и составил плюс 0,8 млрд руб.

Данные решения позволяют включить газovou опцию в общую стратегию развития актива, потенциально увеличить общий доход недропользователя на 4,3 % и государства на 5,8 %.

Заключение

Комплексное рассмотрение нефтяной и газовой опции нефтегазоконденсатного месторождения с подбором оптимальных уровней добычи для совместной подготовки и транспортировки жидких УВ и газа – один из вариантов снижения капитальных вложений и оп-

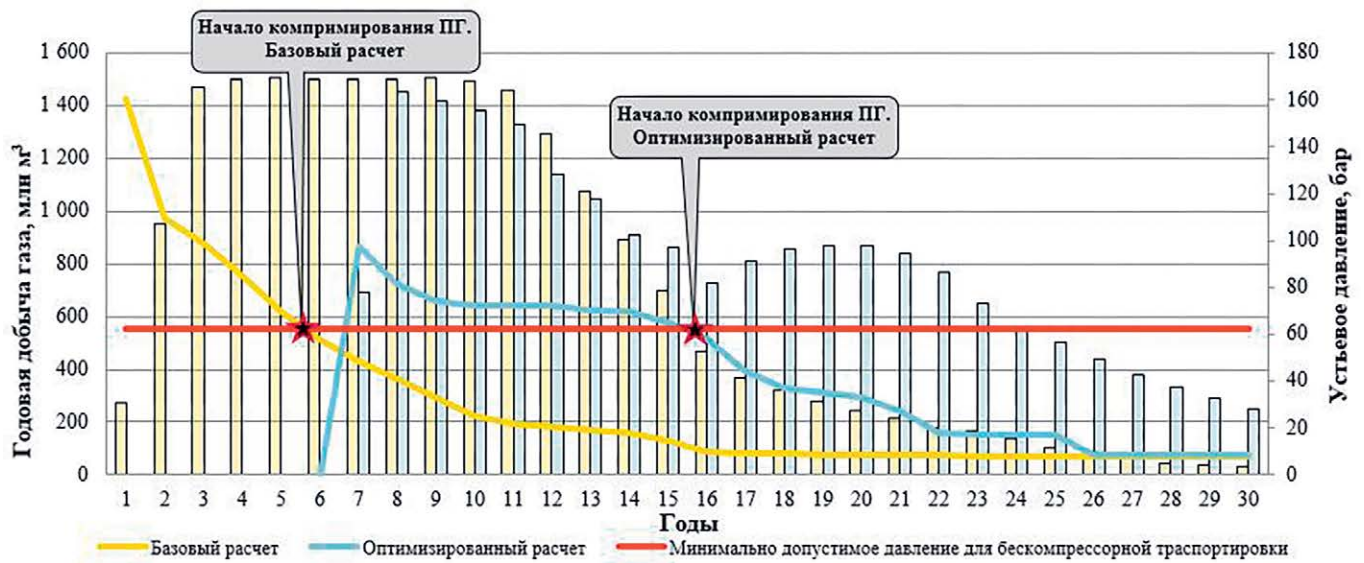


Рисунок 3 – Сопоставление динамики отборов ПГ и минимального устьевого давления в базовом и оптимизированном расчете

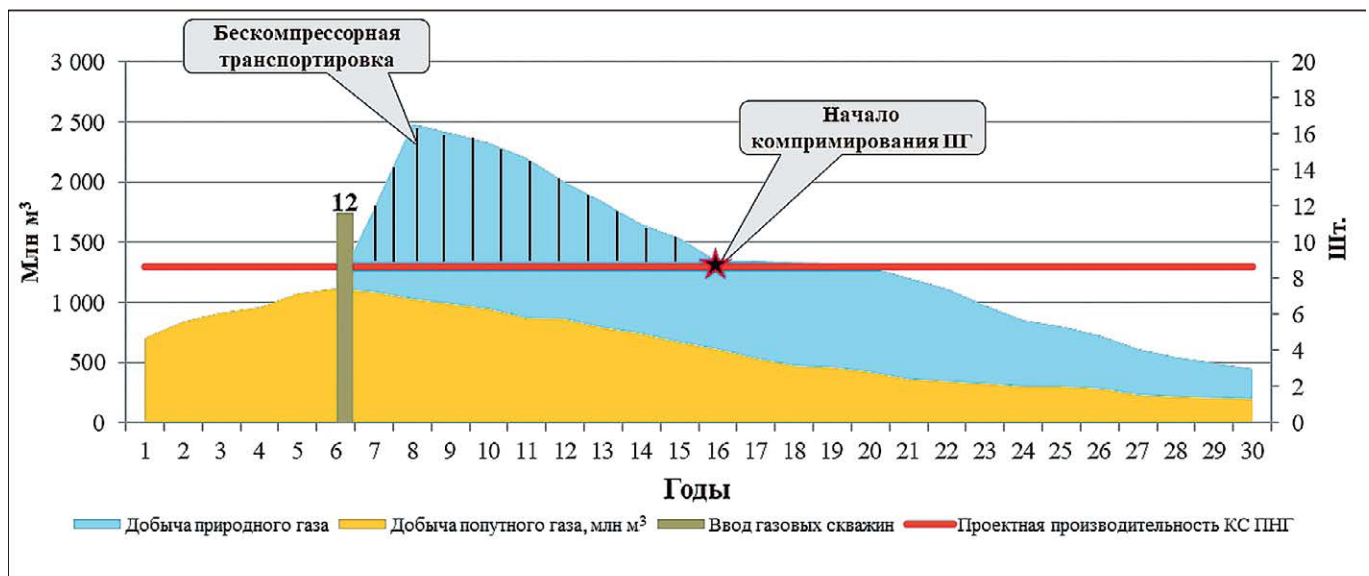


Рисунок 4 – Профиль добычи газа

тимальной загрузки технологического оборудования на длительный период.

Использование единой инфраструктуры нефтяной и газовой опций на конкретном нефтегазоконденсат-

ном месторождении позволяет вовлечь нерентабельные газовые и газоконденсатные эксплуатационные объекты в разработку, повысить рентабельность актива в целом и увеличить доход государства.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Российско-Китайский энергетический бизнес-форум. URL: <https://rcebf.com/atlas/ru/oil-gas-industry-russia.html>.
2. Скоробогатов В. А., Сивков С. Н., Данилевский С. А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 5(16).
3. Закиров С. Н., Лапук Б. Б., Коротаев Ю. П. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.
4. Постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». URL: <https://base.garant.ru/70257422/>.
5. Федулов Д. М., Ветюгов Г. В., Воронцов М. А., Зайцев М. Е. Компрессорный комплекс как важный фактор оптимизации показателей разработки морского месторождения и проектирования технологических систем подготовки газа на платформах // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 3. С. 180–183.
6. Кондрашкина В. В. Оценка эффективности инвестиций в нефтегазовых компаниях // Молодой ученый. 2021. № 9(351). С. 47–50.
7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденные Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005634>.
8. Николаев О. В., Моисейкин П. А., Стоноженко И. В., Шулепин С. А. О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3. С. 42–46.

References

1. Russian-Chinese Energy Business Forum. URL: <https://rcebf.com/atlas/ru/oil-gas-industry-russia.html>. (In Russ.).
2. Skorobogatov V. A., Sivkov S. N., Danilevsky S. A. Issues of resource supply for natural gas production in Russia until 2050 // Scientific and technical collection "News of gas science". 2013. No. 5(16). (In Russ.).
3. Zakirov S. N., Lapuk B. B., Korotaev Yu. P. Reservoir engineering of gas fields. M.: Nedra, 1974. 376 p. (In Russ.).
4. Decree of the Government of the Russian Federation No. 1148, dated November 8, 2012, Features of calculating fees for the negative impact on the environment when pollutants are released into the atmosphere resulting from flaring and/or dispersion of associated petroleum gas. URL: <https://base.garant.ru/70257422/>. (In Russ.).
5. Fedulov D. M., Vetyugov G. V., Vorontsov M. A., Zaitsev M. E. Compressor complex as an important factor in optimizing offshore field development indicators and designing platform-based gas treatment systems // Scientific and technical collection "News of gas science". 2013. No. 3. P. 180–183. (In Russ.).
6. Kondrashkina V. V. Assessing the performance of investments in oil and gas companies // Young scientist. 2021. No. 9(351). P. 47–50. (In Russ.).
7. Methodological recommendations for assessing the performance of investment projects, approved by the Ministry of Economy of the Russian Federation, the Ministry of Finance of the Russian Federation, the State Committee for Construction, Architectural and Housing Policy No. VK 477, dated June 21, 1999. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005634>. (In Russ.).
8. Nikolaev O. V., Moiseikin P. A., Stonozhenko I. V., Shulepin S. A. Estimating pressure losses for a gas well containing water // Scientific and technical collection "News of gas science". 2015. No. 3. P. 42–46. (In Russ.).

Информация об авторах

Александр Николаевич Карп, главный специалист
Марина Васильевна Криволапова, менеджер
Татьяна Андирановна Мезенцева, главный специалист
Никита Михайлович Шарин, руководитель группы

Information about the authors

Alexander N. Karp, chief specialist
Marina V. Krivolapova, manager
Tatiana A. Mezentseva, chief specialist
Nikita M. Sharin, team leader

Статья поступила в редакцию 24.10.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 19.12.2023.
 The article was submitted 23.10.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 19.12.2023.

Научно-практическая конференция «РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»



Составной частью деловой программы XII Петербургского международного газового форума (ПМГФ-2023) было несколько мероприятий, проведенных Российским газовым обществом, в том числе две научно-практические конференции. В первый день форума 31 октября 2023 года «Научный журнал Российского газового общества» совместно с ООО «Газпром переработка» провел научно-практическую конференцию «Развитие нефтегазоперерабатывающих производств и перспективных технологий переработки углеводородного сырья».

Конференция состояла из пленарного заседания и двух тематических сессий. Участников конференции

приветствовал **П. Н. Завальный**, председатель комитета Государственной Думы по энергетике, президент Российского газового общества.

Модератор пленарного заседания конференции генеральный директор ООО «Газпром переработка» к.т.н. **А. В. Ишмурзин** во вступительном слове сообщил о ведущейся в «Газпроме» разработке новых стратегических документов, касающихся развития пе-



Новые задачи нефтегазохимии – обеспечивать несырьевой неэнергетический экспорт

П. Н. Завальный, председатель комитета Государственной Думы по энергетике, президент РГО



– Значение нефтегазопереработки и нефтегазохимии растет стремительными темпами. По мере прохождения миром очередного этапа энергоперехода нефть, газ, уголь как первичные энергоресурсы начинают играть все большую роль не только как топливо, но как сырье для производства продукции высоких переделов.

В России существует огромный потенциал для развития нефтегазохимической промышленности,

но темпы развития отрасли на сегодня недостаточны. Переработка углеводородного сырья в востребованные продукты является более маргинальным бизнесом, особенно в условиях санкционного давления и экологической повестки.

Пути развития нефтегазохимии в России в последние годы во многом обусловлены отраслевой сегментацией и приоритезацией государственной поддержки развития тех секторов, которые обеспечивают несырьевой неэнергетический экспорт, а также доступностью сырьевой базы для крупнотоннажного производства, преимущества которой используют крупные холдинговые структуры.

В связи с санкционными ограничениями и отказом Запада от российских углеводородов, у нас освобождаются большие добычные и транспортные мощности, поэтому нам надо обеспечить доступ к получению газа для любых потенциальных инвесторов, кто хочет заниматься глубокой проработкой газа, газохимией, производством СПГ и так далее, не только тех, кто добывает. Компании-производители газа должны так включиться в газохимию, чтобы темпы ее развития выросли качественно.

переработки углеводородов до 2050 года и учитывающих новые реалии, включая пересмотр всех логистических схем и обновление научно-технологической базы. Документы также будут максимально адаптированы к качественному составу сырьевой базы, новым месторождениям с большим содержанием этана, жирного газа и т. д. «Вызовы, с которыми мы столкнулись, оказались выполнимы», – сказал он, комментируя широкий спектр решаемых сегодня проблем в отрасли.



Лейтмотив конференции сформулировал **Ю. В. Лебедев**, начальник департамента ПАО «Газпром». При всей широте спектра тем докладов многие спикеры под тем или иным углом подтверждали озвученный им тезис: главное для развития переработки – техника. «Еще недавно нам казалось,

что научно-техническое развитие нужно трактовать как научно-технологическое. Но сегодня я скажу, что именно техника во главе угла. Только когда будет необходимая техника, тогда заработают имеющиеся технологии и появятся новые производства», – сказал он, сославшись на пример нефтегазохимии, в которой известны все базовые процессы передела, и отрасль СПГ, в которой российским институтам пришлось провести реинжиниринг основного оборудования, в первую очередь по теплообменникам, а также решать проблему газотурбинного оборудования большой мощности. «Все дело в оборудовании», – подчеркнул он, призвав ученых и производителей направить усилия на решение этой задачи.

