

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СПЕЦВЫПУСК № 2 | 833 | 2022

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 г.,
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ РЕЦЕНЗИРУЕМЫХ НАУЧНЫХ ИЗДАНИЙ ВАК

20 ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ИТОГИ ГЕОЛОГО-
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПАО «ГАЗПРОМ»
НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ
БАРЕНЦЕВА МОРЯ И ДАЛЬНЕЙШИЕ
ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ РЕГИОНА

30 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО
КОМПЛЕКСА В ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЯХ
НА ПРИМЕРЕ ОСВОЕНИЯ КИРИНСКОГО
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

58 НОВАЯ ЖИЗНЬ
МЕДВЕЖЬЕГО. 50 ЛЕТ
С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ
ПЕРВОГО ГАЗОВОГО ГИГАНТА
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Наука, технологии и инновации



**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

журнал (учредитель – ПАО «Газпром»)



A Glance Into the Future

Celebrating Five Years
of Advancing Oil
and Gas Research

V Юбилейный Международный
конкурс молодых ученых
«Нефтегазовые проекты:
взгляд в будущее»

Идет оценка заявок
www.gifaward.com



6

СТРАН



95

МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ



24

УНИВЕРСИТЕТА, НИИ, КОМПАНИИ

СПЕЦИАЛЬНЫЕ НОМИНАЦИИ И ПРИЗЫ



ТРУБНАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

ПАО «ТМК»

Партнер номинации «Новые материалы, конструкции
и решения для эффективной добычи и транспортировки
углеводородов»

Приз: 3–4-месячная стажировка в Научно-
исследовательском центре ТМК в Сколково
с посещением 2–3 заводов компании



Специальный приз «За развитие международного
научно-технического сотрудничества»

Schlumberger

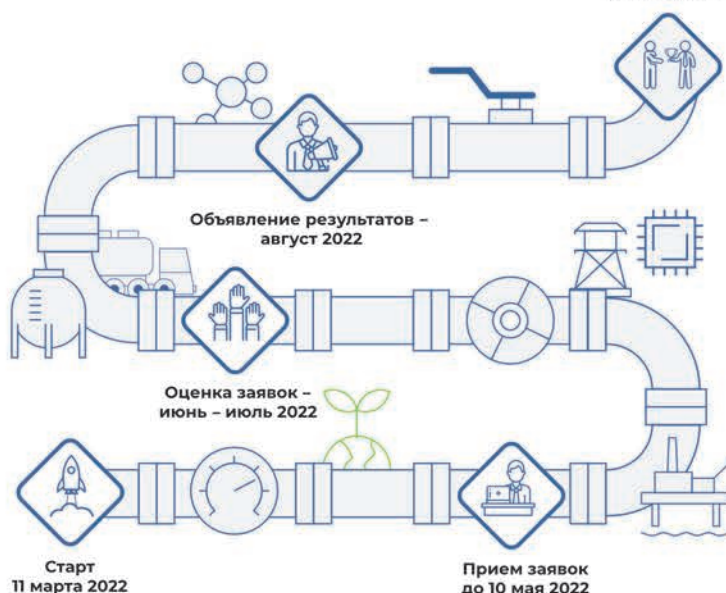
Специальный приз за достижения в области науки
и инноваций: 3–4-месячная стажировка в Московском
научно-исследовательском центре «Шлюмберже»

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

Специальные номинации и призы: «Лучшая научная
статья» и «Научные публикации»

Бесплатная подписка и публикация
научной статьи всем победителям конкурса

Церемония
награждения –
сентябрь 2022



Партнер



ШЕЛЬФ

Подробная информация и контакты:

www.gifaward.com | oilgasprojects@gifaward.com | +7 (915) 419-85-51





Уважаемые читатели!

Эффективное восполнение минерально-сырьевой базы – одна из главных стратегических задач ПАО «Газпром». Из года в год компания успешно ее решает, в первую очередь за счет проведения масштабных геолого-разведочных работ.

Прирост запасов газа в 2021 г. составил 523 млрд м³, или 101,6 % от объема добычи. Это стало возможно в результате геолого-разведочных работ на ресурсной базе Ямальского центра – ключевого для развития отечественной газовой отрасли в XXI в. Речь идет о Ленинградском месторождении на приямальском шельфе Карского моря, а также о Тамбейском месторождении на самом полуострове. Тенденция опережающего прироста запасов сохраняется в компании 17-й год подряд.

Как вы уже могли догадаться, этот специальный выпуск научно-технического журнала «Газовой промышленности» посвящен геологии и добыче углеводородов. Совместно с коллегами из многочисленных подразделений «Газпрома» и ведущих научных организаций представляем вам передовой опыт по разработке морских месторождений, зрелых активов компании, исследованию скважин, эксплуатации оборудования подводной добычи, мониторинговым мероприятиям, геологоразведке на арктическом шельфе и др.

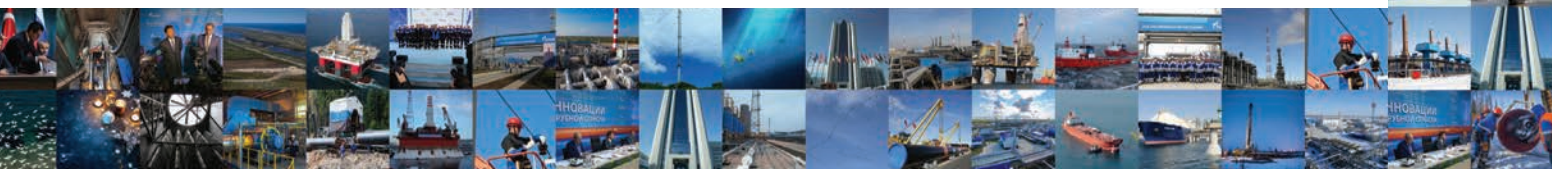
Первым из западносибирских газовых гигантов в разработку 50 лет назад было введено Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1967 г. На нем апробировались новые, нетрадиционные подходы к проблемам освоения, эксплуатации и рациональной разработки сеноманских газовых залежей, в дальнейшем внедренные на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и других флагманских месторождениях. О том, как вдохнуть новую жизнь в месторождение Медвежье с помощью современных технологий, рассказывается под рубрикой «Геология и разработка месторождений».

Сегодня в России реализуются проекты по освоению морских месторождений углеводородов, но их несопоставимо меньше, чем сухопутных. Это специфический процесс, при котором необходимо учитывать множество аспектов технического, экологического, а также межгосударственного характера. Опыт постоянно нарабатывается, регулярно апробируются новые технико-технологические решения. В специальном выпуске «Газовой промышленности» представители Управления техники и технологии разработки морских месторождений ПАО «Газпром» делятся результатом организации научной и производственной деятельности за период 2016–2021 гг.

Одним из главных условий устойчивого и эффективного функционирования газовой отрасли является развитие ее научно-технологического потенциала. В частности, за счет разработки и применения передовых отечественных технологий получения и интерпретации геолого-геофизических данных, к которым можно отнести современные аппаратно-методические комплексы, специализированные алгоритмы и программные средства для анализа геолого-технической информации. Под рубрикой «Новые технологии и оборудование» авторы представляют достижения ПАО «Газпром» в области совершенствования нейтронных технологий исследования скважин и обосновывают целесообразность их развития на основе платформенного подхода.

Приглашаю к прочтению!

*Заместитель Председателя Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром»,
главный редактор журнала «Газовая промышленность»
В.А. Маркелов*



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Камелот Паблшинг»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:

ГУЛИЕВА А.М.

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:

ВОСТРУХОВА Е.О.

НАУЧНЫЙ РЕДАКТОР:

ВИНОГРАДОВА Е.Л.

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ:

ХАРИОНОВСКИЙ В.В., д.т.н., проф., акад. РАЕН

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

КРОПОТКИНА О.В.

РЕДАКТОР:

НИКОРА К.Б.

ВЕРСТКА, ДИЗАЙН:

СОНИН Л.Б., ХОТЕЕВА А.И.

АДРЕС РЕДАКЦИИ

108811, Россия, г. Москва,
пос. Московский, а/я 1688
Тел.: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info
www.neftegas.info

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК Минобразования РФ для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68735 от 17.02.2017, выданное Роскомнадзором.

Подписано в печать 27.05.2022
Формат 60 × 90/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.

Фотографии в номер предоставлены
ПАО «Газпром», дочерними компаниями.

Отпечатано в типографии ИП Роммелаер М.О.:
107045, Россия, г. Москва, Б. Головин пер., д. 11
Перепечатка опубликованных материалов
допускается только по согласованию с редакцией.
Представителем авторов публикаций в журнале
является издатель.

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации, опубликованной
в рекламных объявлениях.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Спецвыпуск № 2 | 833 | 2022 г.

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

МАРКЕЛОВ В.А.

к.т.н., заместитель Председателя
Правления, начальник Департамента,
член Совета директоров ПАО «Газпром»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АГИНЕЙ Р.В.

д.т.н., проф., ректор Ухтинского
государственного технического
университета

АКСЮТИН О.Е.

д.т.н., заместитель Председателя
Правления, начальник Департамента
ПАО «Газпром», Главный исполнительный
директор, член Совета директоров
компании South Stream Transport B.V.,
чл.-корр. РАН, чл. АТН РФ

БОЧКАРЕВ А.В.

д.г.-м.н., проф. кафедры общей
и нефтегазопромысловой геологии
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, действ. чл. РАЕН

БУДУЛЯК Б.В.

д.т.н., проф., президент СРО АСГИНК,
акад. АТН РФ, АГН, РИА и РЗА

БЫКОВ И.Ю.

д.т.н., проф. кафедры машин
и оборудования нефтяной и газовой
промышленности Ухтинского
государственного технического
университета, действ. чл. РАЕН

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.

д.т.н., проф., заведующий кафедрой
строительства и ремонта газонефтепроводов
и хранилищ РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

ГАЛЫШЕВ Ю.В.

д.т.н., проф. Высшей школы
энергетического машиностроения
Института энергетики
Санкт-Петербургского политехнического
университета Петра Великого

ГОЛОФАСТ С.Л.

д.т.н., проф., заместитель директора
ИПЦ АО «Газпром энергетика»

ГОЛУБЕВА А.А.

д.х.н., проф. кафедры газохимии РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ГРИГОРЬЕВ Б.А.

д.т.н., проф., начальник отдела ученого
совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
чл.-корр. РАН

ГУЛИЕВА А.М.

генеральный директор
ООО «Камелот Паблшинг»

ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.

д.г.-м.н., проф., главный научный
сотрудник, научный руководитель
ИПНГ РАН, акад. РАН

ДЮКОВ А.В.

председатель Правления, генеральный
директор ПАО «Газпром нефть»

ЕРМОЛАЕВ А.И.

д.т.н., проф., заведующий кафедрой
разработки и эксплуатации газовых
и газоконденсатных месторождений
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, действ. чл. РАЕН

ЗАКИРОВ З.С.

д.т.н., директор Института проблем нефти
и газа РАН, проф. РАН

ИСТОМИН В.А.

д.х.н., проф., главный научный
сотрудник Центра технологий добычи
газов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
чл. АГН и РАЕН

ИШКОВ А.Г.

д.х.н., проф., заместитель начальника
Департамента ПАО «Газпром», начальник
Управления, вице-президент и акад. РЗА,
акад. РАЕН и МАИ

КАСЬЯН Е.Б.

к.психол.н., начальник Департамента
ПАО «Газпром»

КИСЛЕНКО Н.А.

к.т.н., заместитель начальника
Департамента ПАО «Газпром»,
генеральный директор
ООО «НИИГазэкономика»

КОНСТАНТИНОВ Е.И.

д.б.н., к.т.н., ведущий научный сотрудник
Центра производственной безопасности
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

КОРОЛЕНКО А.М.

д.т.н., проф., декан факультета
проектирования, сооружения
и эксплуатации систем трубопроводного
транспорта, заведующий кафедрой
нефтепродуктообеспечения
и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

МАРТЫНОВ В.Г.

д.э.н., к.г.-м.н., проф., ректор РГУ нефти
и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
чл.-корр. РАО, действ. чл. МАН ВШ,
РАЕН и АГН

МИТРОХИН М.Ю.

д.т.н.

МИХАЛЕНКО В.А.

к.т.н., член Правления, начальник
Департамента ПАО «Газпром»

НАСТИЧ С.Ю.

д.т.н., главный научный сотрудник Центра
развития трубной продукции
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

НЕЖДАНОВ А.А.

д.г.-м.н., главный научный сотрудник
Центра обработки и интерпретации
данных геофизических методов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Тюмень)

НОВИКОВ С.В.

к.э.н., ректор Уфимского
государственного авиационного
технического университета

ПАНКРАТОВ С.Н.

к.э.н., начальник Департамента
ПАО «Газпром»

ПОЗДНЯКОВ А.П.

д.т.н., проф. кафедры общей
и нефтегазопромысловой геологии
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, акад. РЗА

ПОТАПОВ А.Г.

д.т.н., проф., главный научный
сотрудник Центра разработки
месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
чл.-корр. РАЕН

РАССОХИН В.А.

д.т.н., проф. Высшей школы
энергетического машиностроения
Института энергетики Санкт-
Петербургского политехнического
университета Петра Великого

СЕМЕНОВА И.П.

д.т.н., проф., ведущий научный
сотрудник Института физики
перспективных материалов Уфимского
государственного авиационного
технического университета

СКРЫННИКОВ С.В.

начальник Департамента ПАО «Газпром»

СТЕПИН Ю.П.

д.т.н., проф. кафедры автоматизированных
систем управления РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, акад. РАЕН

ТЕРЕХОВ А.Л.

д.т.н., проф., главный научный
сотрудник отдела ученого совета
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

ФОКИН Г.А.

д.т.н., доцент, заведующий базовой
кафедрой газотурбинных агрегатов
для газоперекачивающих агрегатов
Санкт-Петербургского политехнического
университета Петра Великого,
генеральный директор ООО «Газпром
трансгаз Санкт-Петербург»

ФУТИН В.А.

д.т.н., доцент кафедры теплотехники
и энергетического машиностроения
Казанского национального
исследовательского технического
университета имени А.Н. Туполева — КИИ

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

д.т.н., проф., председатель
диссертационного совета
Д 511.001.03 ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
акад. РАЕН

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

к.г.-м.н., генеральный директор
ООО «Газпром недра», заместитель
генерального директора
ООО «Газпром инвест», член АТН РФ

ШАРОХИН В.Ю.

начальник Департамента
ПАО «Газпром», генеральный директор
ООО «Газпром 335»

URAL CNG/LNG

ЭКОЛОГИЧНЫЙ ГРУЗОВИК ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛИ



от 260 л.с. до 420 л.с.
МОЩНОСТЬ ДВИГАТЕЛЯ



до 22 тонн
МАКСИМАЛЬНАЯ
ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬ



от 43 м³/100 км
СРЕДНИЙ РАСХОД ТОПЛИВА



2 года
или 100 тыс. км
ГАРАНТИЯ НА АВТОМОБИЛЬ



до 15 000 км
МЕЖСЕРВИСНЫЙ ИНТЕРВАЛ

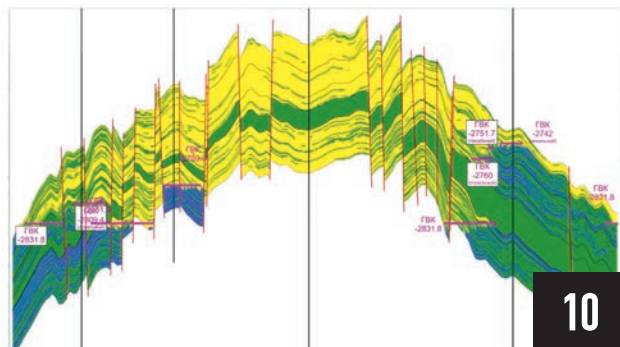


до 700 км
ЗАПАС ХОДА

WWW.URALAZ.RU 8-800-100-11-74 ЗВОНОК ПО РОССИИ БЕСПЛАТНЫЙ

После подписания данного издания в печать в комплектацию, технические характеристики, доступные цвета, стандартное оснащение и опции, во внешний вид и функции автомобилей «УРАЛ» могут быть внесены изменения. На иллюстрациях могут быть изображены принадлежности и элементы дополнительной комплектации, не входящие в базовый объем поставки. Возможны отклонения в цветопередаче, обусловленные техникой печати. За консультациями по представленному продукту рекомендуем всегда обращаться к производителю или официальному дилеру.