Что касается давно работающих мощных предприятий, таких как Астраханская и Оренбургская площадки «Газпрома», то они нуждаются в реконструкции с целью импортозамещения, что по большей части уже сделано. При этом, сказал Ю. В. Лебедев, переходить на доступные отечественные решения нужно, параллельно решая задачи повышения экологичности и энергоэффективности.

Р. Ф. Галиев, заместитель генерального директора по перспективному развитию ООО «Газпром переработка», выступил модератором двух тематических секций конференции: «Современные тенденции в области переработки природного газа» и «Инновационные решения в области переработки жидких углеводородов».



Представленные доклады освещали полный спектр актуальных вопросов: новые перспективные технологии, глубокая переработка газов, проблемы сероочистки и осушки газа, повышение качества СУГ для сохранения позиций на рынках, суперабсорбирующие полимеры и их возможности на отечественном рынке конечного потребления, катализаторы гидроочистки нефти, модульные установки подготовки газа и конденсата и другие темы. Ниже приводятся краткие выдержки из некоторых выступлений.

Научные основы мембранного газоразделения и выявление ниш для использования мембранных технологий на объектах ПАО «Газпром»

А. А. Пименов, д.т.н., профессор,
М. А. Михайлов, к.т.н., «Газпром ВНИИГАЗ»

О технологических возможностях комплексного квалифицированного использования углеводородного сырья рассказал **А. М. Михайлов**, к. т. н., начальник лаборатории водородных технологий Центра инновационных газохимических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Он осветил проблематику крупного тоннажа в газохимии.



Считается, что крупнотоннажное производство, которым значительно увлекались в отрасли в предыдущие годы, более рентабельно. Но в газохимии это далеко не так просто. Это весьма мультипродуктовая отрасль, один технологический процесс при некоторых настройках дает широчайшую линейку разных продуктов, каждый из которых имеет свой спрос, а некоторые очень важные продукты априори не имеют больших объемов реализации. Данная отраслевая особенность существенно усложняет реагирование на спрос, долгосрочное прогнозирование и инвестиционные решения. Поэтому уже при проектировании проектов строительства мега- и гигакомплексов необходимо закладывать не только крупнотоннажность, но и мультипродуктовые возможности.

Далее он остановился на пробелах в продуктовом спектре российской газохимии по отдельным цепочкам различных переделов. Например, практически не представлены в российской промышленности полиуретаны, есть проблемы с некоторыми видами технического углерода, не до конца решены технологические вопросы по перекиси водорода и т. д. Пробелы в некоторых цепочках объясняются проблемами реализации для дальнейшего передела, однако можно найти решения за счет перспективных товаров конечного потребления.

«Перед всей отраслью стоят общие цели увеличения маржинальности и диверсификации рынка сбыта. На них мы опираемся для постановки собственных задач, которые сформулированы достаточно просто: максимальное извлечение ценных компонентов из углеводородного сырья уникальной ресурсной базы, их рациональное и эффективное использование, достижение технологического суверенитета и динамическая адаптация к изменяющейся конъюнктуре рынков», – сказал **А. М. Михайлов**.

Подробно выступающий осветил круг перспективных технологий и продуктов газохимической конверсии природного газа по основным направлениям:

этилен, пропилен, ароматика. Говоря о необходимости научных исследований, он отметил: «Все технологические решения, которые сейчас применяются, проработаны в базовых вариантах достаточно давно. Однако это не значит, что нет необходимости проведения новых научно-исследовательских работ».

Новые вызовы и возможности для Российской индустрии СПГ в современных условиях

Е. Б. Федорова, д.т.н., РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Мировые тенденции отрасли СПГ обрисовала Е. Б. Федорова, д. т. н., завкафедрой оборудования нефтегазопереработки Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

В мире насчитывается 22 страны, обладающих производственными мощностями СПГ, 20 стран-экспортеров и 48 стран-импортеров СПГ. Объем торговли СПГ в 2022 году составил 401 млн тонн, что занимает примерно 40% всей мировой торговли природным газом. Спикер показала место российского СПГ на мировом рынке, отметила большое количество новых проектов, из которых, по ее мнению, не все будут реализованы.

США обогнали Австралию и стали рынком с крупнейшими операционными мощностями по сжижению газа (88,1 млн тонн в год), за ними следуют Австралия (87,6 млн т/г) и Катар (77,1 млн т/г). На эти три крупнейших экспортера приходится более половины мировых мощностей по сжижению природного газа. Россия занимает 5-е место по объему производимого СПГ (29,1 млн т/г).

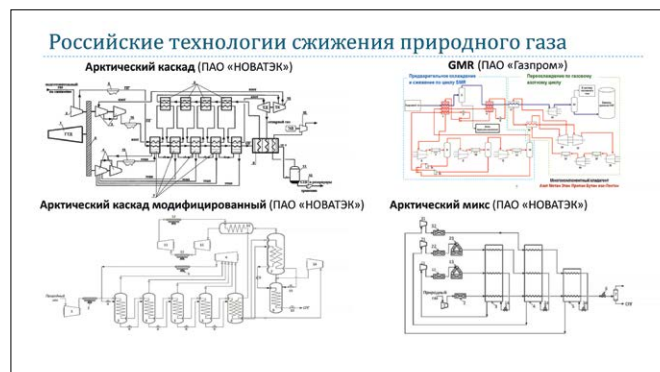
По состоянию на апрель 2023 года 178,3 млн тонн мощностей по сжижению газа в год либо строятся, либо одобрены к разработке, из них примерно 44% приходится на Северную Америку.

За 2021-2022 годы в мире было введено в эксплуатацию в общей сложности 26,9 млн т/г мощностей по сжижению газа в год, среди них российские проекты: 4-я линия «Ямал СПГ» и «Портовая СПГ Т1».

Влияние масштабного эффекта на стоимость завода СПГ привело к гонке за производительностью отдельных технологических линий. В экстенсивном развитии технологий сжижения природного газа ключевую роль сыграли три элемента:

- производительность компрессоров;
- приводы компрессоров;
- конструкции теплообменников как основных аппаратов для охлаждения и конденсации природного газа в процессе сжижения.

Долгое время из экономических соображений все игроки мировой СПГ-отрасли ставили во главу угла именно масштаб производства, чтобы удешевить вложения. Но 2023 год выявил новые тенденции в строительстве крупнотоннажных заводов: строительство большого количества малотоннажных линий, изготов-



ленных по модульному принципу. Сейчас по эффективности и окупаемости средне- и малотоннажные производства выходят вперед. Выяснилось, что удешевить проекты можно гораздо легче не за счет объемов продукции, а путем модуляризации и стандартизации.

Эта тенденция началась в отношении береговых производств. Тем не менее, отметила спикер, есть возможности модуляризации и для плавучих СПГ-заводов, которые до сих пор были самыми дорогими (например, австралийский Prelude FLNG). Плавучие комплексы также пошли по пути стандартизации и модульной концепции строительства, причем даже передела из бывших в употреблении конструкций. Например, можно соединить два стандартных танкера, убрать с их палуб сферические резервуары и на плоскости поставить технологическое оборудование. В России все для этого есть, добавила она.

Состояние и перспективы развития глубокой переработки углеводородных газов

Ф. Г. Жагфаров, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина



Заведующий кафедрой газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., профессор Ф. Г. Жагфаров в своем докладе отметил заметное отставание переработки природного газа в России от уровней экономически развитых стран, в то время как преимущества глубокой переработки газа очевидны: получение дополнительных доходов на каждой стадии переработки и повышение экономической эффективности процессов.

По итогам 2022 года экспорт аммиака из России упал в 2,8 раза наряду с падением производства. За первые 7 месяцев 2023 года начала выправляться ситуация с карбамидом, его выпуск увеличился на 3% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. По метанолу за последние 10 лет мощности увеличились в 1,3 раза, но сейчас крупнейшие производства ме-

таноло начинают останавливаться. Существует острая проблема его сбыта, поэтому необходимо искать новые пути переработки метанола в другие ценные химические продукты, в частности в диметилэфир (ДМЭ).

Спикер обратил внимание на важность развития малотоннажных процессов получения продукции, которые к 2030 году смогут покрыть большую часть потребностей внутреннего рынка. Также он отметил проблему серы и перспективность внедрения технологических линий производства сероуглерода на действующих установках получения серы на Астраханском и Оренбургском ГПЗ.

Развитие отечественной экономики невозможно без наращивания мощностей процессов глубокой переработки газа с получением ценных химических продуктов, резюмировал Ф. Г. Жагфаров.

Нефтехимические процессы переработки легкого углеводородного сырья

К. И. Дементьев, к.х.н., ИНХС имени А. В. Топчиева РАН

Заместитель директора Института нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН к. х. н. К. И. Дементьев в своем докладе дал описание проблемных и перспективных направлений переработки углеводородов. Так, в этиленовом и пропиленовом направлении в России вообще нет некоторых производств, устарели отечественные технологии алкилирования бензола этиленом, становятся критическими для России эпихлоргидрин, аминокислотная кислота, другие продукты, отсутствует ряд катализаторов. Среди перспективных направлений он назвал, в частности, твердокислотное алкилирование, которое при производстве высококачественных бензинов дает также пониженный углеродный след за счет пониженного содержания ароматики; диизопрпилбензолы; этилендиамил, важный для ингибиторов коррозии и др.

На опытной базе АО «ЭЛИНП» (Электрогорск, Московская область) построен испытательный стенд алкилирования (ИСА) производительностью 1 тонна алкилбензина в сутки. Был проведен опытный пробег в течение 60 суток. Подтверждены основные принципы, заложенные в технологию процесса алкилирования; выход алкилбензина в пересчете на олефины составляет не ме-

нее 195 %, при этом октановые числа составляли 94,2 (МОЧ) и 99,2 (ИОЧ). Конверсия на пропущенные олефины составляла не менее 99%. Селективность и стабильность работы катализатора сохраняется на протяжении 24-х часов с возможностью регенерации.

Спикер обозначил спрос на этилендиамин и его олигомеры, которые являются перспективным сырьем для производства ингибиторов коррозии, ЭДТА и ее производных, полиуретановых волокон и т.д., в объеме 5 тыс. тонн в год. В ИНХС РАН разработаны эффективные катализаторы, позволяющие получать этилендиамин либо пиперазин с высоким выходом, идет технологическая проработка, достигнут показатель уровня готовности технологии TRL 3.

К. И. Дементьев указал также на особенность титанзамещенных цеолитов – возможность катализировать окисление органических субстратов с использованием пероксида водорода, являющегося «зеленым» окислителем. Пирокатехин и гидрохинон – малотоннажные важнейшие продукты, производство которых в РФ отсутствует. Он также указал на необходимость перепрофилирования российских производств в свете снижения потребления нефтяных топлив, приведя в пример успехи нефтегазохимии Саудовской Аравии и Китая.

Катализаторы переработки углеводородного сырья: обеспечение технологической независимости и пути развития

М. О. Казаков, к.х.н., А. С. Носков, д.т.н., профессор, член-корр. РАН, В. И. Бухтияров, д.х.н., профессор, академик РАН, Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН

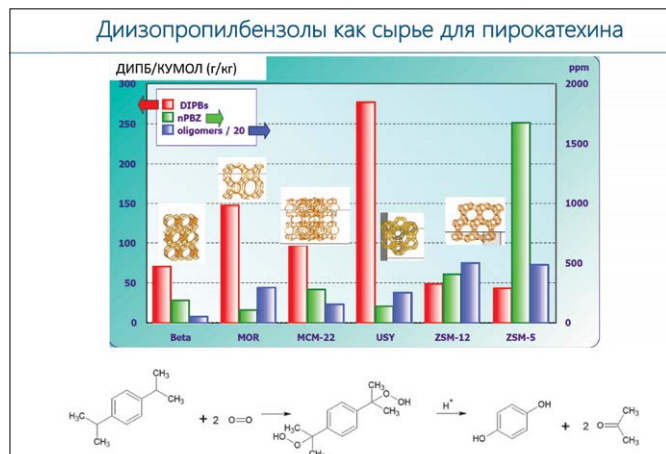


М. О. Казаков, к. х. н., замдиректора по научной работе Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН представил доклад о пробелах и перспективных направлениях в области производства катализаторов переработки углеводородного сырья.

Каталитические процессы в химической промышленности России дают около 155 млн тонн в год высокотехнологичной продукции стоимостью 8 трлн руб., что составляет 4% ВВП России. Из них: 40 млн т/г высокооктанового бензина, более 80 млн т/г дизельного топлива марок Евро-4, -5, 18 млн т/г аммиака, 5,5 млн т/г полиэтилена и полипропилена, 4,5 млн т/г метанола, 1,6 млн т/г синтетических каучуков, более 4 млн т/г базовых нефтехимических продуктов (бензол-толуол-ксилол, гликоли, спирты и т.д.), более 1 млн т/г масложировых продуктов для пищевой промышленности и др.

Объем потребления катализаторов в России составляет 60-70 тыс. т/г. Время жизни катализаторов в реакторах – от нескольких минут до 10 лет. Основные отрасли – потребители катализаторов: нефте-

Диизопрпилбензолы как сырье для пирокатехина



переработка, нефтехимия, химическая промышленность, масло-жировая промышленность и экологическая сфера.

Доля импортных катализаторов в отечественной промышленности составляет от 40 до 100%. Базовые катализаторы нефтепереработки, по словам спикера, находятся не в зоне риска. Однако по другим катализаторам в некоторых случаях наблюдается 100%-я зависимость от импорта, например по окислению этилена, отчасти по дегидрированию, терефталевой кислоте. Есть подвижки в полимеризации этилена и пропилена.

В целом, заключает М. О. Казаков, в России создана база для достижения независимости по катализаторам газопереработки. На основе научных разработок институтов РАН, вузов и исследовательских центров крупных компаний создана технологическая база для технологической независимости по базовым катализаторам нефтепереработки. В области катализаторов нефтехимии (прежде всего, катализаторов полимеризации) имеющиеся отечественные научные разработки позволяют решить задачи импортозамещения. Требуется создание промышленных мощностей на основе данных разработок.

Первоочередной задачей по обеспечению стабильности и экономической безопасности российского химического комплекса в настоящее время является разработка и развертывание производства современных ресурсоэффективных катализаторов для азотной промышленности (крупнотоннажные производства аммиака и метанола)

Автоматический контроль выбросов на объектах газопереработки: существующее состояние и перспективы внедрения

Р. Ф. Галиев, ООО «Газпром переработка»



Заместитель генерального директора по перспективному развитию ООО «Газпром переработка» Р. Ф. Галиев в своем доклад рассказал о разработанной математическим моделированием системе, которая в ближайшие дни пройдет стороннюю проверку на сходимость, затем начнется этап сертификации и аккредитации.

«В русле последних трендов наша компания продолжает двигаться в направлении снижения нагрузки на экологию. Повышается уровень мониторинга и контроля за выбросами. Государство в свою очередь выпускает все более жесткие требования. С учетом последних нормативов мы провели анализ 4 наших заводов. Требуют оснащения автоматическим контролем Астраханский, Оренбургский, Сургутский, Сосногорский заводы. Основной объем вы-



бросов приходится на Астраханский завод, работающий с уникальным высокосернистым сырьем, что обуславливает большую нагрузку на экологию и требует особых технологий. В то же время западносибирские заводы перерабатывают газ практически без сероводорода. В качестве пилотной установки для анализаторов, связанных через математическое моделирование, мы определили предиктивные системы, именно на Астраханском заводе. Здесь 8 технологических ниток основных выбросов – установок Клауса. Это значительные затраты, капитальные плюс эксплуатационные, но впоследствии можно масштабировать решение на другие заводы. Мы заканчиваем нашу работу по предиктивной системе во второй половине 2024 года и примем решение, по какому пути дальше двигаться в части мониторинга».

На вопрос, будет ли эта система только фиксировать данные или ее пользователи смогут управлять выбросами, он ответил, что система позволит при получении неадекватных данных принять оптимальные решения по корректировке режима.

Построение цифровой модели газоперерабатывающего производства на базе решений компании «Наука»

Д. А. Смирнова, к.т.н., ООО «Наука»

О построении цифровой модели газоперерабатывающего производства на базе решений, разработанных ООО «Наука», рассказала менеджер по развитию программных продуктов, заместитель завкафедрой Санкт-Петербургского государственного технологического института к. т. н. Д. А. Смирнова. Она привела схемы интеграции цифровых решений в производственный контур. Единый цифровой комплекс позволяет решать задачи производственного учета (оперативного контроля исполнения плана и реакции на любые отклонения), оптимального планирования производства (разработать адекватный и максимально эффективный план) и моделирования технологических процессов (получить цифрового двойника – повысить точность и скорость управления).

Спикер подчеркнула важность сотрудничества отраслевых специалистов со специалистами отрасли по цифровым технологиям, а также показала, как цифровые модели дают построение целой цифровой экосистемы предприятия и какие это дает синергетические эффекты.

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ НА ЖУРНАЛЫ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

**ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС**

Ежеквартальный Информационно-аналитический журнал «Газовый бизнес», ориентирован на широкую аудиторию, интересующуюся актуальной повесткой отрасли. На страницах журнала представлен широкий спектр мнений экспертов и специалистов. Редакция осуществляет сотрудничество с российской и мировой газовой элитой – руководителями предприятий и организаций, профильных министерств и ведомств, научных и проектных организаций, финансовых институтов.

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Ежеквартальный Научный журнал Российского газового общества, публикует инновационные научные статьи, охватывающие все темы от разведки, до добычи, транспорта и переработки углеводородов. Все опубликованные статьи проходят тщательный отбор в редакционном совете РГО и соответствуют строгим требованиям, предъявляемым к научным материалам советом ВАК.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования.

ПОДПИСКА НА ПЕЧАТНУЮ ВЕРСИЮ ЖУРНАЛОВ

Период	«Газовый бизнес»	«Научный журнал Российского газового общества»
0,5 года	18 000 руб.	20 000 руб.
1 год	24 000 руб.	28 000 руб.
2 года	45 000 руб.	52 000 руб.
3 года	68 000 руб.	80 000 руб.

Стоимость доставки включена

Отдельные номера за прошлые годы – 2000 руб. за номер

КОНТАКТЫ

Руководитель управления

Рахнянская Вера Александровна

Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

E-mail: journal@gazo.ru / verara@gazo.ru



**ФОРМУ ПОДПИСНОГО КУПОНА
МОЖНО ОФОРМИТЬ ПО QR-КОДУ**

**ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС**

Главный редактор: Петрова Наталья Витальевна

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №ФС77-68558 от 21.01.2017

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

Шеф-редактор: Петрова Наталья Витальевна

Научный редактор: Паронькин Владимир Павлович

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №ФС77-68557 от 31.01.2017

Научно-практическая конференция «ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РОССИЙСКИХ МЕМБРАН»



В рамках XII Петербургского международного газового форума (ПМГФ) 2 ноября 2023 года состоялась научно-практическая конференция «Перспективы развития технологий разделения газов с использованием российских мембран», организованная совместно «Научным журналом Российского газового общества» и ООО «Газпром проектирование».

Основной задачей ООО «Газпром проектирование» является разработка проектов вновь создаваемых объектов по добыче, транспорту и переработке природного и попутного нефтяного газа. При этом предприятие занимается разработкой новых технологических установок, по которым отсутствуют или не могут быть получены (с учетом новизны) данные по аналогам. К таким направлениям относятся мембранные технологии. Один из успешно реализованных проектов – установка выделения гелиевого концентрата на Чайядинском НГКМ с использованием отечественных мембранных элементов производства АО «Грасис» в Дубне, опыту которого было посвящено несколько докладов конференции.

ООО «Газпром проектирование» активно занимается вопросами мембранного газоразделения для объектов, на которых данные технологии могут обеспечить более высокую экономическую привлекательность по сравнению с традиционными технологиями: получение гелия, водорода и редких компонентов в случае их присутствия в природном газе, удаление кислых газов (H_2S и CO_2), водоподготовка для энергетических объектов, извлечение солей из жидких сред. К созданию новых эффективных мембранных процессов предприятие привлекает партнеров среди профильных, в первую очередь российских, компаний.

На конференции ведущие специалисты учебных университетов, научно-исследовательских институтов, разработчики и производители мембран рассказали о результатах научных исследований, разработок и опыте производства мембранных элементов и применения мембранных технологий.

Организованная «Научным журналом РГО» научно-практическая конференция была ориентирована на руководителей, топ-менеджеров и сотрудников дочерних организаций «Газпрома», заинтересованных газовых, нефтяных и смежных инжиниринговых компаний, интересующихся разработками и результатами научных исследований учебных университетов и научно-исследовательских институтов, практическими результатами производственной деятельности по этой тематике.

Конференцию модерировал генеральный директор ООО «Газпром проектирование» В. А. Вагарин, который также выступил с одним из докладов. Открыл меропри-



ятие генеральный директор ООО «Газпром инвест» **В. А. Тюрин**, который сказал: «Тема данной конференции, безусловно, актуальна и важна. На сегодняшний день в условиях профицита природного газа существует несколько предпосылок к тому, чтобы активно заниматься наукой в направлении повышения

энергоэффективности процессов извлечения целевых компонентов из природного газа. Мы должны следовать одному из главных принципов текущего времени – обеспечению технологического суверенитета страны, и задачи в данном направлении возложены в первую очередь на ученых».

Почетным гостем и одним из докладчиков стал академик Национальной академии наук Беларуси, доктор химических наук, директор Института физико-органической химии Национальной академии наук Беларуси **А. В. Бильдюкевич**. «Говорят, что мембранные технологии – это на 50 % знания, а на 50 % – искусство. Я занимаюсь этим вопросом 30 лет и полностью согласен с этим утверждением. Подобные конференции, на тему мембранной технологии, носят по-настоящему прикладной характер. Кроме того, они важны как место встречи для представителей промышленности и научного сообщества для достижения общей цели, повышения эффективности подготовки природного газа и переработки получаемых продуктов», – сказал академик.



Структура конференции включала пленарное заседание по теме «Разработка научных основ создания мембран и перспективы развития технологий мембранного газоразделения», а также две секции: «Разработка и производство отечественных мембран и мембранных технологий газоразделения» и «Мембранные технологии водоподготовки для ТЭЦ и АЭС и извлечения солей из жидких сред». На конференцию было представлено около 20 докладов.

Научные основы мембранного газоразделения и выявление ниш для использования мембранных технологий на объектах ПАО «Газпром»

В. А. Вагарин, генеральный директор ООО «Газпром проектирование», к. ф.-т. н., член-корр. РАЕН

– Мембранное разделение газа – один из тех процессов, который позволяет повышать эффективность проектов, которые мы реализуем в интересах ПАО «Газпром».

Можно отметить следующие общие закономерности по влиянию технологических параметров на процесс мембранного разделения:

1. С ростом перепада величина количества продуктового газа, получаемого с единицы поверхности мембраны, возрастает как за счет роста перепада давлений, так и их отношения.

2. Коэффициент селективности также существенно влияет на количество получаемого продуктового газа – чем он выше, тем больше количество продуктового газа.

3. Производительность мембраны по продуктовому газу увеличивается при увеличении поверхности мембраны.

4. Как правило, повышение температуры ведет к увеличению производительности по продуктовому газу, но приводит к снижению коэффициента селективности. Данная температурная особенность больше характерна для случаев разделения смесей простых газов на основе стеклообразных полимеров; при использовании высокоэластичных наблюдаются отклонения.

Мировой опыт использования мембранных процессов для газоразделения показывает (до ввода в строй УМВГК Чаяндинского НГКМ, без учета ее мощностей), что основной объем мембранных установок (44 %) приходится на выделение CO₂ из газа; 22 % занимают установки воздухоразделения. На выделение водорода из водородсодержащих газов приходится 14 %, но в основном не с целью получения товарного водорода, а с целью концентрирования водорода и возврата в процесс. 10 % также приходится на установки подготовки ПНГ для выделения тяжелых фракций. Остальные области использования включают установки подготовки газов ПХГ, очистки от сернистых компонентов, снижения содержания азота в газе, а также для таких целей, как улавливание и возврат мономеров из сбросных газов НХ и т. д.

Основные достоинства мембранных процессов газоразделения:

- простота процесса разделения;
- гибкость характеристик и возможность регулировки технологических режимов;
- короткое время пуска и выхода на режим;
- низкие энергетические и капитальные затраты;
- возможность сочетания с другими процессами разделения (в частности, с КЦА);
- отсутствие расходных материалов;
- возможность работы как в непрерывном, так и периодическом режимах;
- легкость масштабирования;
- возможность полной автоматизации процесса.

ООО «Газпром проектирование» разработало технологию и реализовало проект, не имеющий мировых аналогов, – установку выделения гелиевого концентрата (УМВГК) на Чаяндинском НГКМ. Оборудование УМВГК полностью отечественное. С учетом опыта создания установки, успешно эксплуатируемой более трех лет, руководство ПАО «Газпром» определило предприя-



тие единственным поставщиком НИОКР по разработке новых технологий с использованием мембран.

Ведется работа по созданию полигона выделения кислых газов на Астраханском месторождении, в рамках которого уже разработан проект опытного мембранного стенда.

К важным работам можно отнести исследования, направленные на снижение содержания азота в газах месторождений Восточной Сибири также с использованием мембранной технологии.

Помимо этого, мы продолжаем работать над разработкой мембранной технологии и в других направлениях – как по газоразделению, так и по подготовке жидких сред.

Ниши для использования мембранных технологий на предприятиях ПАО «Газпром»:

1. Разработка альтернативных классическим технологиям решений с целью получения товарной продукции: мембранно-криогенное получение товарного гелия, товарный водород из имеющихся на объектах ВСГ, выделение редких компонентов из природного газа (ксенон, криптон и пр.).

2. Подготовка жидких сред: водоподготовка для получения котловой и особо чистой воды, очистка аминовых и гликолевых растворов, выделение солей жесткости из водно-метанольных растворов, выделение лития из природных рассолов.