УРАЛ



10

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

М.Б. Шевелев

Опыт освоения морских месторождений
в Охотском море и в Арктике

10

В.В. Рыбальченко, Ю.И. Пятницкий, А.В. Толстиков,
Д.А. Астафьев, М.Ю. Кабалин, Н.С. Данилевская
Промежуточные итоги геолого-разведочных
работ ПАО «Газпром» на арктическом шельфе
Баренцева моря и дальнейшие перспективы
освоения региона

20

А.И. Новиков, С.С. Курилец, М.С. Савинова
Эксплуатация оборудования подводного
добычного комплекса в замерзающих морях
на примере освоения Киринского
газоконденсатного месторождения

30

А.В. Суетинов, М.В. Титов, И.А. Шевченко, М.С. Кирик
Мониторинг эксплуатации шельфового
месторождения без использования надводных
конструкций

36

В.И. Таровик, А.В. Лобанов, Н.В. Першин
Основные направления обеспечения морской
промышленной деятельности ПАО «Газпром»
по критериям подводной шумности

38

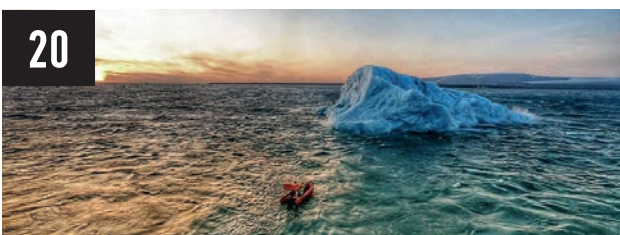
Д.В. Ильченко, С.И. Голубин, К.Н. Савельев,
Н.А. Дмитриенко
Перспективы использования геохимических
методов укрепления грунтов при строительстве
морских нефтегазопромысловых сооружений
в условиях Обской и Тазовской губ

44

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.О. Ширяев, А.И. Романов, В.А. Кукушкин, С.В. Галкин
Использование результатов газодинамических
и газоконденсатных исследований в комплексном
подходе к созданию интегрированных моделей
газовых активов

56



20

С.К. Ахмедсафин, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьяков,
Р.Ф. Шарафутдинов, А.С. Смирнов, А.А. Нежданов,
О.М. Горский, А.А. Сподобаев, Г.В. Магденко
Новая жизнь Медвежьего. 50 лет с начала
разработки первого газового гиганта
Западной Сибири

58

О.М. Гречнева, Н.А. Сеначин, А.В. Великих,
А.В. Пермяков, А.С. Русанов, А.А. Снохин,
Р.Р. Шакиров

Создание фациальных моделей группы
пластов Ю2 тюменской свиты и оценка
перспектив их вовлечения в разработку

70

ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Автоматизация технологических процессов
добычи на низкодебитных неэлектрифицированных
скважинах

80

П.В. Пятибратов, А.И. Ермолаев, В.С. Якушев,
Л.М. Амшинов, Д.Е. Кравцов

Оценка предельной депрессии газовых скважин
сеноманских и валанжинских залежей Западной
Сибири при эксплуатации в безгидратном режиме

82



36

А.В. Кононов, В.А. Маришкин, А.А. Ротов,
Н.А. Бузников, И.А. Гужов, Т.В. Чельцова
Моделирование режимов эксплуатации
протяженного рельефного трубопровода
многофазного флюида на начальной стадии
освоения газоконденсатного месторождения

90

З.А. Васильева, В.И. Бутузов
Мониторинг термобарического профиля скважин
низкотемпературных месторождений

96

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Р.А. Хабибулин: «Мы будем исходить из клиентских
задач, а не копировать западные продукты»

104

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов,
С.А. Егурцов, А.Л. Поляченко, И.В. Бабкин,
Ю.В. Иванов, Д.С. Шамаева
Технологическая платформа «Мультиметодный
многозондовый нейтронный каротаж»
и ее применение для исследования скважин
нефтегазоконденсатных месторождений.
Современное состояние и направления развития

108

13–16 СЕНТЯБРЯ 2022



**ХІ ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU

Monthly scientific, engineering,
and industrial journal
Founded in 1956

Founder
PJSC GAZPROM

EDITOR-IN-CHIEF
MARKELOV V.A.

EDITORIAL ADVISORY BOARD:

AKSYUTIN O.E.
BUDZULYAK B.V.
CHEREPANOV V.V.
DMITRIEVSKY A.N.
ERMOLAEV A.I.
FILIPPOV S.P.
GAFAROV N.A.
GRIGORIEV B.A.
GULIEVA A.M.
ISHKOV A.G.
ISTOMIN V.A.
KASYAN E.B.
KHARIONOVSKY V.V.
KISLENKO N.A.
KOROLENOK A.M.
LAPIDUS A.L.
MARTYNOV V.G.
MIKHALENKO V.A.
MITROKHIN M.Yu.
PANKRATOV S.N.
POTAPOV A.G.
POZDNYAKOV A.P.
SELEZNEV K.G.
SHAROKHIN V.Yu.
SKRYNNIKOV S.V.
SPEKTOR Yu.I.
VASILIEV G.G.

EDITORIAL STAFF

Publisher: Camelot Publishing LLC
General director: Gulieva A.M.
Marketing director: Vostrukhova E.O.
Scientific editor: Vinogradova E.L.
Scientific consultant: Kharionovskiy V.V.
Publishing editor: Kropotkina O.V.
Editor: Nikora K.B.
Composition and design: Sonin L.B., Khoteeva A.I.

EDITORIAL OFFICE

108811, Russia, Moscow,
set. Moskovsky, P.O. box 1688
Phone: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info
The journal is included in the list of Higher
Attestation Commission, "the leading reviewed
scientific journals and editions in which the basic
scientific results of dissertations on competition
of scientific degrees of doctor and candidate
of sciences should be published".

SUBSCRIPTION INDEX IN THE CATALOG URAL-PRESS 81450

It's possible to subscribe at Camelot Publishing LLC
by phone: +7 (495) 240-54-57
or by mail: gp@neftegas.info
Print in 10 000 copies
Agreed price
Signed to press on 27.05.2022
All photos are provided by PJSC Gazprom,
subsidiary companies
Printed by IP Rommelaer M.O. (individual
entrepreneur) 11 Bolshoy Golovin Lane, 107045,
Moscow, Russia
The materials published in the GAS INDUSTRY journal
can not be reproduced without the editorial office's
consent. The editorial office is not responsible
for reliability of the information contained
in advertising materials.



OFFSHORE DEVELOPMENT

M.B. Shevelev

Offshore development experience
in the Sea of Okhotsk and the Arctic

10

V.V. Rybalchenko, Yu.I. Pyatnitskiy,
A.V. Tolstikov, D.A. Astafyev,
M.Yu. Kabalin, N.S. Danilevskaya
Interim results of the PJSC Gazprom
exploration work on the Arctic shelf
of the Barents Sea and the prospects
of the region's further development

20

A.I. Novikov, S.S. Kurilets, M.S. Savinova
Operating subsea production system
equipment in freezing seas exemplified
by the Kirinskoye gas condensate field

30

A.V. Suetinov, M.V. Titov,
I.A. Shevchenko, M.S. Kirik
Offshore development without using
surface structures

36

V.I. Tarovik, A.V. Lobanov, N.V. Pershin
Principal lines of offshore industrial
activities of PJSC Gazprom
by underwater noise criteria

38

D.V. Ilchenko, S.I. Golubin,
K.N. Savelyev, N.A. Dmitrienko
Prospects of using chemical soil
stabilization methods when
constructing offshore oil and gas field
structures in the Gulf of Ob
and Taz Estuary

44

GEOLOGY AND MINING

Ye.O. Shiryayev, A.I. Romanov,
V.A. Kukushkin, S.V. Galkin
Using gas-dynamic and gas condensate
well test data in the integrated
approach to creating integrated
models of gas assets

56

S.K. Akhmedsafin, V.V. Rybalchenko,
A.N. Rybiakov, R.F. Sharafutdinov,
A.S. Smirnov, A.A. Nezhdanov, O.M. Gorskiy,
A.A. Spodobayev, G.V. Magdenko
The new life of Medvezhye. 50 years
to the day when the first West-Siberian
gas giant's development started

58

O.M. Grechneva, N.A. Senachin,
A.V. Velikikh, A.V. Permyakov,
A.S. Rusanov, A.A. Snokhin, R.R. Shakirov
Creating facies models of the Yu2
formation group, Tyumen suite,
and assessing the prospects of putting
them into development

70

GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION

Production process automation
at low-flow-rate non-electrified wells

80

P.V. Pyatibratov, A.I. Ermolaev,
V.S. Yakushev, L.M. Amshinov,
D.E. Kravtsov
Assessment of the gas wells ultimate
draw-down in the Cenomanian
and Valanginian reservoirs
of the Western Siberia during
the hydrate-free operation

82

A.V. Kononov, V.A. Marishkin,
A.A. Rotov, N.A. Buznikov,
I.A. Guzhov, T.V. Cheltsova
Simulation of the operation modes
for the extended hilly terrain
multiphase fluid pipeline at the initial
stage of the gas condensate field
development

90

Z.A. Vasilyeva, V.I. Butuzov
Monitoring pressure and temperature
profiles of wells at low-temperature
fields

96

DIGITALIZATION

R.A. Khabibulin: "We will proceed
from the client objectives, not copy
Western products"

104

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

S.K. Akhmedsafin, S.A. Kirsanov,
S.A. Yegurtsov, A.L. Polyachenko,
I.V. Babkin, Yu.V. Ivanov, D.S. Shamaeva
The "Multi-Method Multisonde Neutron
Logging" process platform and its
application for oil, gas, and condensate
field well logging. Current state
and development lines

108



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+





РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ

В статье описывается опыт применения компетенций, нарабатываемых при использовании подводного добычного комплекса Киринского газоконденсатного месторождения, на других перспективных объектах лицензионных участков ПАО «Газпром» в акваториях арктических и дальневосточных морей. Рассмотрены особенности эксплуатации морского месторождения с применением системы подводной добычи углеводородов в условиях субарктического региона, связанные с организацией технически сложной системы разработки, обустрой-



ства и эксплуатации промысла в условиях длительной ледовой обстановки, сейсмической активности, зон активного газопроявления, слабонесущих грунтов и пр. Описаны основные проблемы функционирования подводного добычного комплекса, в частности степень биологического обрастания, уровень электрохимической защиты, общее техническое состояние оборудования комплекса, и пути их решения.

«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА В ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЯХ НА ПРИМЕРЕ ОСВОЕНИЯ КИРИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ». С. 30.

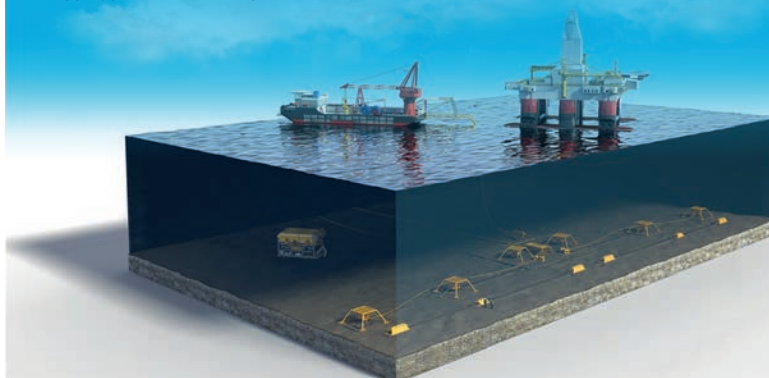


В работе говорится об отсутствии достаточного опыта в освоении и эксплуатации морских месторождений нефти и газа для принятия рациональных технико-технологических решений. На примере освоения месторождений континентального шельфа о-ва Сахалин с применением подводных добычных комплексов показана специфика мероприятий, направленных на повышение эффективности добычи углеводородного сырья.

«ОПЫТ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОХОТСКОМ МОРЕ И В АРКТИКЕ». С. 10.

В работе рассмотрен опыт мониторинга эксплуатации Киринского газоконденсатного шельфового месторождения с использованием подводного добычного комплекса без применения стационарных платформ и иных надводных конструкций. Выстроенная автоматическая система позволяет реализовывать оперативный контроль текущего состояния режимов работы, а также состояния морской среды в районе проведения работ с привлечением систем спутникового мониторинга. Формируются базы данных морских аналитических центров.

«МОНИТОРИНГ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАДВОДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ». С. 36.



Статья посвящена проблематике техногенного подводного шума объектов морской техники как фактора экологического загрязнения морской среды. Результаты системных исследований позволяют получить и использовать аргументы в вопросах конкурентного противодействия иностранным компаниям по критериям подводной шумности объектов морской техники. Для обоснования экологической безопасности рассматривается создание российской нормативно-правовой базы. Приводятся результаты оценок значимости техногенного подводного шума как специфического критерия, сформулированного международными классификационными обществами в форме стандартов. Подробно рассмотрены примеры эксплуатации морских транспортных судов и промышленных сооружений как источников техногенного подводного шума.



«ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОРСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ГАЗПРОМ» ПО КРИТЕРИЯМ ПОДВОДНОЙ ШУМНОСТИ». С. 38.

В статье представлены результаты моделирования условий эксплуатации газовых скважин, при которых отсутствует риск гидратообразования. С помощью сравнительного анализа существующих методик был выбран наиболее эффективный метод экспериментального определения зависимости гидратообразования с помощью системы уравнений, положенных в основу создания программного модуля. Приведены результаты его применения для геолого-промысловых условий месторождений Западной Сибири.

«ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН СЕНОМАНСКИХ И ВАЛАНЖИНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В БЕЗГИДРАТНОМ РЕЖИМЕ». С. 82.



21-я Международная выставка
промышленных насосов,
компрессоров и трубопроводной
арматуры, приводов и двигателей

25–27 октября 2022
Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

Забронируйте стенд
www.pcvexpo.ru

Организатор

МVK Международная
Выставочная
Компания

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

Соорганизаторы

РАПН

ЕНА

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОХОТСКОМ МОРЕ И В АРКТИКЕ

УДК 622.279.04

М.Б. Шевелев, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), M.Shevelev@adm.gazprom.ru

В настоящее время на территории Российской Федерации ПАО «Газпром» реализует несколько проектов по освоению морских месторождений, одно из которых, Кириновское газоконденсатное месторождение, находится на стадии разработки. Накопленный опыт эксплуатации сухопутных залежей нефти и газа недостаточен для принятия рациональных технико-технологических решений в отношении вопросов извлечения углеводородного сырья из морских недр, поэтому важное значение придается исследовательской и практической деятельности, приобретению нового опыта в области повышения эффективности использования ресурсной базы шельфа. Разработка уникальных морских месторождений в экстремальных арктических и субарктических природно-географических условиях требует обеспечения проектного уровня добычи в течение длительного срока эксплуатации.

В статье представлен ряд направлений научной и производственной деятельности отдела по контролю за разработкой морских месторождений специализированного Управления Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром» за период 2016–2021 гг.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРИПОВЕРХНОСТНЫЙ ГАЗ, СЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 4D, ТЕКТОНИЧЕСКОЕ НАРУШЕНИЕ, РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

«...во-первых, никогда не известно, куда вас может перевести руководство, и, во-вторых, люди, знающие, как применять инжиниринг резервуаров в более жестких условиях морской добычи, имеют несравненное преимущество перед теми, кто работает только на суше» [1, с. 44].

Реализация морских проектов по добыче, транспортировке и подготовке углеводородов (УВ) – сложный технологический процесс. Имеющийся опыт реализации шельфовых проектов показал, что нет апробированных технико-технологических решений, готовых к промышленному внедрению. Идет формирование производственно-научной базы данных по проектам освоения морских месторождений УВ.

Рассматриваемые в статье вопросы относятся к направлению «Геология и разработка морских месторождений», которое наряду с отдельными техническими направлениями («Геологоразведка», «Инженерные

изыскания», «Строительство скважин», «Обустройство, добыча и эксплуатация», «Экономическая оценка проектов», «Проектное управление» и т.д.) имеет комплексный характер.

Имеющийся опыт освоения месторождений на континентальном шельфе о-ва Сахалин с применением подводных добычных комплексов показал необходимость накопления и распространения знаний по перечисленным в публикации актуальным направлениям разработки коллекторов [2]. Автор статьи надеется, что обозначенная тематика вызовет широкий интерес у профессионального сообщества, занимающегося вопросами освоения морских месторождений.

**НЕОБХОДИМОСТЬ ОБОСНОВАНИЯ
ТИПА РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ
ПО СТЕПЕНИ ИХ ВЛИЯНИЯ
НА УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ
ЗАЛЕЖЕЙ (ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПРОВОДИМОСТИ)**

Размещение морских высокодебитных скважин по районам с большим количеством тектони-

ческих нарушений (зоны высокой сейсмической активности) основано на возможности дренирования максимальной площади месторождения и, соответственно, максимального объема запасов УВ.

Тектоническая нарушенность пластов коллекторов препятствует латеральному (горизонтальному) течению флюида. Экранирующие свойства разрывных нарушений во многом определяются такими факторами, как протяженность и связанность. Отдельные изолированные нарушения относительно небольшой протяженности не оказывают заметного влияния на выработку запасов, т.к. поток флюида способен их обойти, однако сочленяющиеся тектонические нарушения могут образовывать протяженные тектонические системы и выступать в роли единого барьера. По мере увеличения протяженности нарушений многократно увеличивается длина путей фильтрации (линии тока) флюидов. Экранирующая роль разломов возрастает и достигает своего макси-

му, когда залежь оказывается разделенной на части одним протяженным или несколькими сочленяющимися разломами. В этом случае экранирующие свойства будут определяться другими характеристиками: принадлежностью к системе разломов (наличием сближенных нарушений), амплитудой смещения, геологическим строением разреза и литологическим составом пород, контактирующих через разлом [3]. На рис. 1 представлен пример сложного тектонического разреза одного из морских месторождений шельфа о-ва Сахалин с условным обозначением газовой контакта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ РАНЖИРОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ ЗОН ПРИПОВЕРХНОСТНОГО ГАЗА

Результаты многолетних геофизических и инженерно-геологических исследований на континентальном шельфе о-ва Сахалин свидетельствуют о практически повсеместном распространении газонасыщенных

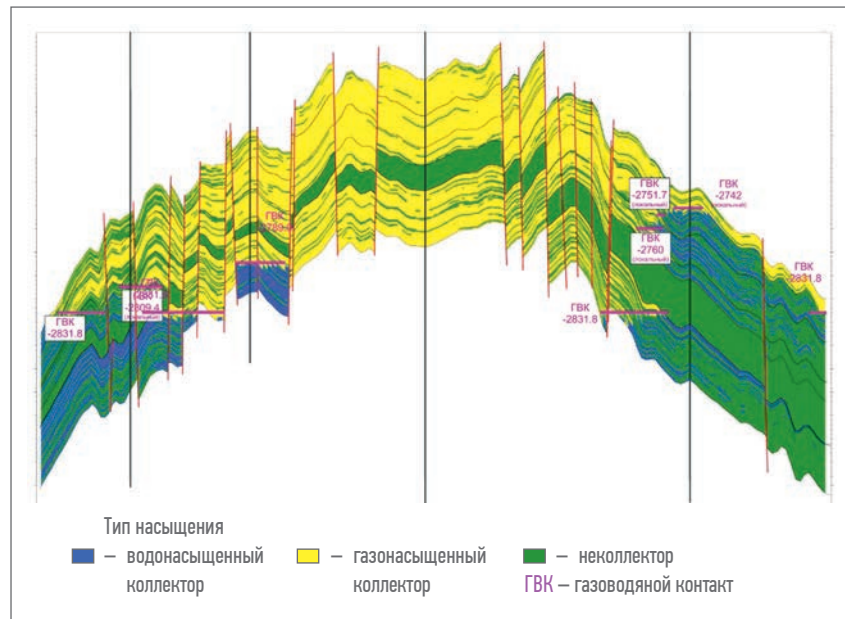


Рис. 1. Пример сложного тектонического строения месторождения на континентальном шельфе о-ва Сахалин

пород в придонной части осадочной толщи разреза. Вскрытие неглубоких приповерхностных залежей свободного газа (рис. 2) в процессе бурения провоцирует неконтролируемый выброс, вследствие чего

подобные объекты представляют собой высокую степень опасности [4]. Таким образом, освоение морских месторождений должно сопровождаться детальными комплексными исследованиями

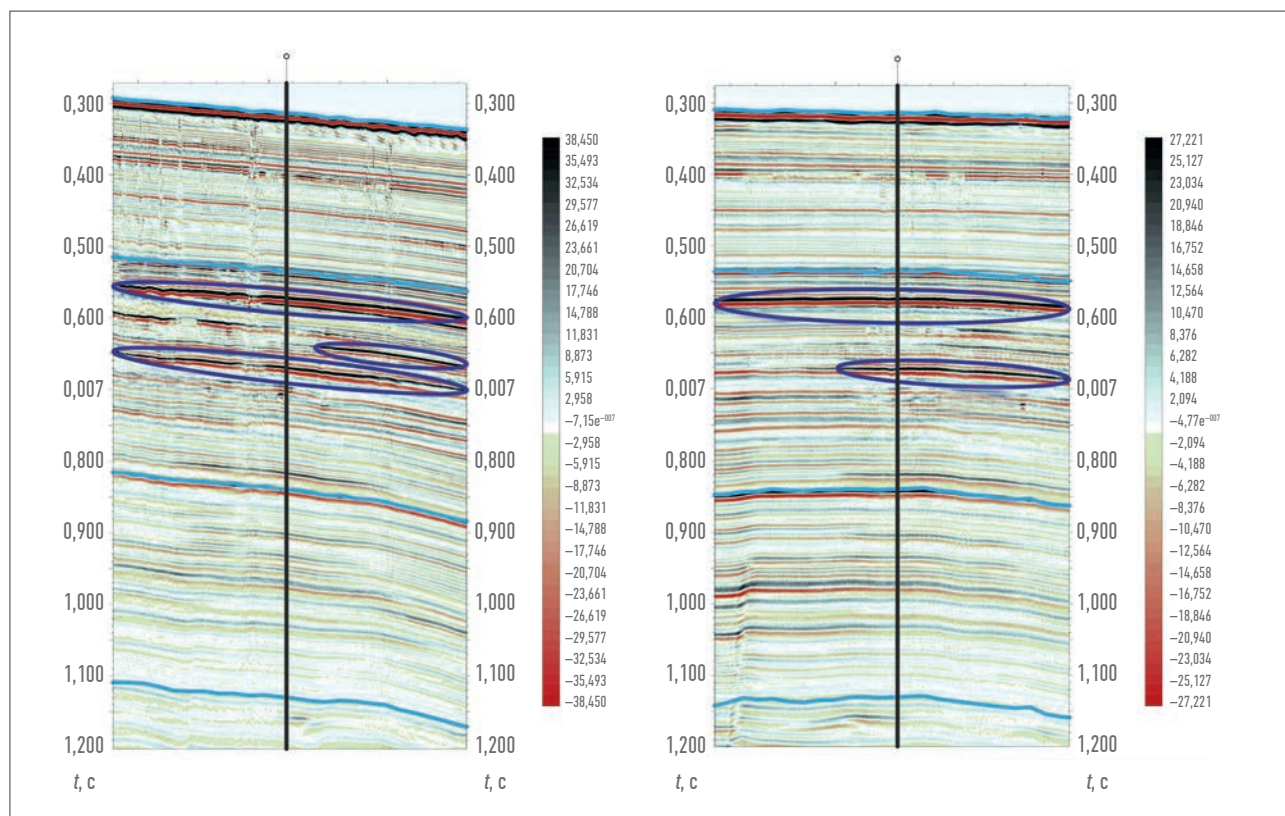


Рис. 2. Возможные зоны скопления приповерхностного газа [4]

Таблица 1. Классификация зон скоплений приповерхностного газа по типам рисков на основе выявленных аномалий

Признаки идентификации аномальных зон	Вес (экспертная оценка), баллы	Участок 1	Участок 2	Участок 3
Амплитуды отражений более чем в 5 раз превышают среднее значение по латерали	10	+	–	–
Амплитуды отражений более чем в 10 раз превышают среднее значение по латерали	10	+	+	+
Приуроченность аномалий к ослабленным зонам (в том числе системам разломов)	7	+	+	+
Резкое уменьшение амплитуд по латерали, не связанное с разрывными нарушениями	6	+	–	–
Инверсия фаз отражений (смена полярности)	10	+	+	–
Ослабление амплитуд под аномалией	6	+	+	–
Поглощение высоких частот под аномалиями	6	+	–	–
Прогибание осей синфазности под аномалией («скоростной эффект»)	9	–	–	–
Высокие значения AVO-атрибута (amplitude variation with offset)	10	+	–	–
<i>Итого</i>	74	65	33	17

■ – высокий риск;
 ■ – средний риск;
 ■ – низкий риск

верхней части отложений в интервале от 0 до 1000 м.

Площадное и глубинное расположение скоплений газа (газовых карманов) прогнозируется по результатам интерпретации данных сейсмической съемки высокого разрешения, ультравысокоразрешающей сейсморазведки, сейсмоакустики, акустики и стандартных методов сейсморазведки, проводимых на этапе инженерно-геологических изысканий в пределах площадок, выбранных для строительства скважин.

На небольших по площади месторождениях, таких как Киринское газоконденсатное месторождение (ГКМ), имеется техническая возможность переноса устьев скважин в безопасную зону, в то время как на крупных и уникальных объектах со значительной площадью распространения приповерхностного газа такой возможности не существует. Поэтому в ходе работ по идентификации участков с наличием подобных областей стало необходимым создание инструмента перехода от качественного определения наличия или отсутствия зон скоплений к их количественному ранжиро-

ванию по степени риска: высокая, умеренная, малая, пренебрежимо малая. В табл. 1 приведен пример классификации условных участков с аномалиями по типам риска на основе матрицы совокупных признаков идентификации зон.

В настоящее время по итогам строительства 14 эксплуатационных скважин до кровли продуктивного горизонта на уникальном по запасам УВ месторождении возникла необходимость переоценки ранее принятого ранжирования степеней опасности, выполнение которой целесообразно для уточнения профилей скважин при проектировании дальнейшего эксплуатационного бурения.

ПРОВЕДЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

При обустройстве морских месторождений повышается актуальность сведений о содержании и концентрации токсичных и коррозионно-активных примесей в добываемой продукции. Необходимость выполнения специальных исследований обусловлена также выбором технологий сжижения природного

газа при проектировании. В связи с чем при строительстве скважин на шельфе важное значение приобретает комплекс измерений содержания токсичных и коррозионно-активных примесей, таких как ртуть (Ag) и мышьяк (As). Измерение концентрации Hg и соединений As выполняется в полевых условиях, поскольку процесс транспортировки образцов оказывает заметное влияние на результаты исследования. Достоверное определение содержания этих примесей в лаборатории по отобранным пробам невозможно из-за необходимости концентрирования искомых элементов. Для выполнения кондиционных исследований требуются пробоотборники очень большой величины, что технически нереализуемо ввиду ограничений по площади и объему располагаемого оборудования на полупогружных буровых установках/буровых судах (ППБУ/БС). Дополнительно из-за высокой коррозионной активности ртути и мышьяка происходит их сорбция на внутренней поверхности пробоотборников.

Концентрация ртути и соединений мышьяка в природном газе варьи-

Таблица 2. Содержание примесей ртути и соединений мышьяка на скважинах арктического континентального шельфа

Месторождение, № скважины	Группа пластов	Содержание примесей ртути, 10^{-12} кг/м ³	Содержание примесей мышьяка, 10^{-12} кг/м ³
Ленинградское, 4	Яронгская свита, танопоинская свита	17–32	Следы
Ленинградское, 5	Марресалинская свита, танопоинская свита	20–295	Следы
Ленинградское, 7	Танопоинская свита	10	Следы
Скуратовское, 1	Марресалинская свита, яронгская свита	10	Следы
Скуратовское, 2	Марресалинская свита, яронгская свита	20,0–25,5	Следы
Нярмейское	Исследования запланированы при строительстве новых скважин		
Русановское			
Ледовое			

рует в широких пределах. Обычно содержание Hg находится в диапазоне $0,01 \cdot 10^{-9} - 200 \cdot 10^{-9}$ кг/м³, однако встречаются месторождения с ее повышенным содержанием. Информации по соединениям As значительно меньше.

Необходимо отметить, что ртуть входит в перечень примесей, содержание которых в газе нормировано для подачи в магистральный газопровод «Сила Сибири». На сегодняшний день определения концентрации ртути и соединений мышьяка в пластовых флюидах месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, единичны. Начатая в 2019 г. программа исследований как эксплуатационных, так и разведочных скважин предусматривает определение содержания Hg и соединений As в газе непосредственно при испытании. Полученные значения позволяют обосновать технико-технологические решения по обустройству морских месторождений с учетом повышенных требований к надежности оборудования. Это минимизирует риски возникновения внештатных ситуаций.

Исследования, выполненные на геолого-разведочных скважинах газовых месторождений Ленинградское и 75 лет Победы, показали незначительное содержание в продукции соединений Hg (от $10 \cdot 10^{-12}$ до $25,5 \cdot 10^{-12}$ кг/м³) и As (до $0,001 \cdot 10^{-12}$ кг/м³). Результаты анализа представлены в табл. 2.

ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Геофизические исследования скважин (ГИС) позволяют проводить измерения физических параметров горных пород и флюидов с распределением по глубине. Интерпретация значений величины электрического сопротивления, естественной радиоактивности и содержания водорода позволяет определять целый ряд важнейших характеристик, в частности пористость, водонасыщенность, мощность и литологический состав пород залежи [5].

Геологическое изучение морских месторождений при эксплуатационном бурении включает комплекс исследований верхней части геологического разреза, в первую очередь выявление скоплений приповерхностного газа, и изучение целевых продуктивных углеводородонасыщенных залежей.

Особые требования к применению современных технологий и методов в области ГИС определяются условиями строительства морских скважин с ППБУ/БС. Среди основных технико-технологических особенностей выполнения ГИС можно выделить:

- применение устройств телеметрии и каротажа MWD/LWD (Measurement/Logging While Drilling) в процессе бурения с использованием гидравлического канала связи, в том числе совместно с ком-

поновкой роторно-управляемой системы;

- использование современных технологий доставки приборов к забою в наклонно-направленных и горизонтальных участках ствола скважин – технологии «мокрого» соединения (TLC – Tough Logging Conditions) и скважинных движителей/тракторов;

- выполнение ГИС на кабеле и буровом инструменте в условиях вертикальных и горизонтальных перемещений ППБУ/БС с использованием компенсатора вертикальных перемещений;

- использование современных высокотехнологичных компьютеризированных регистраторов, наземного и скважинного геофизического оборудования, информационных каналов связи для анализа данных каротажа и геолого-технологических исследований в режиме реального времени;

- конструктивные особенности скважин (большие диаметры обсадных колонн – до 508 мм, направление 762 мм, бурение опережающего/пилотного ствола в верхней части разреза, ГИС в открытом стволе секции 311,1 и 444,5 мм и т.д.);

- сложные компоновки нижнего и верхнего заканчивания скважин (переходы внутреннего диаметра конструкции скважины, высокие дебиты газа – до 3 млн м³/сут, система заканчивания скважины фильтром с гравийной набивкой);

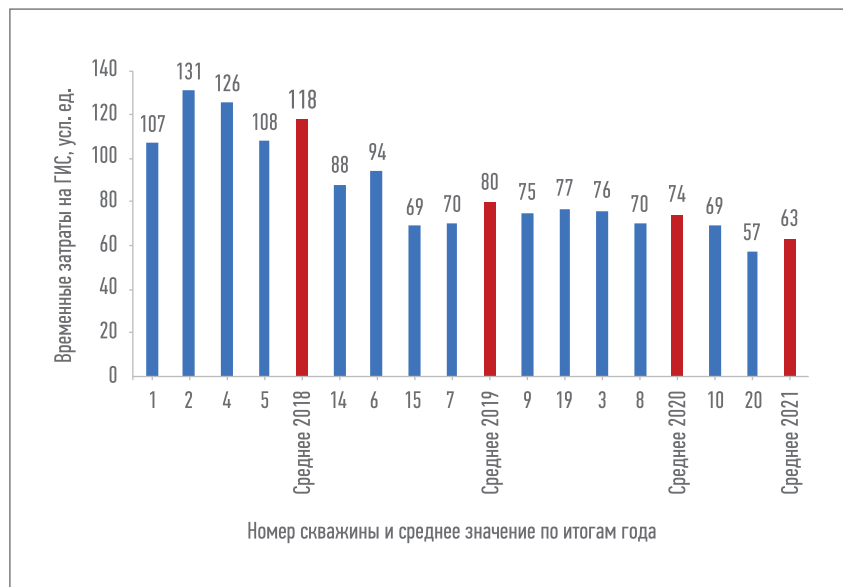


Рис. 3. Затраты общего времени на геофизические исследования скважин месторождения, расположенного в акватории Охотского моря, за период 2018–2021 гг.

- выполнение работ канатно-тросовой установкой (извлечение специального оборудования в наклонно-направленных участках ствола скважины с углом до 70° и более, используемого для опрессовки насосно-компрессорных труб, и т.д.);
- сопровождение работ по бурению с сервисами по геомеханике и геонавигации.

Изучение верхней части разреза

Действующими нормативными документами в области инженерных изысканий на континентальном шельфе предусмотрено использование геофизических методов сейсмоакустического и сейсмического профилирования для выявления и картирования газонасыщенных зон в донных отложениях, а при необходимости подтверждения результатов геофизических исследований – инженерно-геологическое бурение с отбором керна.

Применяемый комплекс ГИС при эксплуатационном бурении пилотных стволов глубиной до 500 м от поверхности дна моря ограничен набором методов (гамма-каротаж, каротаж сопротивления) и оказывается недостаточным для достоверного решения гео-

логических задач изучения состава, свойств и насыщения залегающих слаболитифицированных пород. Целесообразным представляется выполнение расширенного комплекса ГИС на кабеле / бурильных трубах верхней части разреза (в пилотном стволе) детального масштаба при эксплуатационном бурении в одной из скважин на кусте или в нескольких скважинах на площади (месторождении).

Изучение продуктивной части разреза

В эксплуатационных газоконденсатных скважинах на морских месторождениях рекомендуется выполнять расширенный комплекс ГИС детального масштаба в интервалах предполагаемой продуктивности, технологии которых в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах зависят от геологических особенностей залежи и конструкции скважины. При выполнении ГИС необходимо учитывать:

- специфические технологии доставки геофизических приборов в горизонтальные участки;
- проведение исследований сборками скважинных приборов за одну спуско-подъемную операцию;

- малый диаметр скважинных приборов при выполнении работ через бурильный инструмент;
- необходимость обеспечения изгиба сборок на участках набора угла и для центрирования оборудования в скважине;
- необходимость решения навигационных задач;
- решение задач оценки коллекторских свойств и насыщения пород при радиальной глубинности методов, превышающей толщину пласта на субгоризонтальных участках.

Изучение технического состояния обсадных колонн и качества цементирования

Отдельная группа вопросов связана с изучением технического состояния обсадных колонн (ОК) и качества цементирования. К особенностям выполнения работ по оценке технического состояния при строительстве скважин на шельфе можно отнести:

- применение ОК большого диаметра – до 508–762 мм;
- необходимость выполнения записи ГИС за одну спуско-подъемную операцию.

Применение современных методов изучения состояния ОК (ультразвукового сканирования и пр.) позволяет решать множество задач и исключать часть методов обязательного комплекса исследований. Например, строительство скважин на шельфе с применением подводных фонтанных арматур предъявляет в природоохранных целях повышенные требования к несущим способностям ОК и герметичности затрубного пространства.

Необходимо отметить и текущие результаты по оптимизации сроков выполнения ГИС на скважинах месторождения континентального шельфа акватории Охотского моря. Среднее значение сроков выполнения работ в 2021 г. снизилось по сравнению с 2018 г. на 55 сут. На рис. 3 представлены данные по динамике затрат общего времени на выполнение ГИС по скважинам за период 2018–2021 гг.

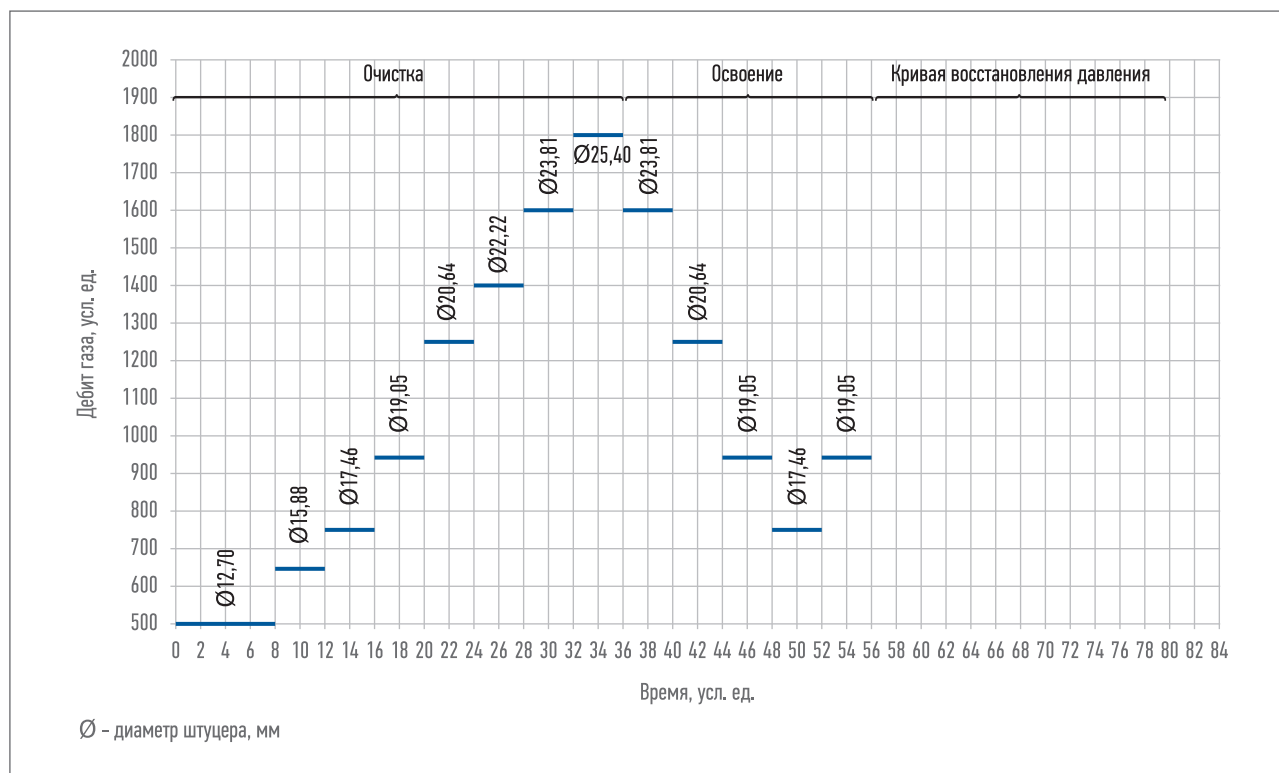


Рис. 4. Рекомендуемая штуцерная программа газодинамических исследований [6]

ВЫПОЛНЕНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Данный раздел статьи представляет собой краткое обобщение работы [6], в которой детально рассмотрены вопросы газогидродинамических исследований (ГГДИ) морских скважин при освоении с ППБУ.