3. Выделение балластных компонентов: снижение содержания азота в добываемых газах Восточной Сибири, извлечение кислых газов ($H_2S + CO_2$) на Астраханском ГКМ, мембранное и/или мембранно-аминовое удаление диоксида углерода.

4. Содействие развитию отечественных аналогов импортного оборудования: разработка технических требований к МЭ для их использования на конкретных объектах «Газпрома», проведение испытаний новых образцов мембранного оборудования на созданных стендах.



– Развивая производство мембран, мы можем дать развитие технологиям, привлекающим миллиарды долларов в экономику РФ. Среди достоинств мембранного газоразделения: компактность и модульность, энергосбережение (отсутствие фазовых переходов), непрерывность процесса, безрегентность, простота масштабирования и обслуживания, отсутствие подвижных частей.

Промышленные области применения мембранного газоразделения:

1. Воздухоразделение.

2. Газопереработка:

– извлечение кислых компонентов;

– выделение гелия.

3. Разделение водородсодержащих газов.

Воздухоразделение занимает более 60 % всего мембранного рынка, объем сегмента оценивается примерно в \$800 млн в год. Процесс используется для получения технического азота.

Газопереработка – сегмент мембранного рынка с годовой емкостью в мире примерно \$300 млн, представлен направлениями извлечения различных компонентов из природного газа. В направлении извлечения кислых газов необходима разработка новых, устойчивых к пластификации мембран.

В гелиевом направлении мембранного газоразделения с вводом установки на Чайядинском НГКМ уровень готовности технологии (УГТ) в России достиг общемирового значения, равного 9. Применяются полиимиды, полиэфирэфиркетона. Перепад давления на мембране – до 10,5 Мпа. Получаемый концентрат гелия (40...90 % мольн.) может использоваться как сырье для дальнейшего получения товарного гелия (97...99,9 %). Для установки было поставлено более 1500 мембранных элементов («Грасис»).

Разделение водородсодержащих газов (в синтезе аммиака, метанола и пр.) на мембранном рынке составляет около \$200 млн в год, и в целом мембранные технологии здесь хорошо отработаны. В этом направлении Россия ранее (в 1970–1980-х) имела свою первую в мире газоразделительную мембрану из поливинилтриметилсилана, однако сейчас она утеряна, страна не сохранила лидерские позиции в сегменте.



Мембранное газоразделение: современное состояние и перспективы

С. Д. Баженов, к.х.н., и.о. замдиректора, завлаборатории, **А. Ю. Алентьев**, д.х.н., в.н.с. лаборатории, **М. Г. Шалыгин**, к.х.н., завлаборатории, **И. Л. Борисов**, к.х.н., в.н.с. лаборатории, **Т. С. Анохина**, к.х.н., завлаборатории Института нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева Российской академии наук



Потенциальные области применения мембранного газоразделения: улавливание CO_2 из сбросных газов, разделение предельных и непредельных углеводородов (УГТ составляет в среднем в мире 6–7, в России – только 3–4), разделение азота и метана, высокотемпературное выделение водорода.

Научные и инженерные принципы разработки мембран, аппаратов и установок для разделения газовых и жидких сред: проблемы и пути их решения

Г. Г. Каграманов, д.т.н., завкафедрой мембранных технологий, А. В. Лойко, В. Н. Гуркин, А. М. Бланко-Педрахон, РХТУ им. Д. И. Менделеева



– Актуальные задачи мембранной технологии:

- очистка газов (природного, попутного и пр.) от кислых компонентов (CO_2 , H_2S и др. серосодержащих газов);
- осушка и доочистка природного и попутного газов перед стадией ожижения (в производстве СПГ);

- выделение (рекуперация) водорода из технологических газов;
- технология и установки опреснения морской и солоноватых вод;
- очистка попутно добываемой воды (ПДВ) нефтедобычи;
- извлечение гелия из природного газа;
- разделение воздуха с получением обогащенного азотом (или кислородом) газового потока.

Достоинства мембранной технологии:

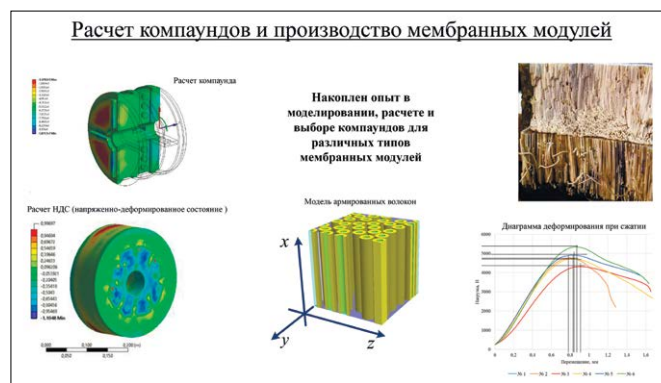
- широкий диапазон рабочих параметров и относительная простота регулирования;
- быстрый выход на рабочий режим;
- непрерывный режим работы;
- надежность;
- модульность конструкции;
- относительно низкие энергетические затраты на разделение.

Требования к мембранам:

- высокая проницаемость – влияет на требуемую площадь поверхности мембран;
- высокая селективность – влияет на качество разделения в одну ступень;
- химическая инертность и физическая стабильность – влияет на срок службы мембраны.

РХТУ обладает опытом в получении высокопрочного полого волокна (мембраны), производстве анизотропных мембран со сверхтонким (50–100 нм) селективным слоем, управлении технологическими параметрами (фактор разделения – проницаемость) и т. д.

Создана технология получения высокопроницаемых газоразделительных мембран, оптимизированных под задачи разделения воздуха с целью получения азота для систем нейтрального газа в авиации, для установок пожаротушения различного назначения, для хранения сельхозпродукции. Успешная реализация линии по производству полволоконных полимерных мембран и мембранных модулей для ОАО «НПО Гелиймаш». В области газоразделительных полволоконных мембран для выделения гелия (водорода) прошли успешные испытания прототипа мембранной установки на Ковыктинском ГКМ. Накоплен опыт в моделировании, расчете и выборе компаундов для различных типов мембранных модулей.



Сопоставительный анализ мембранной и аминовой очистки газа группы Киринских месторождений от диоксида углерода

А. Ю. Пырков, В. А. Вагарин, к. ф-т. н., Н. Н. Кисленко, к.т.н., ООО «Газпром проектирование»



– Для первоначальной стадии разработки группы Киринских месторождений была выбрана аминовая технология очистки. Причинами такого выбора послужили следующие факторы:

- проверенная технология, эксплуатируемая на объектах ПАО «Газпром»;
- отсутствие опыта эксплуатации мембранной технологии при разработке проекта обустройства Киринского ГКМ в 2014 году, малый опыт эксплуатации УМВГК на Чайядинском НГКМ на момент начала проектирования УОГ (2021 год);
- отсутствие локализованных производств мембранного оборудования и опыта промышленной эксплуатации;
- отсутствие полигонов для проведения испытаний мембранной технологии по удалению CO_2 с учетом низкого содержания CO_2 в газе Ковыктинского и Чайядинского месторождений.



Затем для Кириных месторождений обозначились предпосылки к проведению ТЭС аминовой и мембранной технологий:

- мировой опыт использования мембранной технологии;
- положительный опыт эксплуатации УМВГК Чаюдинского НГКМ в течение более трех лет;
- наличие локального поставщика мембранного оборудования;
- результаты предварительного технико-экономического анализа решения на базе мембранной технологии;
- модернизация ОПМУ для исследования выделения различных целевых компонентов (создание экспериментального полигона).

Сопоставление аминовой и мембранной технологий очистки газа показали следующие результаты по пяти основным критериям.

– Экономические показатели: суммарные дисконтированные затраты по варианту мембранной технологии ниже на 14 %, чем по варианту аминовой технологии.

– Доступность технологии, наличие поставщиков: обе технологии используются в мировой практике для удаления CO_2 . Для грубой очистки мембранная технология применяется во всем мире, в особенности при закачке CO_2 в пласт. Существует по одному поставщику для каждой технологии. Каждый из поставщиков импортирует часть реагентов. В 2019 году введена в эксплуатацию УМВГК с использованием мембранной технологии аналогичной конфигурации (двухступенчатая мембранная схема).

Особенности эксплуатации: мембранная технология обладает меньшей номенклатурой оборудования, реагентов, проще в строительстве, пуско-наладке, эксплуатации. Класс опасности и количество отходов ниже, чем по аминовой технологии.

Площадь строительства: прорисовка генерального плана показала, что площадь по мембранному варианту составляет 10,5 га, по варианту аминовой технологии – 13,8 га.

Сроки реализации проекта: проектирование по варианту мембранной технологии увеличится на два месяца, однако за счет более низких сроков поставки оборудования и пуско-наладочных работ ввод в эксплуатацию будет обеспечен в установленный срок (плановый срок ввода в эксплуатацию – 2028 год).

Получение водорода из этанола в каталитическом мембранном реакторе

Ю. Н. Беспалко, к.х.н., Н. Ф. Еремеев, к.х.н., Л. Н. Боброва, к.т.н., Е. М. Садовская, к.т.н., А. В. Краснов, В. А. Садыков, д.х.н., профессор, Институт катализа им. Г. К. Борескова СО РАН

– В рамках государственного задания Института катализа СО РАН в целях разработки и оценки производительности экспериментального мембранного каталитического реактора в различных условиях эксплуатации были поставлены следующие задачи:

1. Синтез нанокристаллических однофазных сложных оксидов со структурой флюорита, перовскита и нанокompозитов на их основе для нанесения на пенопористые подложки и создания водородпроницаемой мембраны.

2. Характеризация структуры полученных материалов и их транспортных свойств.

3. Создание мембранного реактора и тестирование его в процессе получения водорода путем паровой конверсии этанола.

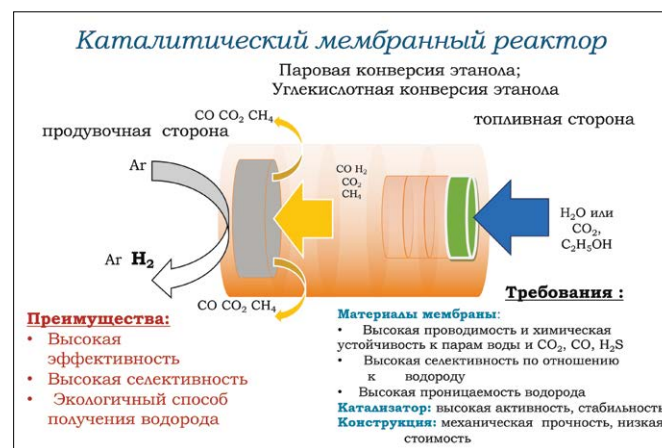
В результате выполненной работы были разработаны: – перспективные нанокompозитные материалы, механически и химически стабильные в среде CO , CO_2 и H_2O , характеризующиеся высокой проводимостью;

– процедуры синтеза блочных катализаторов с высокой активностью и устойчивых к зауглероживанию;

– процедуры синтеза асимметричных нанесенных мембран с функционально структурированными слоями на градиентных Ni-пеноподложках.

Проведено успешное тестирование мембран в реакции паровой конверсии этанола, показана их стабильность работы. Использование каталитических блоков позволило увеличить конверсию углеводородов, образующихся в ходе реакции, и тем самым повысить выход водорода и синтез-газа.

Показана высокая проницаемость мембран в рабочем диапазоне температур, соответствующая требованиям для практического применения. Такая проницаемость обеспечивается высокой подвижностью и реакционной способностью нанокompозитного материала функциональных слоев.



ПАТРИОТ СИБИРИ. УЧЕНЫЙ ГЛОБАЛЬНОГО МАСШТАБА

А. Э. Конторович (1934–2023) и его вклад в развитие геологических наук, нефтегазовой промышленности и энергетического комплекса России



В октябре 2023 года ушел из жизни выдающийся ученый в области фундаментальных и прикладных проблем геологии и геохимии нефти и газа, создатель всемирно известной научной школы, один из первооткрывателей Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций, участник разработки важнейших российских энергетических программ, авторитетный российский академик Алексей Эмильевич Конторович.

Для «Научного журнала Российского газового общества» это особенно горькая утрата. А. Э. Конторович возглавлял Редакционную коллегию практически с начала выхода издания.



– А. Э. Конторович – ученый глобального масштаба, один из крупнейших в мире специалистов в области геологии нефти и газа. Без него российская нефтегазовая отрасль не была бы тем, чем она является.

Он стоит у истоков открытия, разведки и освоения нефтегазовых месторождений в Западной и Восточной Сибири и Якутии. Он внес значительный вклад в разработку теории образования нефти, теории и методов количественного прогноза нефтегазоносности пластов. Его авторству принадлежит целый цикл исследований по глобальным и региональным оценкам ресурсов нефти и газа. Он принимал активное участие в разработке стратегических документов, определяющих развитие ТЭК страны.