При строительстве разведочных и высокодебитных эксплуатационных скважин на морских месторождениях отсутствует возможность выполнения полномасштабных и длительных по времени первичных ГГДИ, проведение которых лимитировано технологическими особенностями и характеристиками блоков освоения ППБУ. В частности, ограничения связаны с пропускной способностью используемого сепарационного оборудования ППБУ (максимально допустимый дебит по газу и конденсату в отдельности), конструкцией скважины и строго отведенным временем на проведение этапа освоения. Поэтому обеспечение требуемой точности прогнозных расчетов

технологического режима работы высокодебитных скважин становится практически невозможным.

Выбор оптимальной штуцерной программы для морских скважин оказывает влияние как на степень очистки скважины, качество ГГДИ, представительность отобранных проб пластовых флюидов, так и на время проведения этапа освоения скважины. Рекомендуемая штуцерная программа представлена на рис. 4.

Для установления порядка проведения ГГДИ морских эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин с подводным заканчиванием, оформления и представления отчетности в 2021 г. был разработан и утвержден нормативный документ СТО Газпром 2-3.7-1229-2021 [7].

ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Формирование системы контроля разработки (СКР) месторождений основывается на требованиях [8] и других нормативных

документов. Для морских месторождений должны быть учтены специфика организации добычи (подводное заканчивание скважин) и конкретные условия акватории месторождения (отсутствие законтурных пьезометрических скважин). Исходя из мировой практики, СКР морского месторождения представляет собой компромисс между нормативными требованиями и конкретными условиями освоения объекта. Применительно к морским месторождениям традиционная СКР трансформируется в сторону увеличения запросов к первичным исследованиям на стадии освоения, дистанционным измерениям и использованию геолого-технологического моделирования [9].

Для определения мероприятий в рамках СКР морских газовых и газоконденсатных месторождений в процессе подводного обустройства расположенных в границах Российской Федерации устьев скважин в 2020 г. был разработан и утвержден нормативный документ Р Газпром 2-3.7-1219-2020 [10].

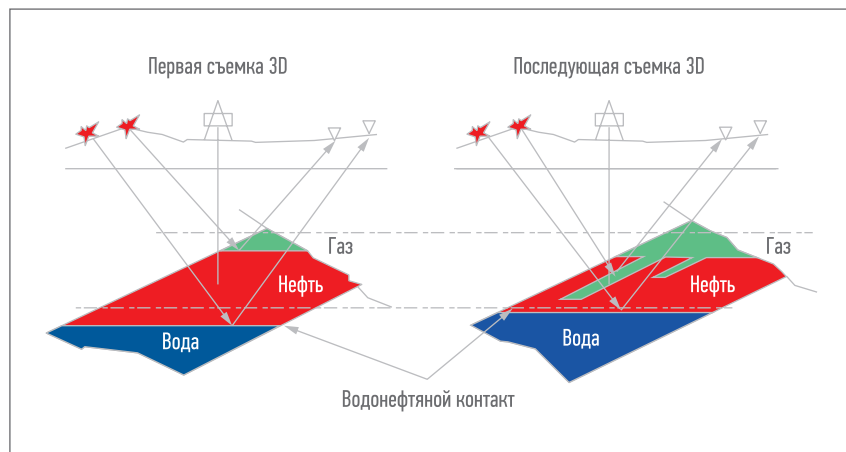


Рис. 5. Выполнение сейсмического мониторинга 4D

Мировой опыт освоения морских месторождений показывает, что высокая стоимость строительства наблюдательных скважин для контроля положения газодляного контакта на шельфе обуславливает необходимость применения альтернативных методов. По мнению автора статьи, применяемые на суходутных месторождениях подходы при решении задач в рамках СКР морских месторождений, обустроенных скважинами с подводным расположением устьев, имеют ряд отличительных особенностей, среди которых можно выделить:

- широкое применение (иногда безальтернативное) сейсмических методов СКР;
- применение дистанционных внутрискважинных методов измерения параметров температуры и давления в продуктивном пласте с использованием систем интеллектуального заканчивания скважин.

СЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ 4D НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В настоящее время широкое распространение в мире получил сейсмический мониторинг (СМ) 4D на морских месторождениях [11], в ближайшее время ожидается его развитие на объектах ПАО «Газпром». Исследования месторождения с помощью СМ

сводятся к периодическому проведению сейсмической съемки 3D и выполнению анализа изменений сейсмической записи (рис. 5). При этом важно соблюдать сохранность условий исследования в различные периоды времени, например положения сейсмоприемников, источников, любых эффектов направленности или воздействия окружающей среды.

В задачи СМ месторождения входит выявление изменений газодляного контакта, изучение выработанности различных частей залежей, доизучение трещиноватости пластов.

Для получения достоверных выводов сейсмическая информация сопоставляется с данными другого формата – текущими и накопленными показателями разработки по скважинам, данными замеров давлений и температуры с оборудования нижнего заканчивания, сравниваются исходная и новая геологические модели и т.д.

В вопросе анализа разноформатных данных особо важную роль играет квалификация специалистов, не только умеющих корректно интерпретировать полученные данные и выдавать заключение относительно текущего состояния разработки объектов, но и способных к комплексному анализу взаимозависимостей по всему

месторождению, региональным группам и их геологическим аналогам.

Проектно-технологическими документами на разработку Киринского ГКМ и Южно-Киринского НГКМ¹, освоение которых выполняется с применением систем подводной добычи, предусмотрено проведение сейсмических 4D-исследований один раз в пять лет, начиная с 10-го года разработки (верхнеуровневое определение сроков выполнения работ, которое будет уточняться).

Показатель эффективности выполнения СМ 4D индивидуален для каждого шельфового месторождения и зависит от особенностей геологического строения, состава углеводородной смеси, гидрографических условий района работ, параметров сети наблюдения, обеспечения ее повторяемости при проведении повторных съемок и т.д. Особенность месторождений Киринского блока в акватории Охотского моря определяется значительным влиянием приповерхностного газа на сейсмический образ продуктивных отложений (рис. 6). Для устранения осложняющих эффектов от приповерхностного газа в ПАО «Газпром» активно рассматривается применение донных сейсмических станций.

С учетом выхода добычи Киринского ГКМ в ближайшие три года на проектный уровень запланировано выполнение работы по обоснованию применения сейсмических методов исследования в СКР в целях построения синтетической модели залежи и определения контрольных параметров разработки. В указанном исследовании будут сформулированы выводы о целесообразности использования СМ в процессе его эксплуатации, определены методы и виды регистрации, спроектированы базовые параметры съемки и ее периодичность с учетом темпов разработки месторождения,

¹ По проектным технологическим документам 2019–2021 гг. при разработке месторождений Каменномыское-море, Северо-Каменномыское, планируемым к освоению в акватории с искусственных кустовых оснований (ледостойкие стационарные платформы, ледостойкие блок-кондукторы, насыпные острова), также предусмотрено выполнение СМ 4D.

определены методологические подходы к постановке сейсмических исследований и камеральных работ (обработка, интерпретация, моделирование и т.д.).

СИСТЕМА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Одной из основных особенностей промысловых и геофизических исследований эксплуатационных скважин является то, что практически все они имеют горизонтальное окончание [12]. Среди решаемых задач – определение профиля притока (приемистости) скважин, а также изучение изменений профилей притока в динамике. Этот контроль осуществляется с помощью технологий постоянного удаленного мониторинга на основе распределенных или точечно-распределенных индикаторных систем. Типовые конструкции интеллектуальных скважин (ИС) предусматривают установку забойных датчиков давления и температуры в верхнем заканчивании непосредственно над кровлей продуктивного пласта. В компоновку нижнего заканчивания входит фильтр, спускающийся в открытый ствол скважины с последующим намывом гравия (проппанта). Траектория ИС – наклонно-направленная, с горизонтальным окончанием секции длиной около 500 м. На рис. 7 представлена схема конструкции интеллектуальной эксплуатационной скважины Киринского ГКМ.

Проектными решениями на разработку Южно-Киринского НГКМ для контроля выработки запасов, а также отработки неоднородных продуктивных пластов в скважинах, оборудованных противопесочными фильтрами, предложена установка массивов температурных датчиков в интервале вскрытия продуктивного пласта. Система непрерывного температурного мониторинга эксплуатационной газоконденсатной ИС, количество устанавливаемых пар датчиков (давление, температура) должны определяться с учетом

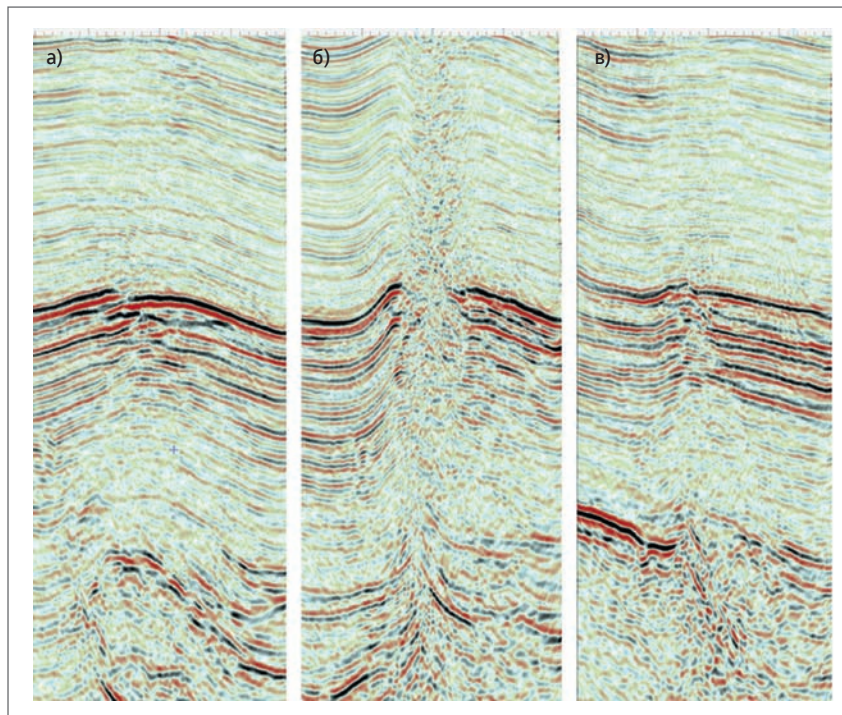


Рис. 6. Сейсмические разрезы Киринского газоконденсатного месторождения: а), в) краевые зоны; б) центральная часть

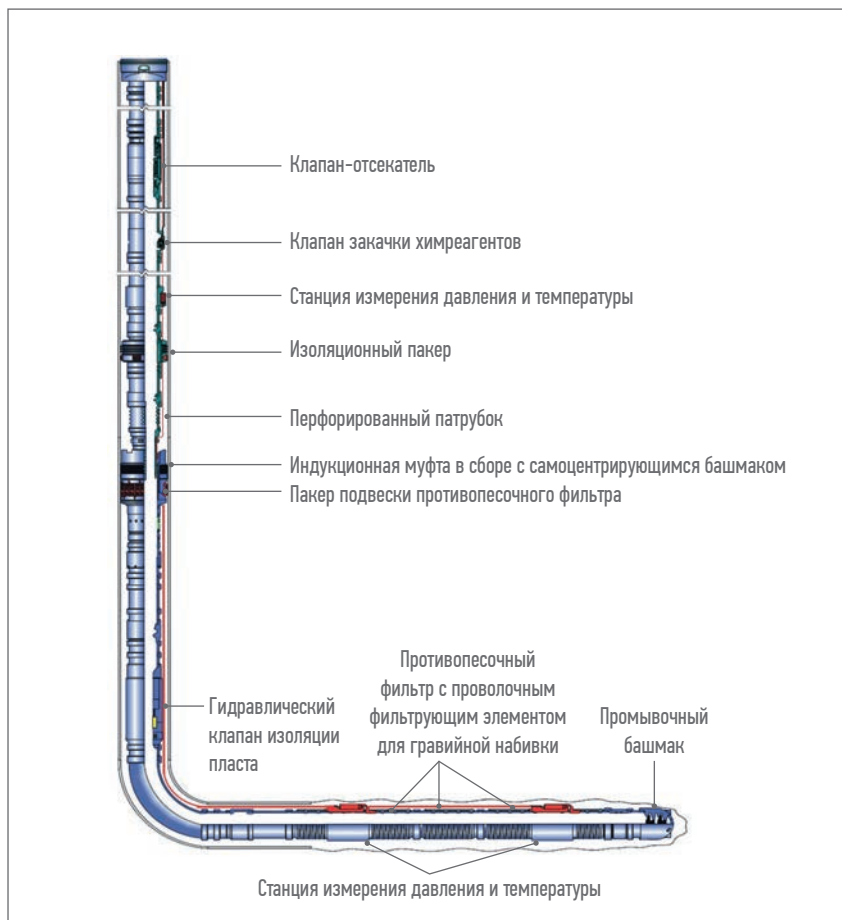


Рис. 7. Схема конструкции интеллектуальной газоконденсатной эксплуатационной скважины Киринского газоконденсатного месторождения [6]

технических ограничений системы управления устьевым оборудованием. Количество датчиков давления и температуры и окончательные интервалы их установки следует уточнять по результатам ГИС в ходе строительства и корректировки геологической модели.

Актуальные направления разработки шельфовых коллекторов, находящиеся в зоне особого внимания специалистов, можно дополнить следующими тенденциями:

- создание цифровых двойников шельфовых месторождений;
- комплексное геолого-технологическое моделирование системы «пласт – скважина – транспорт – установка комплексной подготовки газа»;
- создание композиционных гидродинамических моделей;
- моделирование процессов выпадения конденсата в высокодебитных скважинах и обоснование технологических режимов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные в статье материалы показывают специфику научных и технико-технологических решений, направленных на повышение эффективности освоения морских месторождений



УВ. Их освоение связано с необходимостью комплексного подхода к геологическим, техническим и технологическим проблемам. Обоснование решений по разработке морских месторождений, осложненных неопределенностями по геолого-физическим и фильтрационно-емкостным параметрам, представляется важнейшей задачей.

Специалисты, занимающиеся вопросами освоения морских месторождений, в одинаковой степени должны обладать как пониманием технических аспектов, так и навыками организации работы и управления производственным процессом на стадиях разработки и эксплуатации морских объектов добычи УВ. Любая, даже самая незначительная ошибка в морских условиях нефтегазодобычи

может привести к значительным финансовым потерям.

Продолжение работы в области научно-технического сопровождения освоения морских месторождений имеет большое значение для промышленного внедрения наиболее передовых практик и послужит повышению качества используемой информации для обоснования решений по их разработке.

Автор выражает признательность за совместную работу сотрудникам ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», морского корпоративного научно-технического центра по освоению морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром». ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / пер. с англ. под ред. М.Н. Кравченко. Ижевск и др.: Ин-т компьютер. исслед. и др., 2008. 668 с.
2. Петренко В.Е., Нуриев М.Ф., Шевелев М.Б. и др. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом // Газовая промышленность. 2018. № 11 (777). С. 8–13.
3. Зиновкин С.В., Гереш Г.М., Штейн Я.И., Шевелев М.Б. Вопросы геологических неопределенностей при проектировании разработки Южно-Лунского месторождения // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2020. № 3 (45). С. 16–23.
4. Нуриев М.Ф., Шевелев М.Б., Семенов Ю.В. и др. Геологические условия верхней части разреза на месторождениях северо-восточного шельфа Охотского моря // Газовая промышленность. 2019. № 8 (788). С. 56–65.
5. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / пер. с англ.; под. ред. У. Лайонза, Г. Плизга. СПб.: Профессия, 2009. 952 с.
6. Магерова А.В., Ершов Н.А., Семенов Ю.В. Освоение и газогидродинамические исследования при строительстве скважин на шельфе Охотского моря с использованием ППБУ // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тез. докл. VII молодеж. междунар. науч.-практ. конф. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. С. 5.
7. СТО Газпром 2-3.7-1229-2021. Морские газовые и газоконденсатные месторождения. Газодинамические исследования морских эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин с подводным заканчиванием [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
8. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Приказ № 356 от 14.06.2016. Правила разработки месторождений углеводородного сырья (с изм. на 07.08.2020) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420365257> (дата обращения 20.04.2022).
9. Мансуров М.Н., Бородин С.А., Гереш Г.М. и др. Обоснование прогнозных показателей разработки осваиваемых газонефтеконденсатных месторождений континентального шельфа // Международный конкурс научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа: сб. работ лауреатов / под ред. А.Э. Которовича, П.Ю. Сорокина. М.: Министерство энергетики Российской Федерации и др., 2019. С. 27–31.
10. Р Газпром 2-3.7-1219-2020. Разработка морских газовых и газоконденсатных месторождений. Контроль разработки месторождения при подводном обустройстве устьев скважин [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
11. Ампилов Ю.П., Батулин Д.Г. Новейшие технологии сейсмического мониторинга 4D при разработке морских месторождений нефти и газа // Технологии сейсморазведки. 2013. № 2. С. 31–36.
12. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. Ижевск и др.: Ин-т компьютер. исслед. и др., 2018. 796 с.

МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

25 ЛЕТ
ДОВЕРИЯ

**РОС
ГАЗ
ЭКСПО**

В РАМКАХ XI ПЕТЕРБУРГСКОГО
МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО
ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



13-16

сентября

2 0 2 2

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
КВЦ «ЭКСПОФОРУМ»
ПАВИЛЬОН G

ИГРОКИ МИРА

СИЛЬНЕЙШИЕ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР:

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

КОРРОЗИЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

gas4@farexpo.ru

www.rosgasexpo.ru

+7(812) 718-35-37

FareXPO **FE**
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ИТОГИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПАО «ГАЗПРОМ» НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ БАРЕНЦЕВА МОРЯ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ РЕГИОНА

УДК 550.812:553.98 (268.45)

В.В. Рыбальченко, к.г.-м.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru

Ю.И. Пятницкий, ПАО «Газпром», I.Piatnitskiy@adm.gazprom.ru

А.В. Толстик, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), A_Tolstikov@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Д.А. Астафьев, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», D_Astafiev@gwise.vniigaz.gazprom.ru

М.Ю. Кабалин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», M_Kabalin@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Н.С. Данилевская, ПАО «Газпром», N.S.Danilevskaya@adm.gazprom.ru

В первой половине XXI века остается актуальной задача восполнения традиционных запасов углеводородов промышленных категорий. Континентальный шельф Баренцева моря – один из ключевых регионов прироста ресурсной базы газодобычи ПАО «Газпром». Согласно официальным оценкам запасы залежей российской части шельфа Баренцева моря (включая Печорское море) составляют более 38 млрд т у. т. В результате геолого-разведочных работ на рассматриваемой территории открыто 14 месторождений углеводородов, в том числе уникальное по запасам газа Штокмановское газоконденсатное месторождение. В настоящее время деятельность на 29 лицензионных участках Баренцева и Печорского морей осуществляют компании, относящиеся к Группе «Газпром» (11 участков недр) и ПАО «Нефтяная компания «Роснефть» (14 участков), а также АО «Северная нефтегазовая компания» (3 участка) и АО «Арктикшельфнефтегаз» (1 участок). За последнее десятилетие Группой «Газпром» выполнен большой комплекс геолого-разведочных работ, в том числе сейсморазведка МОГТ-3D более 16 тыс. км². В период 2022–2031 гг. в центральной части акватории Баренцева моря в пределах Штокмановской группы месторождений ПАО «Газпром» планируется ежегодное бурение поисково-разведочных скважин. Рассматривается целесообразность лицензирования ПАО «Газпром» новых перспективных участков.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АРКТИКА, БАРЕНЦЕВО МОРЕ, КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ, ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, УГЛЕВОДОРОДЫ, ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ, ШТОКМАНОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

В последнее десятилетие Арктика представляет собой центр притяжения ведущих мировых игроков (стран и торгово-промышленных лобби) в части перспектив освоения новых ресурсов углеводородов (УВ). Помимо открывающихся новых региональных логистических возможностей, радикально меняющих всю мировую транспортную архитектуру, предполагается, что здесь сконцентрированы огромные ресурсы полезных ископаемых, в том

числе нефти и природного газа. С каждым годом их доступность повышается в связи с климатическими изменениями в регионе, динамичной ситуацией на мировом рынке УВ и совершенствованием методов и технологий освоения месторождений в сложных климатических условиях.

Акватория Баренцева моря (БМ) находится между островами архипелага Земля Франца-Иосифа на севере, Новая Земля и Вайгач

на востоке, на юге она ограничена северным берегом Евразийского континента, а на западе – островом Медвежий и архипелагом Шпицберген. Среди всех морей, омывающих территорию Российской Федерации, БМ – самое крупное по площади (более 1,4 млн км²). Площадь российского сектора составляет примерно 0,9 млн км², в том числе около 0,082 млн км² принадлежит акватории Печорского моря (ПМ), сред-

няя глубина достигает 200 м (рис. 1). В 2010 г. в соответствии с действующим с 07.07.2011 договором между Российской Федерацией и Королевством Норвегия [1] согласовано разграничение морских пространств континентального шельфа БМ, в том числе урегулированы вопросы эксплуатации возможных трансграничных месторождений УВ.

По сравнению с другими морями акватории Арктики климат в районе БМ отличается повышенными температурами воздуха, относительно мягкими зимами и большим количеством осадков. По усредненным значениям суровость местного климата возрастает с юга на север и с запада на восток. Это единственное из арктических морей, которое никогда полностью не замерзает из-за присутствия теплых атлантических течений. Для БМ характерно наличие дрейфующих айсбергов, формирующихся из ледников Шпицбергена, Земли Франца-Иосифа и Новой Земли, линейные размеры их надводной части составляют в среднем 64×46 м (до 160×180 м) с наибольшей высотой 30 м и средней – 11 м. Зафиксированы факты появления айсбергов поблизости от Кольского п-ова.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И БУРОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Среди континентальных шельфов акватории морей российской Арктики Баренцевский и Печорский характеризуются наиболее высоким уровнем геолого-геофизической изученности как на региональном, так и на поисковом этапе геолого-разведочных работ (ГРП) (рис. 2).

С начала 1960-х гг. прошлого века в их акваториях в различных вариантах производились аэро- и набортные гравитационные и магнитометрические съемки масштаба 1 : 500 000, а на отдельных участках Печороморского шельфа – масштаба 1 : 50 000, отработана сеть региональных сейсмических профилей, включая геотраверсы

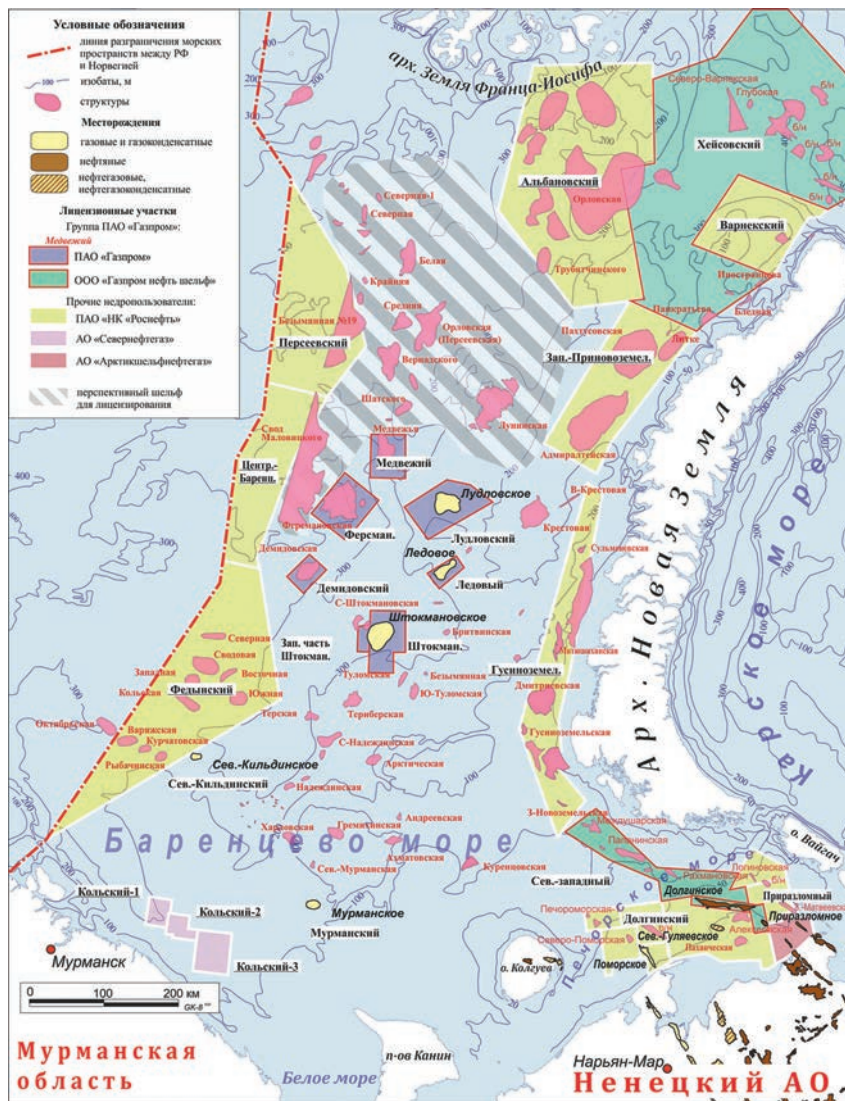


Рис. 1. Обзорная схема континентального шельфа Баренцева моря

глубинных сейсмических зондирований, выполнены поисковые и детальные сейсморазведочные работы (СР) методом общей глубинной точки МОГТ-2D в объеме более 420 тыс. пог. км. Для сравнения: на континентальном шельфе Норвегии выполнено более 1,7 млн пог. км сейсморазведочных профилей. Плотность сейсмических наблюдений МОГТ-2D увеличивается с севера на юг от 0,013 (поднятие Персея) и 0,065 (Северная депрессия) до 0,35 (Арктическая депрессия) и 0,75 (Восточно-Федынский выступ) км/км².

В целях освоения перспективных нефтегазовых месторождений (НГМ) на шельфе арктических морей России в 1992 г. было

создано ЗАО «Российская компания по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа» («Росшельф»), учредителями которого стали 19 государственных предприятий, в том числе РАО «Газпром». После вхождения в 2002 г. в состав основных акционеров компании ОАО «Нефтяная компания «Роснефть» («НК «Роснефть») лицензии на разведку и разработку Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ) и Приразломного нефтяного месторождения (НМ) были переоформлены на дочернюю структуру – ООО «Севморнефтегаз».

В 2003 г. на Штокмановском ГКМ выполнялись морские сейсморазведочные исследования МОГТ-3D

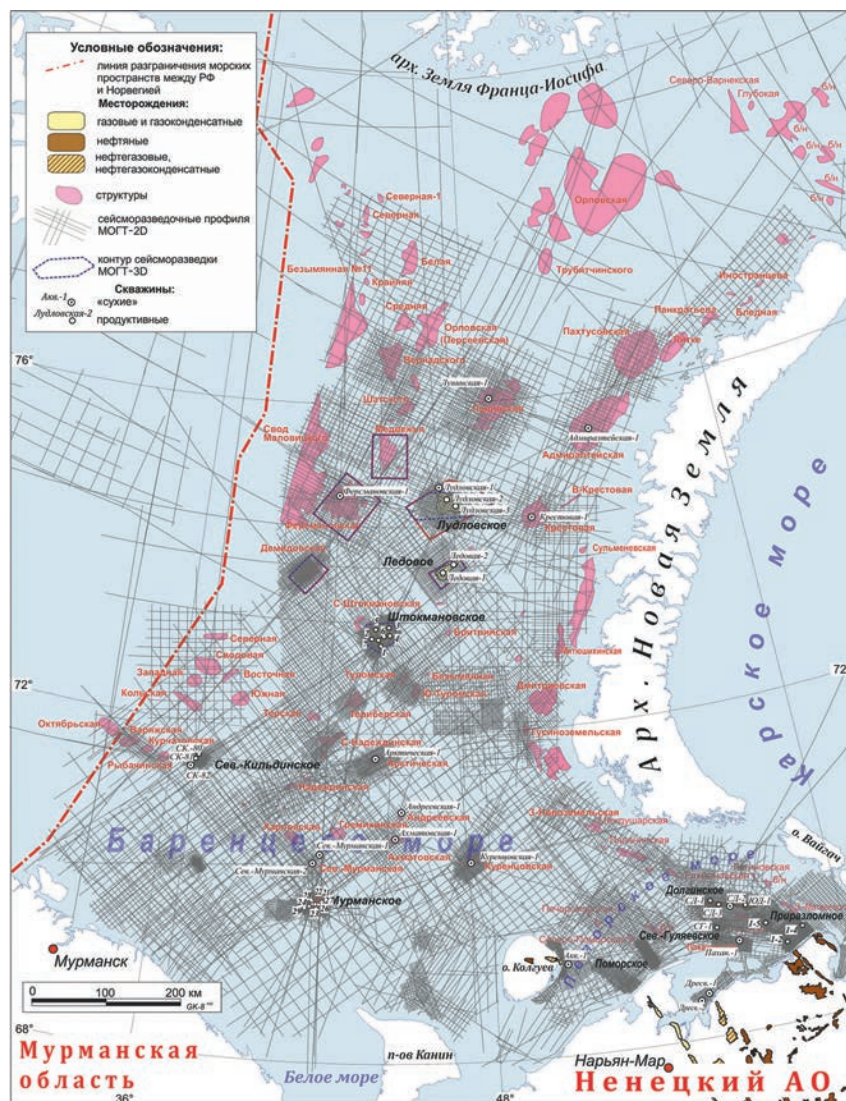


Рис. 2. Изученность шельфа Баренцева моря с помощью буровых и сейсморазведочных работ

на научно-исследовательском судне (НИС) WESTERN REGENT, представленном компанией Westerngeco (Schlumberger, Франция). Полевые СР были проведены на площади 1700 км².

После переименования в 2009 г. ООО «Севморнефтегаз» в ООО «Газпром нефть шельф» (100%-ная дочерняя структура ПАО «Газпром нефть») в том же году компанией была получена лицензия на добычу углеводородного сырья на Долгинском НМ в акватории ПМ.

С 2012 г. ГПР на континентальном шельфе БМ проводит ПАО «НК «Роснефть». К настоящему моменту компания осуществляет свою дея-

тельность на семи лицензионных участках (ЛУ), занимающих обширные площади как на западном, так и на восточном фланге Восточно-Баренцевской нефтегазовой провинции (НГП) (рис. 1). По некоторым из них сделана новая обработка и современная интерпретация данных МОГТ-2D прошлых лет. Сейсморазведка МОГТ-3D выполнена на Федынском (2014 г., 3 тыс. км²), Центрально-Баренцевском (2016 г., 1 тыс. км²), Персеевском (2017 г., 1 тыс. км²) ЛУ. Суммарный объем работ МОГТ-3D, выполненных на участках ПАО «НК «Роснефть» внешней части акватории БМ (без учета акватории ПМ), на сегодняшний день составил

более 5 тыс. км². На континентальном шельфе ПМ компанией выполнены СР МОГТ-3D на Южно-Русском, Западно-Матвеевском, Поморском, Северо-Поморском-1, Северо-Поморском-2 (2017 г.) ЛУ.

В российском секторе акватории БМ, включая Печорский шельф, за 1982–2007 гг. пробурено 56 поисково-разведочных скважин (из них 34 – в центральной части шельфа) общим метражом более 96 км. В результате бурения открыто 5 газовых и газоконденсатных месторождений (24 скважины), в том числе уникальное по запасам Штокмановское ГКМ (7 скважин), на 9 структурах залежи не обнаружены (10 скважин). Для сравнения: на континентальном шельфе Норвегии пробурено более 700 поисково-разведочных скважин.

Первая скважина на баренцево-морском шельфе была пробурена в 1982 г. В результате ее строительства было открыто Мурманское газовое месторождение (ГМ) с залежами в отложениях триаса. Позже, в 1985 г. – Северо-Кильдинское ГМ, а в 1988 г. – Штокмановское ГКМ. Дальнейшие ГПР подтвердили высокие перспективы этой части акватории. В 1990 г. было открыто Лудловское ГМ, а в 1992 г. – Ледовое ГКМ. Последняя скважина (№ 7) пробурена в 2007 г. на Штокмановском ГКМ.

В северной части Тимано-Печорской НГП бурение было начато в 1974 г. на о-ве Колгуев, в акватории ПМ – в 1981 г. (Дресвянская площадь). В 1985 г. на Поморской площади было открыто первое морское ГКМ, в 1986 г. на Северо-Гуляевской в карбонатных отложениях верхнего карбона – нижней перми – залежь газа с конденсатом, а в терригенных породах верхней перми – залежь нефти.

Наиболее древние отложения, вскрытые морским бурением, представлены породами нижнего силура (скважина №1 Паханческая в акватории ПМ). Самая глубокая (4503 м) скважина №5 пробурена в 1993 г. на Приразломном НМ.

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПАО «ГАЗПРОМ»

В 2013 г. Группой «Газпром» в дополнение к уже имеющимся четырем (Приразломное НМ (2 шт.), Штокмановское ГКМ, Долгинское НМ) было получено еще пять лицензий на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья на Лудловском ГМ, Ледовом ГКМ, Ферсмановском, Демидовском и Медвежьем ЛУ, приуроченных преимущественно к центральной части акватории БМ. В последующие годы на объектах проводились работы с применением МОГТ-3D.

На базе НИС «Вячеслав Тихонов» на нижеперечисленных ЛУ были выполнены следующие объемы СР: на Лудловском – 3200 км² (2015 г.), на Ледовом, Медвежьем и Демидовском – 1000, 2750 и 1350 км² соответственно (2016 г.), на Ферсмановском – 4150 км² (2017 г.). По результатам обработки и интерпретации данных, полученных МОГТ-3D, уточнено геологическое строение, актуализированы модели залежей УВ и перспективных объектов рассматриваемых участков.

В 2017 г. по заказу ПАО «Газпром» выполнена большая научно-исследовательская работа по обработке и интерпретации материалов сейсморазведочных исследований МОГТ-2D прошлых лет, проведенных в разные годы в акватории БМ на площади более 180 тыс. км² с привлечением результатов строительства поисково-разведочных скважин. В итоге была создана региональная геологическая модель продуктивных отложений шельфа центральной части акватории БМ. На основе всестороннего анализа фактических геолого-геофизических данных, секвенс-стратиграфического анализа и бассейнового моделирования выявлены перспективные на УВ объекты, приуроченные к ловушкам различного типа, выполнена оценка ресурсов УВ, даны рекомендации оптимальных направлений ГРП и лицензирования новых участков.

С учетом обновленных моделей, полученных по результатам МОГТ-3D, подготовлены дополнения к проектам ГРП в части объемов и сроков их проведения. Также в настоящее время специалистами выполняется комплексная оценка технико-экономических показателей по освоению рассматриваемых ЛУ на континентальном шельфе БМ. На шельфе ПМ в 2017 г. проведены работы МОГТ-3D на Долгинском НМ (около 1670 км²), в 2019 г. – на Приразломном НМ. Суммарный объем работ МОГТ-3D, выполненных на участках Группы «Газпром» на сегодняшний день, составил более 16 тыс. км². В 2017 и 2019 г. ООО «Газпром нефть шельф» получены лицензии на Северо-Западный и Хейсовский участки недр.

ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И РЕСУРСНАЯ БАЗА

В строении континентального шельфа Баренцевоморского региона участвуют два структурно-тектонических этажа: архейско-протерозойский кристаллический фундамент и нижнепалеозойско-меловой терригенно-карбонатный осадочный чехол.

Фундамент в пределах рассматриваемой территории представлен двумя типами: эпибайкальским для Тимано-Печорской плиты на юге в акватории ПМ и эпигренвильским для Свальбардской (Баренцевской) на севере для большей части БМ.