Я много лет знал его лично, работал с ним и по линии Комитета по энергетике, и по линии Российского газового общества, в котором он возглавлял Редакционную коллегию «Научного журнала».

Его острый и живой ум, человеческое обаяние, жизненная стойкость, порядочность всегда вызывали огромное уважение. Я понимал, что общаюсь с великим ученым и глубоким человеком, и ценил возможность такого общения.

П. Н. Завальный,
председатель Комитета Государственной Думы по энергетике,
президент Российского газового общества
заместитель главного редактора Редакционной коллегии
«Научного журнала Российского газового общества»

Алексей Эмильевич Конторович родился 28 января 1934 года в Харькове в семье служащих, а познакомилась родители будущего ученого в середине 1920-х годов в ссылке на Соловецких островах. Жизнь молодой семьи складывалась трудно. Отца неоднократно арестовывали, и один из таких арестов летом 1937 года стал последним и стоил ему жизни.

Когда началась Великая Отечественная война, мать с детьми была эвакуирована в Кузбасс в город Прокопьевск, где Алексей пошел в школу. В 1951 году он поступил на физический факультет Томского государственного университета им. В. В. Куйбышева.

Исследовательской работой (в области оптики и спектроскопии) Конторович начал заниматься уже со второго курса. На четвертом и пятом курсах получал самую престижную в то время Сталинскую стипендию. В 1956 году, после успешной защиты дипломной работы на тему «Исследование спектров поглощения паров нитроанилина», остался на кафедре общей и экспериментальной физики в должности ассистента.

Однако в декабре того же года он оказался уволен. Алексей Конторович тогда был заместителем секретаря университетского комитета ВЛКСМ и таким образом был наказан за «вольности», которые позволили себе некоторые студенты, выступив с резкой критикой советской действительности под влиянием разоблачений Н. С. Хрущева на XX съезде КПСС.

А. Э. Конторович получил место учителя физики в сельской средней школе, но мечта посвятить жизнь науке не оставляла его, и в конце июня 1958 года он приехал в Новосибирск. Там молодого специалиста поначалу никто не отваживался брать на работу – ни в формировавшемся как раз в ту пору Сибирском отделении АН СССР, ни в других организациях.

СНИИГГиМС и поворот к геологии

В конце сентября 1958 года Алексей Эмильевич был принят на работу в качестве инженера-спектроскописта в лабораторию физических методов исследования горных пород только что созданного Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС) благодаря заведующей лабораторией Галине Николаевне Перозио. Ее поддержали директор института Михаил Васильевич Касьянов и заместитель директора Владимир Пантелеймонович Казаринов, выдающийся ученый, профессор, в будущем лауреат Ленинской премии. Конторович отзывался о Галине Николаевне как о специалисте-литологе высочайшего класса, прекрасном знатоке существовавших методов исследования в литологии и геохимии. «Она мне сказала: «Почему ты в Томске с таким дипломом оказался непригоден к педагогической работе, меня не интересует. У меня ты будешь работать!» – вспоминал он.

Г. Н. Перозио поставила перед Конторовичем первую научную задачу, поручив разработать методику количественного спектрального анализа горных пород группы малых элементов. В те годы советские геологи уже широко использовали спектральный анализ, имели прекрасное отечественное оборудование, но приме-



Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС)



Г. Н. Перозио



Ф. Г. Гурари

няли этот метод в простейшей и наименее качественной модификации – полуколичественный, крайне низкой точности. У «чистых» геологов отсутствовал опыт геохимической интерпретации результатов количественного спектрального анализа. У Конторовича же в этом вопросе было преимущество в его университетском образовании физика-спектроскописта.

Методику удалось создать достаточно быстро, причем Алексей Эмильевич решил разобраться в этом вопросе и самостоятельно начал изучать основы геологии.

Поворот к геологии

В начале 1962 года подающему надежды сотруднику предложили серьезно заняться геохимией нефти и газа. «Сибирь в те годы испытывала острый голод в кадрах геохимиков-нефтяников. Весной 1962 года меня встретил Ф. Г. Гурари, в ту пору заместитель директора СНИИГГиМСа, и предложил создать и возглавить группу исследователей по геохимии органического вещества и нефти. Я выразил сомнения: я совсем не знаю эту проблему. «Научитесь», – уверенно сказал Фабиан Григорьевич. После некоторых колебаний я согласился... Через несколько месяцев он снова встретил меня и сделал мне еще одно предложение – возглавить лабораторию битуминологии. В этом случае меня обуял ужас: аналитику в этой области я не знал совершенно... «Вы умеете учиться и научитесь», – уверенно сказал Фабиан Григорьевич... И спустя несколько дней я снова согласился...» (из воспоминаний А. Э. Конторовича).



А. Э. Конторович и Н. П. Лаверов

Именно в этой лаборатории в начале 1970-х состоялось знакомство двух ученых, которые внесут огромный вклад в развитие российской науки. Своими впечатлениями от посещения лаборатории Конторовича позже поделился академик Николай Павлович Лаверов: «Директор института В. С. Сурков знакомил меня с институтом и привел в лабораторию битуминологии, которую возглавлял молодой доктор наук А. Э. Конторович. Эта лаборатория произвела на меня большое впечатление. Я видел до этого подобные лаборатории в центральных институтах Министерства – во ВНИГНИ и ВНИГРИ, но лаборатория СНИИГГМСа резко от них отличалась. В ней был идеальный порядок, чистота и много новейшего даже для того времени оборудования. Помимо экстракции и традиционных для таких лабораторий химических исследований, в лаборатории А. Э. Конторовича было много физического и физико-химического оборудования: ультрафиолетовые и инфракрасные спектрофотометры, низкотемпературная люминесцентная спектроскопия, лазерные источники света, только что появившиеся газо-жидкостные хроматографы и даже химический масс-спектрометр. И все это работало».

Широкий спектр направлений

По словам Конторовича, он пришел к выводу, что должен учиться по шести направлениям сразу: аналитическая химия в органической геохимии и битуминологии; теория образования нефти и газа; органическая



геохимия, битуминология; геохимия нефти и газа; выбор геологического объекта, на котором реализуются геохимические исследования; применение математических методов при обработке и интерпретации геолого-геохимической информации.

Конторович погрузился в углубленное изучение основополагающих трудов советских ученых-нефтяников (И. М. Губкина, А. А. Бакирова, И. О. Брода, Н. Б. Вассоевича, Н. А. Еременко, М. Ф. Мирчинка, О. А. Радченко, В. А. Соколова, В. А. Успенского и др.) и зарубежных специалистов (А. И. Леворсена, У. Л. Рассела, Дж. М. Ханта).

По работам В. П. Казаринова, Н. Н. Ростовцева, В. Н. Сакса он знакомится с геологией нефти и газа Западной Сибири. Большую помощь в этот период ему оказали консультации прекрасного знатока геологии этой провинции, тогда молодого кандидата наук И. И. Нестерова, ставшего в последующем членом-корреспондентом РАН.

Уже первые работы А. Э. Конторовича обратили на себя внимание известных ученых (А. А. Трофимука, В. С. Суркова, Ф. Г. Гулари, Т. И. Гуровой, В. П. Казаринова, В. Н. Сакса, Н. М. Страхова, Н. Б. Вассоевича, С. П. Максимова, Н. Н. Ростовцева). Большинство из них были опубликованы в ведущих советских научных журналах.

В 1964–1965 годах выходят в свет работы, написанные им в соавторстве с такими выдающимися мэтрами, как Н. Н. Ростовцев, В. П. Казаринов, Г. Н. Пероziо, А. А. Трофимук, Э. Э. Фотиади, Ф. Г. Гулари, В. П. Казаринов, И. И. Нестеров. С годами это плодотворное сотрудничество с крупнейшими нефтяниками страны неуклонно расширялось (Э. Э. Фотиади, Ю. А. Воронин и др.). Одновременно вокруг растущего ученого начал формироваться коллектив единомышленников, составивших ядро его будущей научной школы (Н. М. Бабина, Л. И. Богородская, В. М. Мельникова, О. Ф. Стасова, П. А. Трушков, А. С. Фомичев и др.).

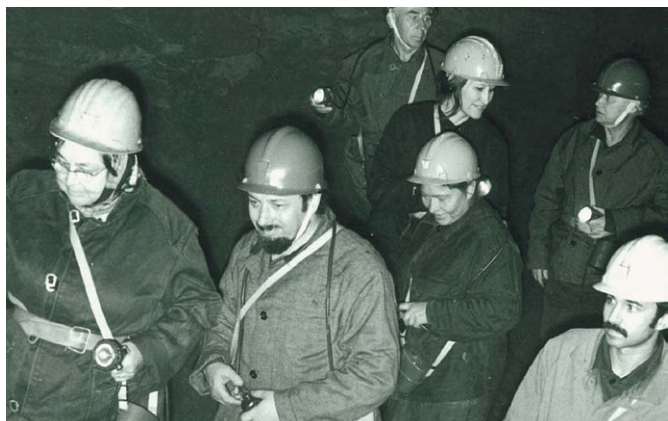
В 1960-х годах четко обозначились следующие основные области исследований А. Э. Конторовича:

- 1) геохимия осадочного процесса;
- 2) геохимия нефтегазопроизводящих пород и нефтей;
- 3) методы прогноза нефтегазоносности;
- 4) математическая геология.

Все они отражали приоритетные направления геологической науки, наиболее интенсивно развивавшиеся в 1950-х годах.

Разработка первого направления осуществлялась под влиянием работ С. М. Катченкова. Были получены важные результаты, не утратившие своего значения до настоящего времени. Однако эти исследования продолжались весьма недолго, поскольку вскоре молодого ученого захватила нефтяная тематика, занявшая главное место в его научном творчестве.

На исследования второго направления оказали влияние работы Н. Б. Вассоевича, О. А. Радченко, А. А. Трофимука, В. А. Успенского. Развитие третьего направления исследований, связанного с насущными потребностями практики, явилось результатом сотрудничества



с Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеровым, Н. Н. Ростовцевым, А. А. Трофимуком. В 1964 году Конторович впервые участвовал в составлении под руководством Н. Н. Ростовцева карт прогноза нефтегазоносности Западно-Сибирской равнины (как один из авторов и член редколлегии).

Наконец, успешная разработка четвертого направления исследований (математическая геология) изначально была predeterminedena хорошим физико-математическим образованием, полученным им в Томском государственном университете; окончательно оно выкристаллизовалось в результате плодотворного сотрудничества с Э. Э. Фотиади, Ю. А. Ворониным, С. В. Гольдиным, Е. Н. Эпштейн (Черемисиной).

Открывая богатства Сибири

В 1964 году А. Э. Конторович защитил кандидатскую диссертацию на тему «Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности». Из воспоминаний ученого: *«По результатам выполненных исследований в самом начале 1964 года я подготовил кандидатскую диссертацию и принес ее Ф. Г. Гурари. Он внимательно осмотрел ее и сказал: «Алексей! Дать оценку этой работы я не смогу. Попробуй показать ее академику А. А. Трофимуку». В итоге я попал на прием к Андрею Алексеевичу. Андрей Алексеевич тщательно смотрел мою работу более двух часов, а потом сказал: «У вас хорошая работа, вы можете защитить ее в качестве кандидатской. Я согласен быть Вашим оппонентом. Я хотел бы, чтобы вторым оппонентом Вашей работы был Н. Б. Вассоевич» – и тут же позвонил ему. С этого времени все мое научное творчество проходило вместе с А. А. Трофимуком и Н. Б. Вассоевичем. Позднее моим третьим оппонентом стал еще один выдающийся ученый – В. Н. Сакс. Н. Б. Вассоевич часто писал мне письма по разным научным задачам. Особенно много совместных работы выполнили с А. А. Трофимуком».*

В 1969 году Конторович получил ученую степень доктора геолого-минералогических наук за диссертацию «Геохимические методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины)». В 1972 году Высшая аттестационная комиссия при Совете министров СССР присвоила ему ученое звание профессора.

В СНИИГГиМСе Алексей Эмильевич Конторович проработал свыше 30 лет, пройдя путь от инженера до заместителя директора института; из них почти 20 лет, с 1972 по 1989 год, руководил исследованиями по геологии нефти и газа. За годы работы в СНИИГГиМСе А. Э. Конторович сформировался как крупный ученый, широко известный научными исследованиями в области геохимии осадочного процесса, теории нефтегенеза, теории и методов прогноза и поиска нефтегазовых месторождений, органической геохимии, математической геологии, региональной геологии и нефтегазоносности крупнейших провинций Сибири. В этот период четко определилась нацеленность его исследований на конечный результат.

Как отмечает академик Лаверов, деятельность А. Э. Конторовича очень высоко ценили в министерствах геологии СССР и РСФСР. При этом не все были согласны с его выводами, но время показало их правильность.