Глубина залегания подошвы осадочного чехла изменяется от 3–5 км в краевых частях шельфа до 20 км и более в центральной части. В осадочном чехле выделяются два структурных этажа: нижний – с условным объединением палеозойских, преимущественно карбонатных по своему составу, отложений по нижнепермские включительно и верхний – пермско-кайнозойский терригенный. Осадочный чехол шельфа БМ изучен бурением до нижнетриасовых отложений в центральной части, в ПМ вскрыты нижнесилурийские отложения.

В разнофациальном и сложно-построенном разрезе осадочного чехла выделяется шесть нефтегазоносных (НГК) и перспективных нефтегазоносных (ПНГК) комплексов: меловой, юрско-неокомский, триасовый, верхнепермский, верхнедевонско-нижнепермский и ордовикско-верхнедевонский.

В основании осадочного чехла Баренцевоморской НГП выделены четыре крупных рифта – в восточной (русской) части это Южно-Баренцевский и Северо-Баренцевский, над которыми сформировался Восточно-Баренцевский мегапрогиб, а в западной (частично норвежской) части – Ольгинский и Медвежинский рифты, также образующие крупные впадины, заполненные мощными толщами осадочных пород. Рифты разделяют Свальбардскую плиту на гипсометрически приподнятые межрифтовые блоки, осложненные крупными поднятиями в виде валообразных или изометричных блоков. Главный элемент тектонического строения русского сегмента Баренцевоморской НГП – Восточно-Баренцевский мегапрогиб – включает Южно- и Северо-Баренцевскую впадины, разделенные Штокмановско-Лунинской седловиной. В северной части выделяется Альбановско-Горбовская седловина, отделяющая надрифтовую депрессию Святой Анны от Северо-Баренцевской впадины и переходящая в моноклираль Тегеттгофа, которая, в свою очередь, граничит на северо-востоке с Северо-Карской синеклизой. Указанные тектонические элементы осложнены крупными положительными структурами (выступами, валообразными и изометричными поднятиями, седловинами), являющимися уже известными или прогнозируемыми зонами газо- и нефтенакопления.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования различные части континентального шельфа БМ входят в состав трех НГП: Западно-Баренцевской, Восточно-Баренцевской и Тимано-Печорской.

Помимо этого, выделяются самостоятельные перспективные нефтегазоносные области (СПНГО): Кольская и Адмиралтейско-Приновоземельская. В российском секторе шельфа Баренцева и Печорского морей открыто 14, как правило многозалежных, месторождений УВ, локализованных в интервале глубин 1300–2700 м.

Основные перспективы нефтегазоносности территории связаны с отложениями триасового, юрского НГК и мелового ПНГК в пределах Западно-Баренцевской и Восточно-Баренцевской НГП.

В пределах российской части шельфа в составе *Западно-Баренцевской НГП* локализованы Свальбардская и Нордкапская СПНГО и Финмаркенская нефтегазоносная область (НГО), в границах которой открыто Северо-Кильдинское ГМ. К Свальбардской СПНГО приурочена перспективная по терригенным среднеюрским и нижнетриасовым отложениям Ферсмановская структура, а к Нордкапской – Демидовская структура. На Северо-Кильдинском ГМ открыта средняя по запасам пластовая сводовая газовая залежь в терригенных отложениях нижнего триаса (табл. 1). Глубина залегания кровли продуктивного пласта составляет 2440 м при высоте ловушки 200 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина исчисляется 11,2 м. Открытая пористость коллектора 19 %, газонасыщенность 0,66. Коэффициент песчаности на Северо-Кильдинском месторождении составляет 0,34.

Восточно-Баренцевская НГП занимает наибольшую часть акватории. В состав провинции входят Южно-Баренцевская НГО, Штокмановско-Лунинская НГО, Северо-Баренцевская СПНГО, Альбановско-Горбовская НГО и СПНГО Святой Анны.

В Южно-Баренцевской НГО открыто Мурманское ГМ. Три месторождения открыто в Штокмановско-Лунинской НГО: уникальные по запасам Штокмановское и Ледовое ГKM, а также крупное

Лудловское ГМ. К северо-западу от Лудловского месторождения локализована перспективная Медвежья структура с прогнозируемыми газоконденсатными залежами в терригенных среднеюрских и меловых отложениях.

В осадочном чехле Восточно-Баренцевской НГП основные перспективы связаны с двумя НГК: меловым и юрско-неокомским. Нижележащие отложения перми, карбона, девона и более древние погружены на значительные глубины и не представляют в настоящее время практического интереса. Флюидоупорами служат верхнекембрийско-волжские, верхнеюрские черные битуминозные глины и аргиллиты (в БМ они рассматриваются как газоматеринская толща), бат-кембрийские и нижнебайосско-верхнеааленские глинистые отложения. Все три покрышки имеют хорошие экранирующие качества. Отсутствие среднеюрских отложений и верхнеюрской региональной покрышки фиксируется также в более поднятой прибортовой части Баренцевоморского мегапрогиба, а наличие коллекторских горизонтов контролируется крупными поднятиями (Штокмановско-Лунинский порог и др.).

На *Штокмановском ГKM* открыто четыре пластовые сводовые газоконденсатные залежи (пласты Ю₀, Ю₁, Ю₂₊₃) в терригенных отложениях средней юры. Залежи приурочены к интервалу глубин 1814–2355 м. Высота ловушки около 250 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина по залежам изменяется от 24,8 до 50,1 м. Содержание конденсата увеличивается с глубиной от 5,3–9,4 (пласт Ю₀) до 20,5 г/м³ (Ю₂₊₃). Открытая пористость коллектора по залежам 13–23 %, газонасыщенность изменяется от 0,45–0,48 до 0,78–0,84 (Ю₀). Максимальные дебиты по скважинам составляют до 1665 тыс. м³/сут. В целом на примере Штокмановского месторождения прослеживается четкая закономерность ухудше-

ния фильтрационно-емкостных свойств пород с увеличением глубины их залегания от пласта Ю₀ к пласту Ю₂₊₃ вследствие смены литологических разностей песчаников на более заглинизированные. В то же время отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств в северо-западном направлении, а также водонасыщение.

На *Ледовом ГKM* продуктивные пласты Ю₀, Ю₁, Ю₁¹, Ю₂ приурочены к терригенным отложениям средней юры. Здесь открыто четыре залежи – две газовые и две газоконденсатные, тип которых определяется как пластовый сводовый и пластовый сводовый тектонически экранированный (верхняя залежь). Интервал залегания продуктивных горизонтов 1815–2131 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина в самой крупной по запасам залежи в пласте Ю₁ составляет 29,1 м. Содержание стабильного конденсата 13–14,1 г/м³. Открытая пористость коллектора 16–17 %, газонасыщенность 0,47–0,76. Максимальные дебиты по скважинам достигают 354,9 тыс. м³/сут.

На *Лудловском ГМ* открыта одна пластовая сводовая тектонически экранированная газовая залежь (пласт Ю₀) в терригенных отложениях средней юры. Она приурочена к интервалу глубин 1380–1460 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина 24,5 м. Открытая пористость коллектора 26 %, газонасыщенность 0,82. Максимальный дебит по скважинам – 568 тыс. м³/сут.

Единственное открытое в пределах *Южно-Баренцевской НГО* в настоящее время Мурманское газовое месторождение представлено четырьмя пластовыми сводовыми литологически экранированными газовыми залежами в среднетриасовых отложениях, залегающими в интервале глубин 2439–3000 м при высоте ловушки до 230 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина 0,6–5,8 м. Открытая пористость коллектора (песчаник) 15–17 %,



СООБЩЕСТВО
«ВКОНТАКТЕ»
NEFTEGAZ TERRITORY



Таблица 1. Распределение залежей углеводородов и перспективных объектов в меловых, юрских и триасовых отложениях на континентальном шельфе Баренцева моря

Стратиграфическая шкала			Продуктивный горизонт	Месторождение, участок недр							
Система	Отдел	Ярус	Пласт (пачка)	Штокмановское	Ледовое	Лудловское	Мурманское	Северо-Кильдинское	Ферсмановский	Медвежий	Демидовский
Меловая	Верхний	K ₂ s	–	–	П/О	–	–	–	–	–	–
	Нижний	K ₁ a	–	–	–	П/О	–	–	–	П/О	–
		K ₁ nc	–	–	–	П/О	–	–	–	П/О	П/О
Юрская	Верхний	J ₃	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	Средний	J ₂ bt + k	Ю ₀	ГК	Г	Г	–	–	П/О	–	П/О
		J ₂ b	Ю ₁	ГК	ГК	–	–	–	П/О	П/О	П/О
			Ю ₁ ¹	–	Г	–	–	–	–	–	
		J ₂ a	Ю ₂	–	ГК	–	–	–	–	–	
			Ю ₂₊₃	ГК	П/О	–	–	–	–	–	–
	Нижний	J ₁	–	–	–	–	–	–	П/О	–	–
Триасовая	Верхний	T ₃	–	–	–	–	–	–	П/О	–	–
	Средний	T ₂ I	Горизонт I, II	–	–	–	Г	–	–	–	–
		T ₂ a	Горизонт III, IV	–	–	–	Г	–	П/О	–	–
	Нижний	T ₁ o	Пласт 1	–	–	–	–	Г	П/О	–	–
		T ₁ i	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Г – газовая залежь; ГК – газоконденсатная залежь; П/О – перспективный объект

газонасыщенность 0,54–0,58. Максимальный дебит газа по скважинам – 746 тыс. м³/сут. Коэффициент песчанистости на Мурманском ГМ – 0,22–0,39.

Адмиралтейско-Приновоземельская СПНГО, соответствующая Предновоземельской структурной области, расположена вдоль западного побережья архипелага Новая Земля. В ней отсутствует меловой НГК, при этом присутствие юрско-мелового отмечается лишь в наиболее погруженных частях. В верхней части осадочного чехла, вплоть до верхов триаса, отложения размыты. Ордовикско-верхнедевонский и верхнедевонско-нижнепермский НГК залегают на значительных глубинах и лишь в наиболее приподнятых частях области представляют интерес как возможно нефтегазоносные.

Достаточно низки перспективы верхнепермского комплекса в связи с отсутствием коллекторов порового типа. Основные надежды связываются с триасовым и верхнедевонско-нижнепермским НГК в приподнятых частях области.

Кольская СПНГО выделена в пределах одноименной моноклинали. Отложения мелового, юрско-мелового комплексов в ней практически отсутствуют. Триасовый НГК распространен лишь на северо-востоке области. Основные перспективы связываются с ордовикско-нижнедевонским, верхнедевонско-нижнепермским и верхнепермским НГК. В качестве главного комплекса, в соответствии с современной изученностью с помощью сейсморазведки, выступает рифосодержащий верхнедевонско-нижнепермский.

В акваториальной части Тимано-Печорской НГП полностью или частично на суше расположено девять НГО: Коргинская СПНГО, Северо-Печорская СПНГО, Гуляевско-Долгинская НГО, Малоземельско-Колгуевская НГО, Печоро-Колвинская НГО, Хорейверская НГО, Приновоземельско-Припайхойская НГО, Русановская СПНГО и Варандей-Адзвинская НГО. В осадочном чехле акваториальной части Тимано-Печорской НГП выделяются НГК: среднеордовикско-нижнедевонский терригенный, среднедевонско-нижнефранкий терригенный, доманиково-турнейский карбонатный, нижне-средневизейский терригенный, верхневизейско-нижнепермский карбонатный, нижнепермский терригенно-галогенный, верхнепермский и триасовый терригенные.

Таблица 2. Текущее распределение запасов и ресурсов углеводородов перспективного Штокмановского района газодобычи

Участок недр	Запасы и ресурсы газа (извлекаемые), млрд м³			Запасы и ресурсы конденсата (извлекаемые), млн т		
	Категории запасов и ресурсов					
	C ₁	C ₂	D ₀ + D _н	C ₁	C ₂	D ₀ + D _н
Штокмановский	3939	–	–	56,0	–	–
Лудловский	120	149	278	–	–	–
Ледовый	123	363	41	1,0	3,0	0,4
Ферсмановский	–	–	463	–	–	–
Медвежий	–	–	706	–	–	5,0
Демидовский	–	–	503	–	–	5,0
Итого	4182	512	1991	57,0	3,0	10,4
	6685			70,4		

Основные продуктивные горизонты приурочены к девонским, каменноугольным и нижнепермским карбонатным, верхнепермским и триасовым терригенным породам. Здесь на шельфе ПМ открыты месторождения: Тобойско-Мядсейское (D₁-C₁t), Варандейское (T₁, P₁), Восточно-Переозное (C₁) в транзитной зоне; Долгинское (C₂₊₃, P₂), Медыньское-море (D₁, C₁, C₂-P₁), Варандей-море (P₁), Приразломное НМ (C₃, P₁); Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) (C₂₊₃, P₂); Поморское ГМ (C₃).

ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Согласно выполненной в 2012 г. во ФГБУ «ВНИГНИ» оценке ресурсы УВ российской части континентального шельфа БМ (включая ПМ), по официальным данным, составляют более 38 млрд т у. т., в том числе свободного газа – более 33 трлн м³, нефти – более 4 млрд т [2–4]. Корпоративные оценки начальных суммарных ресурсов по шельфу показали следующие значения: свободный газ – 23 трлн м³, жидкие УВ (извлекаемые) – менее 3,0 млрд т [5].

Всего по состоянию на 01.01.2022 в российском секторе континентального шельфа Баренцева и Печорского морей открыто 14 месторождений УВ, в том числе семь НМ (Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское,

Тобойско-Мядсейское, Восточно-Переозное и Варандейское), одно НГКМ (Северо-Гуляевское), три ГМ (Штокмановское, Поморское, Ледовое) и три ГМ (Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское). Тобойско-Мядсейское, Восточно-Переозное и Варандейское – транзитные НМ: большая часть их запасов учтена по суше Тимано-Печорской НГП. Все месторождения открыты в советский период (1982–1991 гг.), за исключением трех НМ: мелкое Варандей-море (1997 г.), крупное по запасам Медыньское-море (1995 г.) и транзитное Восточно-Переозное (2017 г.) на Печорском шельфе. В центральной части БМ в настоящий момент локализовано более 75 структур различной степени изученности.

Запасы свободного газа категории C₁ Баренцевоморского шельфа составляют более 4,235 трлн м³, категории C₂ – 0,643 трлн м³. Извлекаемые запасы конденсата по сумме категорий C₁ + C₂ составляют 63,944 млн т. Основная часть (более 90 %) запасов газа приходится на Штокмановское ГМ, в котором сосредоточено 3,939 трлн м³ газа.

Извлекаемые запасы нефти локализованы на месторождениях ПМ, их величина по категории A + B + C₁ составляет 125,128 млн т, а по категории B₂ + C₂ – 339,906 млн т. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2022 имеет

величину 15,535 млн т. Основные запасы нефти содержатся в залежах Приразломного и Медыньское-море НМ.

Основной район проведения ГРП ПАО «Газпром», с которым связаны главные перспективы прироста запасов газа и формирования крупного узла газодобычи, сосредоточен в центральной части БМ. В него входят семь ЛУ, включающих гигантское Штокмановское и Ледовое ГМ, Лудловское ГМ, а также перспективные структуры на Медвежем, Ферсмановском и Демидовском участках. В рамках действующих проектов ГРП выполнена оценка локализованных ресурсов газа и конденсата по категории D₀ + D_н, основанная на результатах проведенной новой обработки и современной интерпретации сейсморазведки МОГТ-2D прошлых лет и современных МОГТ-3D. По состоянию на 01.01.2022 начальные локализованные суммарные извлекаемые ресурсы Штокмановской группы составляют примерно 6,7 трлн м³ свободного газа (табл. 2) и 70,4 млн т конденсата. Месторождения Штокмановское, Лудловское и Ледовое по степени освоения относятся к разведываемым.

СЛОЖНОСТИ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Необходимо отметить, что освоение месторождений УВ на арктическом шельфе РФ осложняется

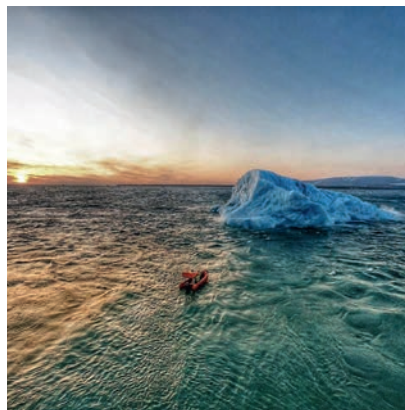
рядом негативных факторов. В первую очередь это определяющие очень короткий навигационный период, сложнейшие природно-климатические и ледовые условия.

Следует упомянуть, что в настоящее время отмечается некоторое отставание от мировых лидеров по отдельным направлениям в вопросах техники и технологии для проведения ГРП, осуществления подводной эксплуатации месторождений и морских трубопроводов. Ощущается недостаток отечественных технических средств (буровых судов, судов флота обеспечения и др.).

ПЛАНИРУЕМЫЕ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ И ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Несмотря на вышеупомянутые технические сложности, ПАО «Газпром» активно включилось в создание новых отечественных технологий, инициирует и поддерживает проведение ряда опытно-методических и конструкторских работ в области освоения шельфа. Как ответственный недропользователь ПАО «Газпром» строго придерживается взятых на себя лицензионных обязательств в сфере ГРП на арктическом шельфе РФ.

В 2021 г. основные работы были выполнены на Ледовом и Лудловском месторождениях: инженерные изыскания (две площадки) под строительство двух разведочных скважин. В ближайший четырехлетний период (2022–2025 гг.) основная деятельность будет сконцентрирована в части



поисково-разведочного бурения на Ледовом и Лудловском месторождениях.

Начиная с 2026 г. объем и сроки выполнения работ на рассматриваемых участках недр определены утвержденными проектными документами, однако в большей степени они будут зависеть от результатов бурения на предыдущем этапе, а также экономических и других факторов, оптимизирующих необходимый комплекс ГРП. В 2026–2031 гг. предполагается строительство разведочных скважин на Ледовом и Лудловском месторождениях. Бурение поисково-оценочных скважин на Демидовской, Ферсмановской и Медвежьей перспективных структурах запланировано на период 2028–2031 гг.

ВЫВОДЫ

Штокмановский кластер на континентальном шельфе БМ остается одним из ключевых регионов по приросту запасов природного газа и восполнения ресурсной базы газодобычи

ПАО «Газпром» [6, 7]. Компания осуществляет ГРП в этой части шельфа на семи участках недр. Начальные суммарные ресурсы месторождений (Штокмановское, Лудловское и Ледовое) и перспективных структур (Демидовская, Ферсмановская, Медвежья) на этих участках составляют примерно 6,7 трлн м³ свободного газа и 70,4 млн т конденсата.

На участках недр акватории БМ ГРП выполняются ПАО «Газпром» в соответствии с требованиями и сроками, определенными лицензионными соглашениями. За последнее десятилетие проведены СР МОГТ-3Д в объеме более 16 тыс. км², в результате чего уточнено геологическое строение Лудловского и Ледового месторождений, Ферсмановской, Демидовской и Медвежьей перспективных структур, подтвержден положительный локальный прогноз газонефтеносности, скорректированы планы дальнейших ГРП. В период 2022–2031 гг. в пределах месторождений и перспективных структур Штокмановской группы ПАО «Газпром» планирует построить 10 поисковых и разведочных скважин.

Помимо этого, проводятся работы по оценке перспектив нефтегазонасности структур нераспределенного фонда недр в целях получения прав на проведение ГРП на новых ЛУ. Наиболее перспективной областью континентального шельфа БМ представляется акватория к северу и западу от Штокмановской группы участков (рис. 1). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 05.04.2011 № 57-ФЗ. О ратификации Договора между Российской Федерацией и Королевством Норвегия о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902266343> (дата обращения: 12.04.2022).
2. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Прищепа О.М. и др. Газовое будущее России: Арктика // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGR-2017): тез. докл. IV междунар. науч.-практ. конф. / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. С. 9–10.
3. Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018. № 3 (35). С. 46–57.
4. Лоджевская М.И. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, субъектов Федерации и крупных нефтегазоносных регионов по состоянию изученности на 01.01.2009 г.: отчет по гос. контракту от 17.12.2009 № ПС-03-34/22. М.: ВНИГНИ, 2012 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rfgf.ru/catalog/docview.php?did=a26a2ba3e74dfd025cf0de3a4845bcc> (дата обращения: 12.04.2022).
5. Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // Деловой журнал NefteGaz.RU. 2019. № 11 (95). С. 36–51.
6. Толстиков А.В., Астафьев Д.А., Штейн Я.И. и др. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. // Геология нефти и газа. 2018. № 4с. С. 73–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.
7. Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018. № 4 (36). С. 4–18.

КИРИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

ООО «ГАЗПРОМ
ДОБЫЧА ШЕЛЬФ
ЮЖНО-САХАЛИНСК»



ПЕРЕХОДИТЕ
ПО КОДУ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА В ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЯХ НА ПРИМЕРЕ ОСВОЕНИЯ КИРИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.276.04

А.И. Новиков, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),
a.novikov@adm.gazprom.ru

С.С. Курилец, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),
s.kurilets@adm.gazprom.ru

М.С. Савинова, ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»
(Южно-Сахалинск, Россия), m_savinova@shelf-dobycha.gazprom.ru

В статье рассмотрены особенности эксплуатации морского месторождения с применением системы подводной добычи углеводородов в условиях субарктического региона.

Для поддержания оборудования подводного добычного комплекса Киринского газоконденсатного месторождения в работоспособном состоянии необходимо периодическое обследование и мониторинг технического состояния морских объектов обустройства, в рамках которых определяются степень биологического обрастания, параметры свободных пролетов, наличие и длина оголенных участков линейных объектов, скорость и степень истощения жертвенных анодов системы электрохимической защиты, общее техническое состояние оборудования подводного добычного комплекса. На основании полученных результатов планируется проведение компенсирующих мероприятий, направленных на безопасную и безаварийную работу производственного объекта.

В статье приведены основные сложности, связанные с функционированием подводного добычного комплекса, и пути их решения. В дальнейшем полученный опыт и компетенции могут быть использованы на других перспективных месторождениях, расположенных в акваториях арктических и дальневосточных морей. Статья будет полезна специалистам эксплуатирующих организаций, производителям подводно-добычного оборудования и проектным институтам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: шельф, подводный добычный комплекс, биологическое обрастание, электрохимическая защита, сервисный инструмент.

Впервые в России ПАО «Газпром» реализован проект по освоению Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ) с подводным расположением скважин, подводной системой сбора и транспортировкой продукции на расстояние свыше 40 км до берегового технологического комплекса. По своему расположению Киринское ГКМ уникально для отечественной практики морской газодобычи. На сегодняшний день это единственный проект на российском континентальном шельфе, а также в мировой практике, где освоение месторождений углеводородов

ведется с применением оборудования подводного добычного комплекса (ПДК) в ледовых условиях. Все оборудование расположено в акватории Охотского моря на глубине около 90 м (рис. 1).

Особенность проекта заключается в организации технической сложной системы разработки, обустройства и эксплуатации промысла в условиях длительной ледовой обстановки, сейсмической активности, зон активного газопоявления, слабонесущих грунтов и пр. Проектные решения, используемые на Киринском ГКМ, направлены на безопасную

и безаварийную эксплуатацию ПДК в течение всего эксплуатационного периода (30 лет).

ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА

Контроль технологического режима добычи и корректной работы оборудования ПДК осуществляется удаленно с помощью традиционных систем и приборов. Вместе с тем эксплуатирующей организацией (ЭО) ежегодно проводятся обследование и мониторинг технического состояния (ОМТС) морских объектов обустройства

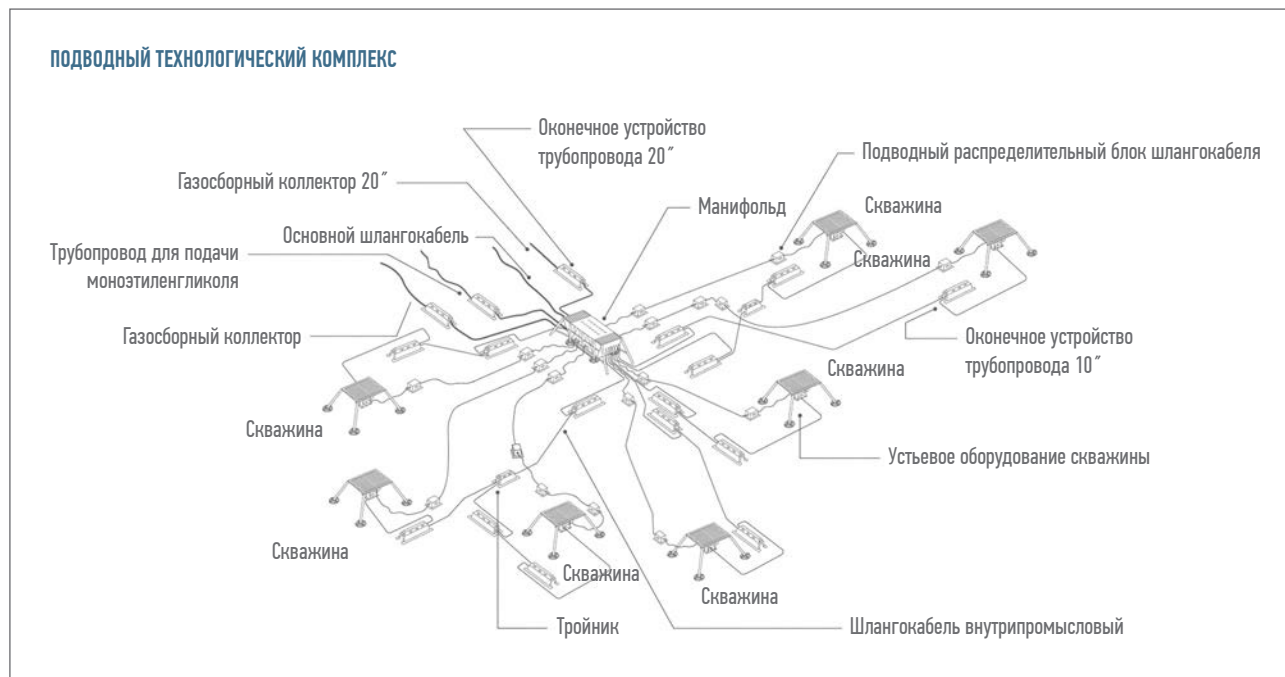


Рис. 1. Подводный добычный комплекс Киринского газоконденсатного месторождения

Киринского ГКМ, основные задачи которых заключаются в диагностике и оценке фактического технического состояния объектов обустройства Киринского ГКМ, выявлении дефектов, неисправностей, прогнозе перехода оборудования в неработоспособное состояние, определении объема и качества выполнения ремонтных работ, перечня заменяемого оборудования, направленных на безопасную эксплуатацию ПДК Киринского ГКМ [1].

Комплекс полевых работ по морским объектам ПДК Киринского ГКМ включает:

- визуальный осмотр подводных объектов на наличие утечек, повреждений, посторонних предметов, размывов грунта и наносов;
- очистку от биологических обрастаний основных управляющих механизмов, индикаторов, соединительных узлов, информационных надписей, грузоподъемных устройств;
- контроль состояния электрохимической защиты;
- гидрографическую съемку морского дна – гидролокация бокового обзора и многолучевое эхолотирование;

- сейсмоакустическое профилирование грунтов морского дна;
- определение планово-высотного положения объектов;
- трассировку линейных объектов (ЛО).

По результатам проводимых полевых работ на Киринском ГКМ выявляются следующие изменения в состоянии оборудования и трубопроводов:

- образование размывов ЛО (трубопроводов и шлангокабелей);
- нарушение лакокрасочного покрытия отдельных элементов оборудования и защитных конструкций;
- обрастание органов управления оборудования ПДК слоем морских организмов и постепенное повреждение лакокрасочного покрытия вследствие биологической коррозии;
- повышенный расход жертвенных анодов системы электрохимической защиты стальных трубных вставок от подводных фонтанных арматур эксплуатационных скважин;
- износ или некорректные показания клапанов-регуляторов подачи химических реагентов и клапанов-регуляторов подачи ингибитора гидратообразования

на подводной фонтанной арматуре эксплуатационных скважин.

Выявленные изменения допустимы в технологическом процессе, но требуют периодического мониторинга в целях обеспечения надежной работы используемого оборудования. Важно отметить, что своевременное получение информации о техническом состоянии подводного оборудования Киринского ГКМ позволяет ЭО заблаговременно планировать работы по текущему и капитальному ремонту для поддержания безопасной и безаварийной эксплуатации производственного объекта ПАО «Газпром».

Эксплуатация ЛО ПДК представляет собой совокупность различных процессов, обеспечивающих работоспособность морских трубопроводов. Для получения информации о техническом состоянии ЛО, а также своевременного обнаружения неисправностей и скорейшей их ликвидации ЭО должна систематически проводить внутритрубную диагностику объектов внешнего транспорта для оценки технического состояния трубопровода и определения его остаточного ресурса.



а)

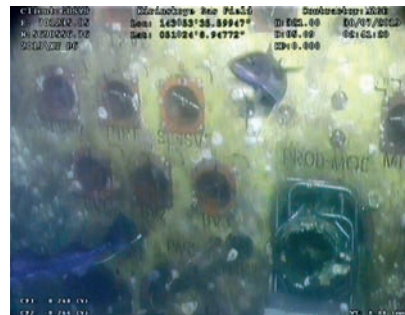


б)

Рис. 2. Результат произведенной в 2018 г. очистки подводной фонтанной арматуры: а) до; б) после



а)



б)

Рис. 3. Результат произведенной в 2019 г. очистки подводной фонтанной арматуры: а) до; б) после

БИОЛОГИЧЕСКОЕ ОБРАСТАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА КИРИНСКОГО ГКМ

Отдельно следует отметить выявленное в результате проводимых работ по ОМТС интенсивное биологическое обрастание оборудования ПДК Киринского ГКМ, которое может оказывать негативное влияние на эксплуатацию по следующим причинам:

- рост механической и гидродинамической нагрузок (увеличение общей массы подводного объекта, а также площади поверхности сооружений);
- механическое сопротивление на подвижных частях (ограничение функционирования подвижных частей вследствие биологического обрастания);
- разрушение материалов (организмы, поселяющиеся на искусственных объектах, способны проделывать отверстия и ходы в материале);
- затруднение доступа к элементам маркировки, отдельным

элементам оборудования и технологическим надписям;

- ухудшение обзора для оператора телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА) при проведении подводно-технических работ (ПТР);
- увеличение вероятности интродукции новых видов.

В целях сохранения работоспособности оборудования ПДК и обеспечения доступа к контролируемому объекту при выполнении работ по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту (ДТОиР) ЭО включила в состав мероприятий по ОМТС очистку ключевых элементов оборудования ПДК от биологического обрастания. Так, с момента ввода месторождения в эксплуатацию очистка проводилась четырежды – в 2014, 2016, 2018 и 2019 гг. (рис. 2, 3).

Стоит отметить, что на подводном оборудовании Киринского ГКМ применяются защитные покрытия с высокими антиадгезионными и олеофобными свойствами, позволяющие замедлить

динамику развития биологического обрастания.

ИСТОЩЕНИЕ ЖЕРТВЕННЫХ АНОДОВ НА ВСТАВКАХ-КОМПЕНСАТОРАХ

В ходе диагностического обследования объектов ПДК была обнаружена еще одна особенность – ускоренное истощение жертвенных анодов на вставках-компенсаторах нескольких скважин Киринского ГКМ (рис. 4, 5). Среди возможных факторов, определяющих ускоренный износ жертвенных анодов, выделяется дополнительная площадь защиты, а также воздействие течений, минерализация, продукты жизнедеятельности биоорганизмов.

Электрохимическая защита каждой вставки-компенсатора обеспечивается одним жертвенным анодом массой 18,8 кг. Электрическая связь осуществляется при помощи проводника, присоединяемого к вставке-компенсатору и каркасу протектора. Проектный срок службы жертвенных анодов должен составлять не менее 30 лет.

Предлагаемое ЭО основное техническое решение, рекомендации по которому содержатся в Р Газпром 9.2-034-2014 [2, п. 7.4, п. 9.2.1] и Р Газпром 9.0-042-2014 [3, п. 9.2.5], заключается в установке на морское дно вблизи вставки-компенсатора рамы с жертвенными анодами, электрическая связь при этом обеспечивается закреплением проводника на трубопроводе посредством струбины. Данные работы выполняются с применением ТНПА. Такая методика, не предусматривающая проведения работ с донным грунтом (отсыпки, дноуглубление и пр.), а также негативного воздействия на окружающую среду, обеспечит активную защиту вставок-компенсаторов Киринского ГКМ на весь период эксплуатации.

СВОБОДНЫЕ ПРОЛЕТЫ

В процессе эксплуатации морских трубопроводов из-за неровностей рельефа и эрозии морского дна могут возникать свободные про-

леты (провисы) – участки, на протяжении которых ЛО не контактируют с поверхностью. Длина таких участков не должна превышать допустимого диапазона величин, определяющегося на этапе проектирования. Риски повреждения в зонах провисов обусловлены как собственным весом ЛО и температурным градиентом, так и вероятностью зацепления рыболовными травами или якорями.

По результатам визуального осмотра и трассировки ЛО в рамках ОМТС морских объектов обустройства Киринского ГКМ фиксируются местоположение и протяженность свободных пролетов (провисов), участки локальных размывов, а также зоны с недостаточным заглублением ЛО, которые не оказывают влияния на технологический процесс [4] (рис. 6).

В целях обеспечения безопасной эксплуатации объектов ПДК Киринского ГКМ ЭО запланировано проведение ремонтно-восстановительных работ размывов участков ЛО. Основные технические решения для исключения свободных пролетов (провисов), согласно проектной документации, заключаются в заглублении подводных трубопроводов (ПТ), а также ликвидации подмывов засыпкой щебнем. Исходя из опыта обустройства и эксплуатации ПДК Киринского ГКМ становится очевидным, что применение ранее разрабатывавшегося грунта для обратной засыпки ПТ представляется малоэффективным, поскольку такой грунт разуплотнен и подвержен размыву, а также уносу в процессе ремонтно-восстановительных работ.

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ СЕРВИСНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Сложные природно-климатические и геолого-технологические условия региона освоения Киринского ГКМ предъявляют к оборудованию ПДК особые требования:

- высокая надежность и работоспособность в течение всего срока



а)

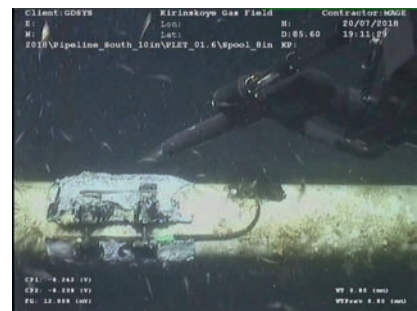


б)

Рис. 4. Анод на вставке-компенсаторе Ø219 мм скважины P5



а)



б)

Рис. 5. Анод на вставке-компенсаторе Ø219 мм скважины P6

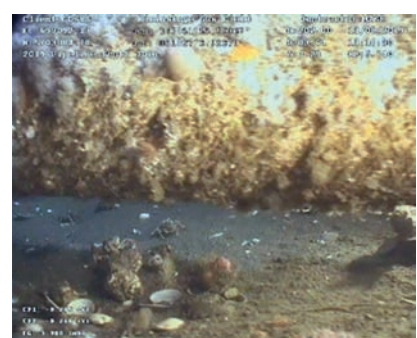
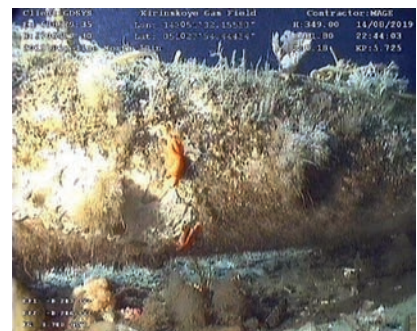
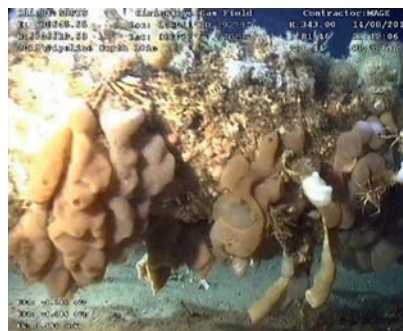


Рис. 6. Свободные пролеты трубопровода-шлейфа

разработки месторождения (проектный срок эксплуатации 30 лет);

- стойкость к воздействию агрессивной среды скважинной продукции (содержание CO_2) и технологических химических реагентов (метанол, моноэтиленгликоль), био-

логическому обрастанию, а также сейсмическим нагрузкам;

- надежная защита от внешнего негативного воздействия, например от падающих предметов и траловых нагрузок: акватория Киринского ГКМ – зона активного



Рис. 7. Специализированный сервисный инструмент для выполнения ремонта оборудования подводного добычного комплекса

рыбного промысла, поэтому все оборудование ПДК находится под металлическими защитными конструкциями, а ЛО заглублены в грунт, что обеспечивает высокую степень надежности и защищает от внешнего воздействия.