«Во второй половине 60-х и в 70-х годах прошлого века, когда освоение нефтяных богатств Среднего Приобья было развернуто в полную силу, встал вопрос, где искать новые крупные нефтеносные районы. Большинство ученых, такие как А. А. Трофимук, Ф. Г. Гурари, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, называли в качестве такого приоритета юру и мел северных районов Западной Сибири. Только А. Э. Конторович со своими учениками опубликовал ряд работ, где доказывал на основании теоретических построений, что эти отложения будут богаты залежами конденсатного газа и в значительно меньшей степени нефтью. Его критиковали. В то время близкую точку зрения занял только В. Д. Наливкин. Прошли десятилетия. Выполнен гигантский объем геологоразведочных работ. Время подтвердило правоту Конторовича и Наливкина» (из воспоминаний академика Н. П. Лаверова).

По поручению Министерства геологии СССР А. Э. Конторович совместно с В. С. Сурковым руководил исследованиями по научному обоснованию геологоразведочных работ с целью формирования сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), что в дальнейшем привело к большим открытиям.

«В конце 70-х – начале 80-х годов прошлого века Министерство геологии СССР было озабочено повышением эффективности и качества разведки нефтяных и газовых месторождений. Для этого Р. А. Сумбатовым и В. В. Семеновичем были сформированы группы ученых и во главе их поставлены известные ученые-лидеры. Такая работа в Восточной Сибири и Якутии была поручена А. Э. Конторовичу. Он осуществлял научное руководство разведкой и открытием таких месторождений, как Юрубчено-Тохомское и Собинское в Красноярском крае, Верхнечонское, Дулисьминское, Ковыктинское в Иркутской области, Среднеботуобинское, Чаяндинское, Таас-Юряхское и другие в Якутии. В эти годы были созданы основы сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири» (из воспоминаний академика Н. П. Лаверова).



Геологический базис Сибирского отделения РАН

В 1989 году академики В. А. Коптюг, Н. Л. Добрецов и А. А. Трофимук пригласили А. Э. Конторовича на работу в Сибирское отделение АН СССР, где он возглавил исследования по осадочной геологии и геологии нефти и газа в Институте геологии и геофизики (ИГиГ) СО АН СССР в качестве заместителя директора института. В 1990 году он был избран членом-корреспондентом Академии наук СССР, а в 1991-м – ее действительным членом.

В 1990 году ИГиГ СО РАН был реорганизован в Объединенный институт геологии, геофизики и минералогии (ОИГГМ) СО РАН, в состав которого вошли три института Сибирского отделения: Институт геологии, Институт геофизики и Институт минералогии и петрографии. Конторович был назначен заместителем генерального директора ОИГГМ СО РАН и заместителем директора Института геологии СО РАН. В 1997 году по инициативе А. Э. Конторовича и А. А. Трофимука и при поддержке В. А. Коптюга и Н. Л. Добрецова в составе Объединенного института был также организован Институт геологии нефти и газа (ИГНГ) СО РАН.

В течение десяти лет А. Э. Конторович возглавлял ИГНГ СО РАН, который за короткий срок стал одним из ведущих и наиболее авторитетных научных учреждений в России. Институт имеет филиалы в Тюмени и Томске, располагает хорошо оснащенными современным аналитическим и компьютерным оборудованием лабораториями.

В 2006 году в связи с реорганизацией институтов Сибирского отделения А. Э. Конторович стал директором-организатором Института нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, созданного на базе Института геологии нефти и газа,

Института геофизики и Конструкторско-технологического института геофизического и экологического приборостроения СО РАН. С 2007 года А. Э. Конторович – научный руководитель созданного института.

Фундаментальные исследования ИНГГ СО РАН сконцентрированы на приоритетном направлении РАН «Осадочные бассейны и нефтидогенез: эволюция в истории Земли, закономерности генерации, миграции, аккумуляции и сохранения залежей углеводородов». В этом направлении институт работает над рядом крупных программ и проектов. В их числе: «Геологические условия развития жизни на Земле», «Биогеохронология главных событий, хорология, эволюция и устойчивость экосистем», «Осадочные бассейны и регионы Сибири», «Нефтидогенез и его эволюция в истории развития Земли».

В рамках приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в институте ведутся ориентированные на практический результат фундаментальные исследования по программе «Стратегия развития нефтегазового комплекса Сибири, прогноз сырьевой базы, рациональное недропользование, повышение эффективности геологических и геофизических методов поисков и разведки месторождений и интенсификация добычи нефти и газа».

А. Э. Конторович, продолжая активную работу по традиционным направлениям своей деятельности, одновременно организовал в Сибирском отделении РАН фундаментальные исследования по ряду новых научных направлений. Важнейшими среди них являются: геохимия углеводородов-биомаркеров в осадочных породах и нефтях; геохимия гетероциклических соединений нефти; нефтегазообразование в осадочной оболочке Земли в верхнем протерозое; эволюция нефтидогенеза в истории Земли; теория и практика глобальных прогнозов развития нефтегазового комплекса России в XXI веке; стратегия социально-экономического развития регионов Сибири в связи с развитием нефтегазовых комплексов.

Все проводимые фундаментальные исследования четко ориентированы на конечный результат в интересах России, Сибири и наиболее перспективных крупных регионов. В связи с этим коллектив института во главе с Конторовичем постоянно и тесно взаимодействовал с аппаратом полномочного представителя президента РФ в Сибирском федеральном округе, министерствами энергетики, природных ресурсов РФ,



администрациями регионов Западной и Восточной Сибири и Якутии, крупнейшими нефтяными и газовыми компаниями: «Газпромом», «ЛУКОЙЛом», «Сибнефтью», «ВНК», «Славнефтью», «Саханефтегазом».

В разные годы институт проводил совместные научные исследования со многими зарубежными научными организациями: Кембриджской программой по изучению Арктического шельфа (CASP), Кембриджским университетом (Великобритания), Японской ассоциацией технического содействия (ENAA), Хоккайдским государственным университетом (Япония), Шенлиньским научно-исследовательским институтом нефтяной разведки (Китай), Китайским нефтяным университетом, компаниями CGG-Petrosystems (Франция), Amoco (США). Более того, выполнял заказы для ведущих нефтяных компаний и организаций мира: СопосоPhillips, ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, CNPC, JNOC (Япония), Petroconsultants (Великобритания), Корейского института геологии и минеральных ресурсов и др.

Программы и стратегии

Сложно переоценить вклад А. Э. Конторовича в разработку стратегических документов, определяющих приоритетные направления социально-экономического развития страны и в первую очередь – топливно-энергетического комплекса.

Он известен как лидер и ведущий разработчик таких крупных государственных программ, как «Энергетическая стратегия России», «Стратегия экономического развития Сибири», «Концепция формирования нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». Эффективно участвовал в совершенствовании системы недропользования в России, в разработке стратегий социально-экономического развития важнейших нефтегазоносных регионов страны: Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского, Эвенкийского автономных округов, Томской, Тюменской, Омской и Новосибирской областей, Республики Саха (Якутия).

По всем этим вопросам он выступал на заседаниях Президиумов РАН и СО РАН, Совета Сибирского федерального округа, Координационного совета межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение» (МААС), на многих международных, всероссийских и региональных конгрессах, съездах и конференциях, а также по радио и телевидению, на страницах научных и популярных изданий.



Авторитетное мнение известного сибирского академика было учтено при разработке трассы нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Маршрут был скорректирован с учетом предложения Конторовича и полномочного представителя президента в Сибирском федеральном округе А. В. Квашнина, которое было рассмотрено рабочей группой, возглавляемой академиком Лаверовым. Эти корректировки были связаны с минимизацией экологического ущерба в районе трассы и с повышением экономической привлекательности введения в разработку восточно-сибирских месторождений.

«Патриот Сибири», называл его академик Лаверов.

Общественная и организационная деятельность

Научную деятельность А. Э. Конторович успешно сочетал с научно-организационной работой. С 1992 года он являлся членом Бюро Отделения геологии, геофизики, геохимии и горных наук РАН (с 2002 года – Отделение наук о Земле РАН), с 1997-го входил в состав Президиума СО РАН. В 2002 году он возглавил Научный совет РАН по геологии и разработке месторождений нефти и газа, был главным редактором журналов «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» (с 2003 года), членом редколлегий журналов «Геология и геофизика» (с 1992 года – зам. главного редактора), «Геология нефти и газа», «Морская геология» (КНР) и других периодических изданий.

Также он возглавил Редакционную коллегию «Научного журнала Российского газового общества».

А. Э. Конторович является автором более 1000 научных трудов, в том числе 55 монографий и 25 нефтегеологических карт; имеет четыре авторских свидетельства и пять патентов на изобретения.

Алексей Эмильевич вел большую педагогическую работу в Новосибирском государственном университете: в качестве профессора с 1982 года и с 1988-го заведующего кафедрой месторождений полезных ископаемых (с 2006 года – кафедра месторождений нефти и газа) геолого-геофизического факультета.

Под его научным руководством защитили кандидатские диссертации более 70 человек, в том числе такие известные ученые и организаторы производства, как В. Е. Бакин, В. И. Берилко, Е. Е. Даненберг, Д. И. Дробот, В. И. Демин, Ю. Г. Зимин, И. А. Иванов, М. М. Колганова, Н. В. Коптяев, О. С. Краснов, Л. Л. Кузнецов,

А. И. Ларичев, А. В. Мигурский, И. Г. Левченко, Г. Д. Назимков, Г. Р. Новиков, В. К. Паламарчук, Б. Л. Рыбьяков, В. С. Ситников, О. Ф. Стасова и другие.

Многие выпускники кафедры работают в крупных российских и западных компаниях, стали ведущими специалистами своих организаций (М. В. Лебедев, П. Н. Мельников, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Е. А. Костырева, Е. А. Фурсенко и др.), докторами наук, избраны членами-корреспондентами РАН и членами национальных академий.

Отдавая дань коллегам

Академик Лаверов отмечал, что ему «очень импонирует еще одна черта А. Э. Конторовича – его внимание к истории науки, забота о сохранении научного наследия наших ведущих ученых, память о них».

А. Э. Конторович – автор многочисленных статей о научном творчестве М. Т. Абасова, И. С. Грамберга, Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринова, В. Д. Наливкина, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, Н. Н. Ростовцева, В. Е. Савицкого, В. Н. Сакса, Ф. К. Салманова, Б. С. Соколова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, Э. Э. Фотиади, В. И. Шпильмана, А. Л. Яншина и многих других выдающихся ученых. Под его редакцией вышли многотомные собрания сочинений А. А. Трофимука, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, В. Н. Сакса, Б. С. Соколова, Э. Э. Фотиади, А. Л. Яншина.

А. Э. Конторович много занимался вопросами истории геологической науки и геологоразведочной практики при поисках нефти и газа в Сибири. Вместе с А. А. Трофимукон он был инициатором выпуска серии сборни-



Академики В. С. Сурков и А. А. Трофимук

ков «Из истории отечественной геологии нефти и газа» (1998). В 2001 году под редакцией И. С. Грамберга и А. Э. Конторовича был опубликован сборник воспоминаний «В. Н. Сакс – выдающийся исследователь Арктики», под редакцией Н. Л. Добрецова и А. Э. Конторовича – воспоминания об академике А. Л. Яншине.

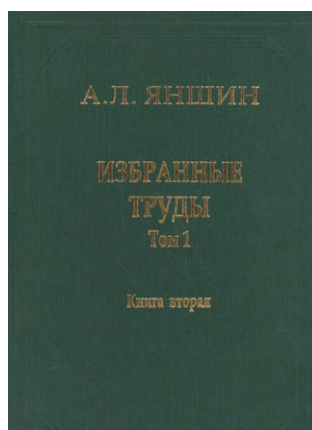
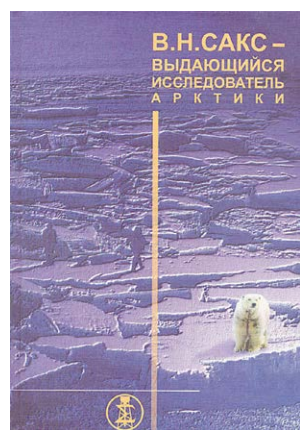
Он много писал о творчестве своего учителя – академика А. А. Трофимука; являлся главным редактором «Избранных трудов» А. А. Трофимука, тематического сборника «Нефтяная и газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков» (материалы Первых Трофимукских чтений), а также сборника воспоминаний о нем.

Когда же шла коллективная работа над его собственной биографией – в последний год его жизни, он решил дать комментарий к словам о нем академика Н. Л. Добрецова, которые составители биографической книги решили вынести в заголовок: «Человек, который сделал себя сам». А. Э. Конторович написал в заключении к ней, что «сделал себя в тесном сотрудничестве с выдающимися государственными деятелями, учеными, геологами и геофизиками – практиками своего времени».

Научная школа Конторовича. Признание ученых мира

Можно четко проследить отличительные черты научной деятельности А. Э. Конторовича. Это широчайшее многообразие его интересов, нацеленность на конкретный результат, а также стремление и умение работать на стыках наук: геологии и математики, геохимии и химии, геохимии и биохимии, геохимии и физики. В созданных им научных коллективах плодотворно сотрудничали профессионалы этих и многих других специальностей и направлений. Еще одна характерная черта – повсеместное использование математических методов и компьютерных технологий.

«А. Э. Конторович одним из первых осознал важность работ на стыке наук: геологии и экономики. Через показатели коммерческой и бюджетной эффективности, инвестиций Алексей Эмильевич выводил на новый современный уровень фундаментальные исследования в области региональной геологии, бассейнового моделирования, перспектив нефтегазоносности,



планирования геологоразведочных работ. Еще в конце 1990-х была создана при ИНГГ СО РАН специальная лаборатория, которая и сейчас продолжает работать, – Центр экономики недропользования нефти и газа. Под его руководством защитили диссертации более пяти докторов именно экономических наук. Он принимал активное участие в формировании всех без исключения стратегических национальных и отраслевых документов развития топливно-энергетического комплекса и минерально-сырьевой базы России» (заведующая Центром экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН, заведующая кафедрой политэкономии ЭФ НГУ д.э.н., профессор И. В. Филимонова).

Научная школа академика Алексея Эмильевича Конторовича в области геологии и геохимии нефти и газа (В. А. Каширцев, В. И. Демин, Д. И. Дробот, В. А. Конторович, А. Г. Коржубаев, Г. С. Фрадкин, В. А. Хоменко, Л. С. Борисова, Л. М. Бурштейн, В. П. Данилова, В. Р. Лившиц, С. А. Моисеев и многие другие) широко известна и пользуется профессиональным признанием в России и во многих странах мира. А. Э. Конторович избран почетным профессором Томского государственного университета, Томского политехнического университета, ВНИГРИ, Китайского нефтяного университета и Академии общественных наук провинции Хэйлунцзян (Китай).



А. Э. Конторович и Н. П. Лавров

Многогранная деятельность А. Э. Конторовича получила высокую оценку. Он награжден орденами Трудового Красного Знамени, Почета, «За заслуги перед Отечеством» IV степени, II степени, III степени, медалями «За трудовое отличие», «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», межотраслевым знаком «Горняцкая слава» III, II и I степени, «Ветеран труда»; Лауреат премии «Глобальная энергия»; ему присвоены почетные звания «Заслуженный геолог России», «Заслуженный работник нефтяной промышленности», «Почетный работник газовой промышленности».

Кратко рассмотрим наиболее существенные результаты по основным направлениям научной деятельности А. Э. Конторовича.

Геохимия осадочного процесса

Работы по геохимии осадочного процесса были выполнены на ранних этапах научной деятельности ученого: в 1960-е – начале 1970-х годов. Он изучил формы миграции химических элементов в современных реках Сибири, определил концентрации в них большого числа элементов, построил ряды миграционной подвижности элементов в грунтовых и поверхностных водах. Особое место в этом цикле занимают исследования геохимии осадочных пород Западно-Сибирской геосинеклизы. А. Э. Конторович определил концентрации породообразующих (Si, Al и др.), щелочных (Na, K, Li, Rb, Cs), щелочноземельных (Ca, Mg, Sr, Ba) и группы железа (Fe, Mn, Ti, Ni, Co, V) элементов в отдельных типах осадочных пород, оценил их субкларки, изучил их распределение по типам пород в отдельные отрезки геологической истории. Впервые для столь крупного древнего бассейна построил для большого числа временных срезов карты концентраций этих элементов в глинах и аргиллитах.

В ряде его работ рассмотрена геохимия осадочных пород Сибирской платформы. Всего по данному направлению было опубликовано свыше 25 работ, написанных в соавторстве с В. П. Казариновым, Н. М. Бабиной, М. М. Колгановой, Л. Д. Малюшко (Мининой), А. Н. Резаповым, М. А. Садиковым, С. Л. Шварцевым.

Теория нефтидогенеза

Более 100 работ А. Э. Конторовича, написанных им лично или в соавторстве, посвящено отдельным аспектам теории образования нефти и газа, а также анализу состояния теории нефтидогенеза.

В конце 1950-х – начале 1960-х годов эта теория только начинала формироваться. Все эти годы А. Э. Конторович вместе с ведущими нефтяниками (Н. Б. Вассоевич, В. С. Вышемирский, С. П. Максимов, С. Г. Неручев, Е. А. Рогозина, А. А. Трофимук, В. А. Успенский) активно участвовал в процессе становления и обоснования теории нефтидогенеза, став одним из его лидеров.

А. Э. Конторович разработал хроматографическую модель эмиграции битумоидов из нефтепроизводящих пород, построил их диагностическую классификацию, усовершенствовал методы оценки масштабов эмиграции нефти из нефтепроизводящих пород и объемов генерации газа органическим веществом разных типов, натурными наблюдениями определил долю жидких и газообразных углеводородов, которые аккумулируются в ловушки, и показал, что процесс нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочных бассейнах есть процесс диссипативный.

Опираясь на представления о стадийности нефтегазообразования, А. Э. Конторович совместно

с А. А. Трофимукон предложил историко-геологический метод реконструкции истории нефтегазообразования в осадочных бассейнах (1973), который лежит в основе алгоритмов ряда современных программных комплексов для моделирования нефтегазообразования в осадочных процессах. Он показал, что процесс формирования скоплений углеводородов следует рассматривать как многостадийный, пульсационный, что аккумуляция и рассеивание углеводородов и других компонентов, образующих нефтяные, газоконденсатные и газовые залежи, происходят постоянно и история залежей углеводородов определяется соотношением скоростей аккумуляции и диссипации углеводородов.

В трудах И. М. Губкина и Н. Б. Вассоевича указывалось на необходимость исторического подхода к изучению процессов нефтидогенеза. А. Э. Конторович первым сформулировал задачу изучения эволюции нефтидогенеза в истории Земли как проблему первостепенной важности. Он выявил основные закономерности эволюции нефтидогенеза и показал, что они тесно связаны с геодинамической эволюцией Земли и биохимической эволюцией биосферы.

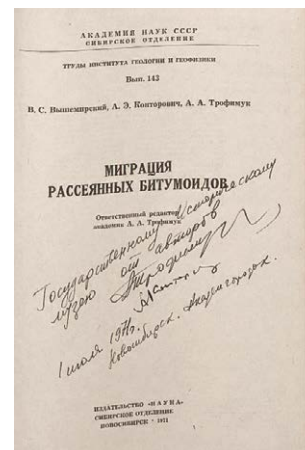
Начиная с конца 1980-х А. Э. Конторович выполнил цикл работ по созданию общей теории нефтидогенеза, в которых сформулировал наиболее общие закономерности размещения нефти и газа в литосфере Земли, а процесс формирования скоплений углеводородов в осадочном бассейне рассмотрел как процесс уменьшения энтропии системы и процесс самоорганизации углеводородистого вещества.

Значительное число работ А. Э. Конторовича содержит целостное изложение современного состояния теории нефтидогенеза. Среди наиболее известных монографий: «Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности» (1967), «Миграция рассеянных битумоидов» (1971), «Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности» (1976). Также вышло множество статей: например, «Успехи органической теории происхождения нефти» (1973) и «Детерминированный характер изменения интенсивности нефтеобразования в истории Земли» (2000).



Теория прогноза и поиска месторождений нефти и газа. Методы перспективного планирования геологоразведочных работ

В 1960-х и первой половине 1970-х годов А. Э. Конторович занимался развитием и совершенствованием так называемого объемно-генетического метода прогноза нефтегазоносности. Методы, который сам Конторович предпочитал называть «геохимическими», позволяют оценивать количество жидких углеводородов, смол и асфальтенов, эмигрирующих из нефтегазопроизводящих пород, количество генерируемых и эмигрирующих углеводородных и других газов, образующихся при катагенезе органического вещества. Установив на основе натуральных наблюдений коэффициенты аккумуляции жидких и газообразных нефтидов, он предложил и реализовал на практике способ оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа. Важной особенностью этих работ является создание методов прогноза не только количества углеводородных ресурсов в недрах, но и их качественного состава.



Дальнейшая разработка геохимических методов прогноза нефтегазоносности в работах Конторовича была направлена на более полный учет истории нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в осадочных бассейнах. Практическим приложением этих разработок явились оценки перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Хатангско-Виллюйской нефтегазоносных провинций.

Выполнение работ по оценке перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы потребовало от А. Э. Конторовича в конце 1970-х сосредоточиться на разработке методов оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных нефтегазоносных бассейнов. Опираясь на методы теории вероятностей и математической статистики, в частности на аппарат регрессионного анализа, А. Э. Конторович и другие авторы цикла работ (М. С. Моделевский, Л. М. Бурштейн, Г. С. Гуревич, А. А. Растегин) обобщили и проанализировали обширную информацию по многим регионам мира. Разработанные методы получили широкое применение при оценке перспектив нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы и арктических акваторий России.

Почти одновременно с этими исследованиями А. Э. Конторович начал изучение закономерностей

распределения залежей нефти и газа в осадочных бассейнах по величине их запасов. Исследования он проводил вместе с В. И. Деминым и В. Р. Лившицем. Построенный математический аппарат и основанная на нем методика были широко использованы авторами при прогнозе распределения месторождений нефти и газа по запасам в Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилюйской нефтегазоносных провинциях.

Используя полученные результаты, А. Э. Конторович совместно с В. И. Деминым разработал оригинальный теоретико-вероятностный метод оценки ресурсов нефти и газа в осадочной оболочке Земли (1983) и совместно с Г. И. Кириенко (1987) предложил новую модификацию локально-статистического метода оценки начальных и прогнозных ресурсов нефти и газа. Работы, выполненные А. Э. Конторовичем совместно с В. Р. Лившицем, явились продолжением этого цикла. Важнейшие результаты исследований цикла опубликованы в монографии «Прогноз месторождений нефти и газа» (1981) и в ряде крупных статей.



А. Э. Конторович нашел методы прогноза выявляемости различных по запасам месторождений и на их основе разработал методы имитационного моделирования геологоразведочных работ. Созданные методики позволяют выполнить для конкретного региона научное обоснование уровней прироста запасов и необходимых объемов ГРП на нефть и газ. Наиболее значительные результаты цикла освещены в работах «Методология перспективного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ» (1982), «Математическое моделирование геологоразведочного процесса подготовки запасов нефти и газа в нефтегазоносной области» (1986).

Геохимия и закономерности накопления органического вещества в бассейнах

В 1960–1970-е в исследованиях А. Э. Конторовича значительное внимание было уделено закономерностям накопления органического вещества в осадочных породах. Оценены средние содержания органического углерода и битумоидов в осадочных породах мезозоя Западно-Сибирской плиты и палеозоя Сибирской платформы, построены карты распределения органи-



ческого вещества и битумоидов в различных комплексах мезозойских отложений Западной Сибири, мезозоя Сибири в целом, палеозоя Сибирской платформы. Объектом картографии являлись не только концентрации, но и исходные типы органического вещества. Важной особенностью работ этого направления стало осуществление на их основе палеогеографических (палеоландшафты, палеоклиматы, среда в осадках в диагенезе) реконструкций. В 1971 году под редакцией Конторовича был издан «Атлас многоцветных геохимических карт мезозоя Сибири», в 1972-м – палеозоя Сибирской платформы.

Объектами особо пристального внимания были уникально обогащенные аквагенным органическим веществом куонамская свита и ее возрастные аналоги (кембрий Сибирской платформы), а также баженовская свита и ее возрастные аналоги (верхняя юра, Западная Сибирь).

В 1970-е А. Э. Конторович совместно с Д. И. Дроботом, С. А. Кащенко и А. И. Ларичевым провел изучение органической геохимии верхнепротерозойских осадочных толщ Сибирской платформы и ее складчатого обрамления.

Исследование закономерностей накопления органического вещества в ископаемых морских и озерных осадках оставалось в центре внимания А. Э. Конторовича и в последние годы. Вместе с коллегами он выполнил углубленные исследования геохимии органического вещества баженовской, абалакской, васюганской (морские фации), тогурской (пресноводные, временами солоноватоводные озерные фации) свит. При этом были получены важные для теории нефтидогенеза и оценки условий нефтегазообразования в Западно-Сибирском бассейне результаты.

Также объектом научных интересов А. Э. Конторовича являлась геохимия континентальных толщ, содержащих террагенное, имеющее своим источником высшую наземную растительность органическое вещество. Он выполнил ряд работ по органической геохимии континентальных толщ нижней – средней юры (Западная Сибирь и Сибирская платформа), верхнего карбона – перми (Вилюйская гемисинеклиза, Кузнецкая впадина) и др.

Катагенез органического вещества

В 1950–1960-х годах исследования по органической геохимии во всем мире показали, что катагенез является главным этапом генерации в органическом веществе всего комплекса нефтяных компонентов и формирования скоплений нефтидов. А. Э. Конторович уяснил это обстоятельство в самом начале своего творческого пути. Вместе с коллегами он изучил закономерности изменения катагенеза органического вещества в разрезах отдельных бассейнов, построил карты катагенеза органического вещества для мезозойских комплексов Западно-Сибирской геосинеклизы, мезозоя и палеозоя Сибирской платформы.

Геохимия углеводородов рассеянного органического вещества (РОВ)

В работах А. Э. Конторовича и его научной школы были изучены и подробно охарактеризованы закономерности превращений керогена, углеводородов и гетероциклических компонентов РОВ в катагенезе. Детально изучен состав высокомолекулярных алифатических углеводородов РОВ. Весьма обстоятельно изучен и состав ароматических углеводородов: нафталиновых, фенантроновых, антраценовых, пиреновых и хризеновых – на уровне гомологических рядов, а полициклических ароматических углеводородов – до индивидуального состава.

Выявлено, что углеводородный состав органического вещества несет важную генетическую информацию об исходном для РОВ живом веществе, обстановке его захоронения и степени катагенетической превращенности. Установлены особенности состава углеводородов аквагенного и террагенного органического вещества, характер изменения углеводородного состава в зависимости от уровня катагенеза и направленность его изменения в результате эмиграции углеводородов из нефтепроизводящих пород.

В своих исследованиях А. Э. Конторович часто выбирал объекты, по каким-то причинам выпавшие из поля зрения предшествующих исследователей, и получал при этом фундаментальные результаты выдающегося значения. Так было, когда он впервые в мировой практике поставил и выполнил исследование по геохимии аквабитумоидов. То же произошло, когда он одним из первых провел исследование по геохимии гетероциклических соединений в рассеянном органическом веществе и нефтях. Подобное же исследование битумоидов, в том числе углеводородов в солях, водах и осадках современных высокоминерализованных озер, он выполнил совместно с В. П. Даниловой. Было установлено, что процессы генерации углеводородов из липидных комплексов планктона и бактерий активно проходили и идут в настоящее время в ископаемых (кембрий, девон Сибирской платформы) и современных солеродных бассейнах. При этом изучен и состав углеводородов эвапоритовых бассейнов.

Гетероциклические соединения органического вещества

Объектом научных интересов А. Э. Конторовича также были гетероциклические компоненты битумоидов (асфальтены, смолы) и дебитуминизированное органическое вещество (кероген). Совместно с Л. С. Борисовой он разработал рациональный комплекс анализов асфальтенов. Исследования асфальтенов ОВ, выполненные по этой схеме, показали, что их элементный и структурный состав несет информацию о природе исходного органического вещества и направленно меняется в ходе катагенеза.

Обширный цикл исследований, проведенных главным образом совместно с Л. И. Богородской, посвящен изучению керогена. Были уточнены особенности превращений РОВ разных типов в катагенезе, построены классификации типов и градаций катагенеза органического вещества.



При изучении проблемы изотопов углерода он, так же как и во всех других направлениях органической геохимии, проводил исследования системно, привлекая широкий комплекс методов анализа ОВ. Это позволило для каждого образца в коллекции иметь геологические данные и разнообразную геохимическую информацию об элементном составе керогена, типе ОВ, градации катагенеза, битуминологических характеристиках.

Для понимания биохимии живого вещества крайне важен был установленный А. Э. Конторовичем факт постоянства изотопного состава керогена аквагенного органического вещества на протяжении протерозоя и фанерозоя.

В эволюционном плане было показано, что изотопно-тяжелое органическое вещество присутствует в осадочных породах с карбона – перми, то есть с момента выхода растительности на сушу и появления высшей наземной растительности. Полученные фундаментальные результаты геохимических исследований широко и успешно используются для интерпретации изотопных данных при изучении органической геохимии конкретных осадочных формаций.

Под руководством А. Э. Конторовича в 1990-е годы в ИНГГ СО РАН был создан компьютерный банк данных физико-химических свойств нефтей и конденсатов, который содержит информацию по составу более чем

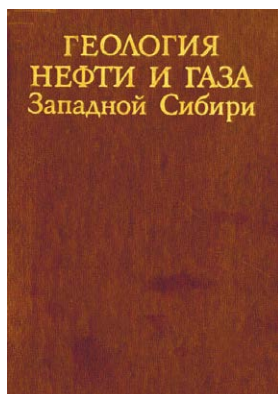
2000 проб нефтей и конденсатов Западной Сибири. Атлас электронных карт построен для юрских и меловых резервуаров Западно-Сибирской провинции и включает в себя карты по физико-химическим характеристикам нефтей для пяти стратиграфических комплексов (нижняя – средняя юра, верхняя юра, берриас – готерив, готерив – апт, ачимовская толща). Аналогичные исследования были выполнены совместно с Д. И. Дроботом, Р. Н. Пресновой, О. Ф. Стасовой и др. для нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (1981, 1986).

Большой цикл исследований А. Э. Конторовича посвящен геохимии докембрийских нефтей. Вместе с коллегами он изучил рифейские и вендские нефти Сибирской платформы, выполнил исследование одной из наиболее древних нефтей на планете – из бассейна Мак-Артур в Австралии. В связи с проблемой байкальской нефти он совместно с Д. И. Дроботом впервые изучил ее состав на современном аналитическом уровне и высказал предположение, что ее источником являются озерные кайнозойские отложения.

А. Э. Конторович уделял большое внимание совершенствованию методов изучения осадочных пород и рассеянного в них органического вещества. Усовершенствованы методы экстракции битумоидов, методы изучения углеводородного состава битумоидов, разработаны метод экстракции битумоидов из вод и схема изучения гетероциклических соединений нефтей и пр. Под его руководством были разработаны методики анализа и схемы интерпретации данных с применением спектроскопии в инфракрасной, видимой и ультрафиолетовой областях спектра, спектроскопии ЭПР и ЯМР, хромато-масс-спектрометрии и др. В последние годы он концентрировал основное внимание на новом для органической геохимии направлении исследований – биогеохимии, изучении нефти и битумоидов на молекулярном уровне.

Геология нефтегазоносных провинций Сибири

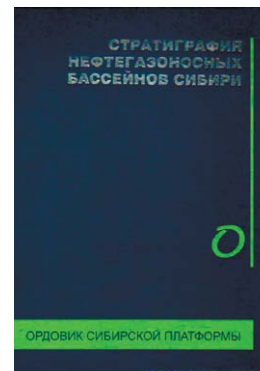
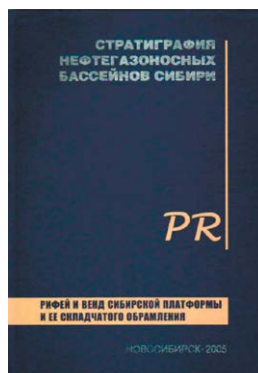
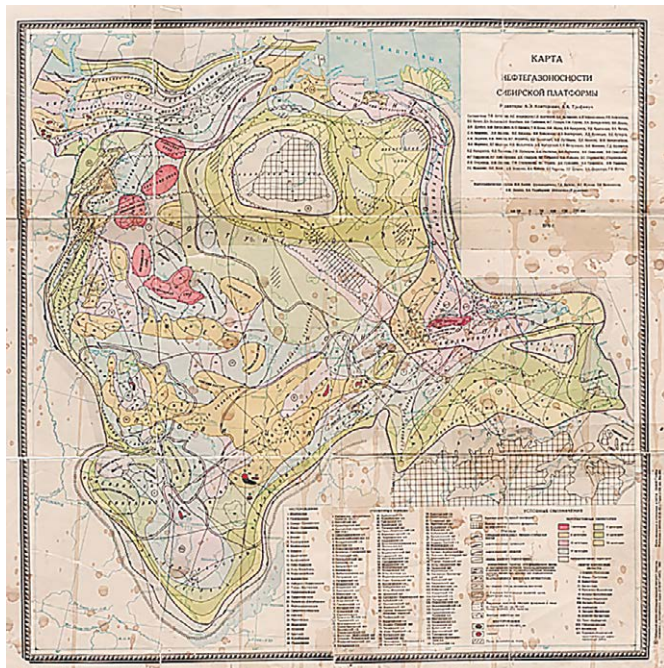
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Важнейшей вехой в познании строения уникальной Западно-Сибирской провинции стала монография «Геология нефти и газа Западной Сибири» (1975), которая уже более четверти века является настольной книгой многих поколений геологов. Опубликовано ряд капитальных трудов, посвященных специальным вопросам геологии и нефтегазоносности.



В работах А. Э. Конторовича дано описание геологического строения многих нефтяных и газовых месторождений, выявлены главные закономерности размещения месторождений нефти и газа. В рамках исследований по реконструкции условий формирования месторождений нефти и газа показано, что главной нефтепроизводящей свитой в Западно-Сибирском бассейне является баженовская. Значительную, но все же меньшую роль в генерации нефти играли тогурская, салатская, тюменская свиты и их возрастные аналоги. Согласно его исследованиям, главными газообразующими толщами в бассейне являются отложения триаса (тампейская серия), нижней – средней юры (береговая, ягельная, черничная, тогурская, надоянская, лайдинская, тюменская свиты и их возрастные аналоги) и апта – альба – сеномана (покурская свита). В ряде работ рассмотрен вопрос о времени формирования месторождений нефти и газа и др.

Многие десятилетия А. Э. Конторович занимался вопросами качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции. Первая его работа этого плана была выполнена еще в 1964 году и опубликована год спустя в соавторстве с Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеровым, Н. Н. Ростовцевым. В последние годы он неоднократно выступал с докладами о перспективах развития нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири и укреплении ее сырьевой базы на крупных форумах. По поручению Министерства природных ресурсов РФ А. Э. Конторович возглавлял исследования по оценке ресурсов углеводородов Западно-Сибирской провинции по состоянию на начало XXI века, а также разработку программы геологоразведочных работ и недропользования на период до 2050 года.

Сибирская платформа – второй крупнейший регион России, в геологическое изучение и познание нефтегазоносности которого А. Э. Конторович внес значительный вклад. Наиболее полно результаты этих исследований изложены в монографиях «Геология нефти и газа Сибирской платформы» (1981), «Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция» (1969), «Непско-Ботуобинская антеклиз – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР» (1986), в серии брошюр под общим названием «Нефтегазоносные



бассейны и регионы Сибири» (1994, 1995) и в многочисленных статьях.

Им обстоятельно и разносторонне изучены вопросы нефтегазоносности как центральных и южных районов Сибирской платформы, в пределах которых перспективны в основном докембрийские и палеозойские комплексы, так и краевых депрессий, в пределах которых основной этаж нефтегазоносности приурочен к отложениям верхнего палеозоя и мезозоя.

А. Э. Конторович совместно с Н. В. Мельниковым и В. С. Старосельцевым разработал современную схему нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы, выделил в ее составе две нефтегазоносные провинции – Лено-Тунгусскую и Хатангско-Вилуюскую – и ряд нефтегазоносных областей. В последующих работах проведено расчленение геологического разреза этой провинции на резервуары, описаны месторождения нефти и газа, проанализированы закономерности их размещения, предложены схемы условий их формирования; подготовлены работы, посвященные геохимическим предпосылкам нефтегазоносности.

В течение многих лет в центре его внимания была проблема количественной оценки перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы. Вместе с В. С. Сурковым и А. А. Трофимуком он руководил этими оценками. В итоге была принята и стала общепризнанной высокая оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы, которая была взята за основу при проектировании ГРП и создании сырьевой базы новых центров нефтяной и газовой промышленности. Эту точку зрения А. Э. Конторовичу пришлось отстаивать в острых дискуссиях со многими весьма авторитетными оппонентами, считавшими,

что древний возраст нефтегазоносных комплексов и воздействие триасового базальтового магматизма привели к разрушению основной части ресурсов углеводородов этого региона. Впервые удалось обосновать, что Байкитская антеклиза, Непско-Ботуобинская антеклиза и Катангская седловина являются областями газонефтеносными и здесь нужно сосредоточить поиски крупных месторождений нефти, а поиски крупных скоплений газа – в Ангаро-Ленской ступени. Этот прогноз был полностью подтвержден последующими открытиями.

С начала 1970-х годов А. Э. Конторович был одним из лидеров при составлении пятилетних и годовых программ развития региональных и поисково-разведочных работ на Сибирской платформе, принимал участие в открытии и разведке большинства крупных месторождений нефти и газа. В 1994 году за научное обоснование и открытие докембрийской нефти на Сибирской платформе Алексей Эмильевич был удостоен Государственной премии РФ.

.....
Статья написана по материалам книги «Человек, который сделал себя сам», составители А. В. Владимирова, Н. А. Верховская, Н. С. Плотнерчук, А. Г. Ажбаков, Новосибирск, СО РАН, 2023. Редакция «Научного журнала Российского газового общества» признательна составителям и редакторам книги за предоставленные материалы и фотографии.

Особую благодарность за содействие выражаем заведующей Центром экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН, заведующей кафедрой политэкономии ЭФ НГУ д.э.н., профессору Ирине Викторовне Филимоновой.

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

18+

ДО ВСТРЕЧИ
ОСЕНЬЮ 2024 ГОДА!

XIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ
ФОРУМ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

 **ЭКСПОФОРУМ**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

 САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



GAS-FORUM.RU