Однако опыт, полученный за период эксплуатации Киринского ГКМ, свидетельствует о возможности возникновения с определенной периодичностью тех или иных сложностей. В таких случаях приходится принимать оперативные меры по их устранению путем проведения ремонтных работ и замены вышедшего из строя оборудования. Важная составляющая при планировании мероприятий по ремонту – это обеспеченность ЭО специализированным сервисным инструментом (ССИ) и квалифицированным персоналом для проведения сложных ПТР. Весь ССИ по назначению можно разделить на три группы (рис. 7):

- для съемных элементов (модулей) оборудования ПДК, таких как штуцерный модуль, подводный модуль управления и т.д.;
- для обслуживания разборных соединений трубопроводов, замены уплотнительных колец и установки камер запуска приема поршней при проведении внутритрубной диагностики трубопроводов;
- для обслуживания сервисного комплекта на береговой базе и палубе судна.

Анализ мирового опыта по проведению ПТР на шельфовых проектах показывает, что существует два основных подхода к обеспечению шельфовых проектов ССИ:

- аренда ССИ и персонала в рамках договора на шефмонтажные услуги;
- приобретение ССИ у производителя оборудования с последующим обучением представителей ЭО.

Первый подход имеет ряд недостатков, таких как увеличение сроков проведения работ из-за дополнительных временных затрат на мобилизацию персонала и ССИ, варьирование стоимости лизинговых услуг и т.д. Приобретение ССИ, а также технической документации к инструменту позволит ЭО незамедлительно осуществлять ремонтные мероприятия, при необходимости техническое обслуживание оборудования, а также гарантировать потребителям Дальневосточного региона бесперебойную поставку углеводородов.

ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЕ SMARTTOOL

Система SmartTool – это инструмент для настройки конфигурации и технического обслуживания системы управления ПДК, в задачи которого входит настройка, загрузка программного комплекса, обеспечение работы системы и удаленной поддержки.

В сезон 2021 г. на Киринском ГКМ на подводной фонтанной арматуре скважин проводились пуско-наладочные работы на регуляторе подачи ингибитора гидратообразования и выполнялась замена регулятора подачи ингибиторов коррозии. Опыт, полученный при проведении пуско-наладочных работ на регуляторе подачи ингибиторов коррозии, свидетельствует о том, что существует необходимость в обучении специалистов ЭО работе в системе SmartTool. Подготовка собственного персонала позволит исключить риски, связанные с высокой стоимостью оказания услуг, получая при этом техническую независимость и возможность оперативного устранения неисправностей, связанных с техническим обслуживанием системы управления ПДК. Кроме этого, обучение персонала ЭО можно рассматривать как инвестиции в будущее своей компании и всего кадрового резерва инженеров России в целом.

СОЗДАНИЕ БЕРЕГОВОЙ БАЗЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОРСКИХ ОПЕРАЦИЙ

Для стабильного и безопасного освоения морских месторождений на континентальном шельфе РФ, а также для развития и совершенствования промышленной инфраструктуры необходимо создание базы обеспечения морских операций (БОМО) в Дальневосточном

регионе. К основным функциям БОМО относятся:

- организация работ по ОМТС объектов ПДК;
- подготовка технических средств, оборудования, приборов и инструмента для выполнения ПТР;
- ремонт, техническое обслуживание и испытания съемных модулей объектов ПДК;
- хранение и обслуживание оборудования и ССИ;
- хранение материально-технических ресурсов и запасных частей для технического обслуживания и текущего ремонта оборудования ПДК;
- обеспечение междуреисовой стоянки судов;
- бункеровка судов;
- проведение аварийно-восстановительных работ и т.д.

Создание собственной БОМО позволит сократить операционные затраты компании и обеспечить своевременное выполнение необходимых мероприятий, отвечающих условиям безопасной и безаварийной эксплуатации ПДК.

СОЗДАНИЕ СУДНА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ДИАГНОСТИКЕ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ОБЪЕКТОВ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА И ТЕЛЕУПРАВЛЯЕМОГО НЕОБИТАЕМОГО ПОДВОДНОГО АППАРАТА

Для обеспечения доступности специализированных судов, поддержания оборудования ПДК в работоспособном состоянии и своевременного реагирования на сигналы технического состояния оборудования ПДК необходимо создание собственного флота

для выполнения работ по ДТОиР, а также парка ТНПА. Развитие собственного специализированного флота с ТНПА будет способствовать как оперативному, так и заблаговременному выполнению необходимых ПТР в рамках обеспечения безопасной и безаварийной работы объектов ПДК.

Для осуществления круглогодичного мониторинга технического состояния объектов ПДК и мониторинга загрязнения водной среды целесообразна разработка и внедрение подводных резидентных роботизированных комплексов с автономными необитаемыми подводными аппаратами, позволяющими в режиме реального времени оперативно передавать информацию на пульт управления оператора.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

При формировании подходов к организации и методологии проведения ремонта ПТ необходимо учитывать сезонность проведения полевых работ, природно-климатические условия, глубину моря, доступность и применимость технологий и т.д. Для проведения сложных ПТР, связанных с ремонтно-восстановительными работами на ПТ, необходимо создать методологию проведения ремонта (дорожную карту), которая будет учитывать в соответствии с типом дефекта весь спектр операций от подбора судов и ССИ до проведения пусконаладочных работ с учетом:

- вероятностной оценки возникновения потенциальных дефектов и отказов для морских трубопроводов в течение проектного срока эксплуатации;

- доступных и допущенных к применению методов ремонта ПТ;
- наличия на рынке компетентных сервисных организаций, в том числе флота и средств для выполнения ПТР и возможности их привлечения в требуемые сроки;
- целесообразности разработки собственных технологий и оборудования, а также создания флота и средств для выполнения ПТР.

Развитие отечественной нормативной базы в части разработки организационных подходов и методологии ремонта ПТ позволит ЭО оперативно, согласно данной методологии, проводить ПТР на морских ЛО, реализуя допущенные к применению технические решения.

ВЫВОДЫ

В настоящее время Киринское ГКМ – единственное месторождение на российском континентальном шельфе, где добыча газа и газового конденсата ведется с использованием подводных технологий добычи в сложных природно-климатических условиях и в районах с высокой сейсмической активностью.

В процессе эксплуатации ПДК на Киринском ГКМ ЭО сталкивается с вызовами, которые требуют принятия безотлагательных решений, обеспечивающих безопасный и безаварийный режим работы оборудования. Стоит отметить, что опыт и компетенции, нарабатываемые при использовании ПДК Киринского ГКМ, предлагается применять на других перспективных месторождениях, расположенных на лицензионных участках ПАО «Газпром» в акваториях арктических и дальневосточных морей. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Тимошкин С.Ю., Маликов А.И., Евсеев А.Ю. Организация и проведение ремонтных работ на подводном добычном комплексе Киринского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2020. № S2 (802). С. 136–144.
2. Р Газпром 9.2–034–2014. Руководство по организации электрохимической защиты подводных добычных комплексов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
3. Р Газпром 9.0–042–2014. Общие требования к защите от коррозии морских объектов ОАО «Газпром» (трубопроводов, портовых сооружений, подводных добычных комплексов и морских платформ) [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
4. Новиков А.И., Греков С.В., Корниенко О.А. Подходы к планированию работ по обследованию и техническому обслуживанию объектов обустройства подводного промысла Киринского и Южно-Киринского месторождений // Газовая промышленность. 2019. № S1 (782). С. 121–130.

МОНИТОРИНГ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАДВОДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

А.В. Суетинов, ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (Южно-Сахалинск, Россия)

М.В. Титов, ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

И.А. Шевченко, ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

М.С. Кирик, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия)

Добыча природного газа на континентальном шельфе Российской Федерации с применением подводного добычного комплекса без использования стационарных платформ и иных надводных конструкций осуществляется единственным в системе ПАО «Газпром» газодобывающим предприятием – ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск». В статье рассказывается об опыте мониторинга эксплуатации Киринского газоконденсатного шельфового месторождения.

В настоящее время ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (Общество) – единственное газодобывающее предприятие в системе ПАО «Газпром», осуществляющее добычу природного газа на континентальном шельфе Российской Федерации с использованием подводного добычного комплекса (ПДК) без применения стационарных платформ и иных надводных конструкций.

Киринское газоконденсатное месторождение (ГКМ) расположено в акватории Охотского моря на территории северо-восточного шельфа в 28 км от береговой линии о-ва Сахалин и входит в состав Киринского блок-проекта «Сахалин-3». Глубина моря в пределах акватории месторождения составляет около 90 м.

Береговые и подводные объекты эксплуатации Киринского ГКМ оборудованы средствами контроля, управления и защиты. Система выстроена таким образом, что получаемые значения выходных параметров позволяют реализовывать функции круглосуточного мониторинга работоспособности всего комплекса на уровне администрации Общества. Вместе с тем мониторинг состояния расположенного под водой оборудования представляется технически сложной и дорогостоящей задачей,



эффективное решение которой позволит обеспечить безаварийную работу на протяжении всего срока эксплуатации месторождения (30 лет).

Инструментальный контроль состояния подводного оборудования осуществляется в безледовый период при помощи подводных аппаратов, а мониторинг работоспособности всех составляющих его частей – круглосуточно при помощи автоматизированной системы диспетчерского контроля.

На основе анализа работы электронных модулей и показаний контрольно-измерительных приборов в режиме реального времени диспетчерской службой выполняется сбор информации от отдельных

составляющих системы подводного комплекса. Далее с помощью автоматизированных систем ведется мониторинг состояния оборудования, в результате которого формируются информационные сообщения для оператора управления комплексом о необходимости устранения неисправности или проведения профилактических работ. С помощью автоматизированной системы, осуществляющей технический анализ и оперативный контроль текущего состояния режимов работы технологических объектов основного и вспомогательного производства, дается оценка работы всего ПДК.

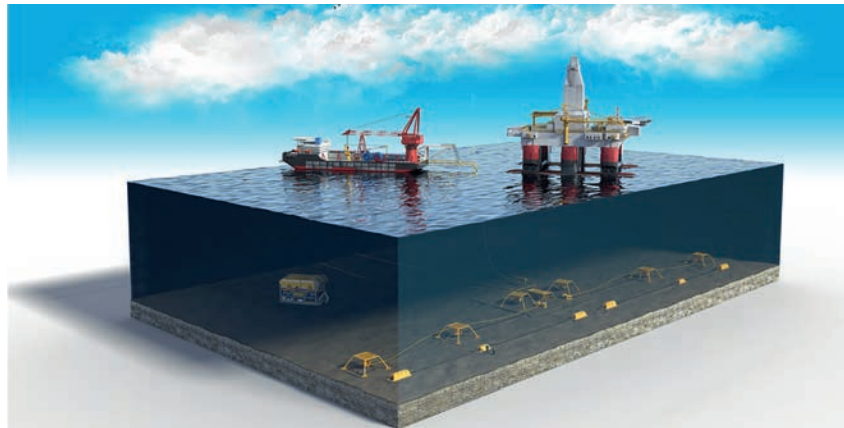
В Обществе разработаны схемы взаимодействия со всеми

находящимися на территории Сахалинской обл. специализированными аварийно-спасательными подразделениями, подготовлены соответствующие планы работы, функционируют системы связи и оповещения, организовано круглосуточное дежурство аварийно-спасательных судов.

Радиолокационная система освещения надводной обстановки позволяет в режиме реального времени контролировать акваторию непосредственно над месторождением, а при необходимости специалисты Общества могут самостоятельно или с привлечением государственных структур информировать капитанов судов об ограничениях любых видов деятельности в охранных зонах производственных объектов, расположенных на дне моря. Важно отметить, что в дополнение к вышеуказанным мероприятиям Обществом рассматриваются вопросы, связанные с контролем морской среды в районе проведения работ с применением современных спутниковых систем.

Информация, полученная с помощью космических снимков, имеет важное практическое значение при реализации проектов нефтегазовой отрасли в прибрежно-шельфовых зонах акватории морей России для осуществления контроля за отсутствием утечек и разливов углеводородного сырья, геоинформационного сервиса, оценки экологического состояния и прогноза эволюции морских экосистем в целом и пр. Применение систем спутникового мониторинга позволит существенно повысить уровень безопасности не только при ведении буровых работ, но и при повседневной эксплуатации морских объектов ПАО «Газпром» в целом.

Программа по вопросам аэрокосмических технологий в России продолжает активно совершенствоваться. Осуществленный запуск телекоммуникационного спутника «Ямал-601» и создание системы дистанционного зондирования



Надводные и подводные объекты обустройства Кириного газоконденсатного месторождения

Земли «СМОТР» послужили серьезным стимулом для развития спутниковых технологий ПАО «Газпром».

В 2021 г. по инициативе Общества в ПАО «Газпром» начала разрабатываться комплексная система безопасности на морских лицензионных участках, принадлежащих компании. Разработан регламентирующий документ, который четко определяет права и обязанности сторон при выполнении любых видов работ на морских лицензионных участках ПАО «Газпром». В нем предусматривается создание в эксплуатирующих шельфовые месторождения дочерних обществах информационно-аналитических центров (морских аналитических центров), имеющих возможность формировать базы данных по следующим направлениям:

- экологический мониторинг месторождения, компенсационные мероприятия, экологическая безопасность на всех этапах проектирования, строительно-монтажных работ, эксплуатации, при ликвидации опасных производственных объектов Общества и ПАО «Газпром»;
- мониторинг льдообразования, перемещение ледовых полей, освобождение акваторий ото льда, а также метеорологический контроль;
- централизованное управление безопасностью при проведении работ в акваториях морей, входящих в зону интересов ПАО «Газпром»;

– обеспечение эффективного планирования и управления морскими операциями при возникновении чрезвычайных ситуаций;

- геоинформационный и геосейсмический мониторинг акватории;
- мониторинг зоны выхода трубопроводов на берег (литодинамика прибрежной зоны).

Управление информационно-аналитической базой данных обеспечивает возможность сценарного прогнозирования (моделирования) ситуаций и позволит заблаговременно реализовывать мероприятия превентивного характера, тем самым минимизируя любые возникающие риски.

На данный момент в Обществе осуществляется подготовка предложений по созданию нормативной базы и формируются технические задания по внедрению систем спутникового мониторинга акватории шельфовых месторождений.

Применение современных методов разработки программного обеспечения и моделирующих комплексов во взаимодействии с единым информационным полем позволит создать эффективную систему мониторинга. Возможность сохранения информации, принимаемых решений и событий, произошедших на месторождении, станет основой накопления инженерных знаний и опыта в целях дальнейшего применения на будущих шельфовых проектах ПАО «Газпром». ■

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОРСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ГАЗПРОМ» ПО КРИТЕРИЯМ ПОДВОДНОЙ ШУМНОСТИ

УДК 504.61

В.И. Таровик, к.т.н., ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (Санкт-Петербург, Россия), v_tarovik@ksrc.ru

А.В. Лобанов, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), al.lobanov@adm.gazprom.ru

Н.В. Першин, ПАО «Газпром», n.pershin@adm.gazprom.ru

ПАО «Газпром» – активный участник морской промышленной и транспортной деятельности, сосредоточенной на многочисленных лицензионных участках нефтегазового шельфа российских морей, среди которых моря арктического шельфа отличаются особой чувствительностью к антропогенному воздействию. В то же время нарастающая интенсивность промышленного и транспортного освоения континентального шельфа РФ приводит к возрастающему влиянию на его экологическое состояние. Одно из характерных проявлений такого воздействия – техногенный подводный шум, который является видом антропогенного загрязнения морской среды. Техногенный подводный шум распространяется на большие расстояния и способен оказывать значительное негативное влияние на безопасность жизнедеятельности морских экосистем. Формирование морских нефтегазовых промышленных кластеров на шельфе российских морей требует повышенного внимания к их подводной шумности как значимому экологическому критерию. До настоящего времени техногенному подводному шуму особое внимание уделялось лишь в узких областях морской научно-технической и промышленной деятельности, в основном это касалось вопросов регламентации помех рыбопоисковым станциям, навигационного и оперативного обеспечения работы необитаемых подводных аппаратов, а также эффективной работы гидрофизического оборудования. Со временем стала очевидной необходимость более широкого подхода к данной проблематике, требующей развития в России целевых системных изысканий, в составе которых необходимо выполнение теоретических, проектных, модельных и натурных исследований основных источников техногенного подводного шума. В статье приводятся результаты первичного обобщения данных по интегральным параметрам подводной шумности основных типов объектов морской техники. Сделан вывод о необходимости регламентации параметров техногенного подводного шума как существенного экологического фактора.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЕХНОГЕННЫЙ ПОДВОДНЫЙ ШУМ, СУДНО ОФШОРНОГО ФЛОТА, МОРСКОЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЕ СООРУЖЕНИЕ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ ПОДВОДНОЙ ШУМНОСТИ, МОРСКАЯ ЛЕДОСТОЙКАЯ СТАЦИОНАРНАЯ ПЛАТФОРМА.

Основные направления промышленной деятельности ПАО «Газпром» на арктическом и дальневосточном шельфе российских морей заключаются в поиске, разведке и эффективном использовании нефтегазовых ресурсов. Экологическая безопасность этой деятельности – важнейший и обязательный критерий. До недавнего времени вопросы безопасности жизнедеятельности морских экосистем в условиях промышленного освоения

морских нефтегазовых ресурсов концентрировались в области предупреждения аварийности морской транспортировки, грузовых операций, поисково-разведочных и добычных буровых работ. Обязательное условие разработки и реализации проекта освоения каждого лицензионного нефтегазового участка заключается в морских операциях, техническом обеспечении и административных мероприятиях по ликвидации разливов нефтепродуктов.

В условиях возрастающего внимания классификационных обществ, общественных организаций и государственных органов к экологичности морской промышленной деятельности нефтегазовых компаний становятся актуальными регламентные требования, которые до недавнего времени оставались за пределами их внимания. К категории таких требований относится проблематика техногенного подводного шума объектов морской техники, который в экологиче-

ском понимании воспринимается как подводное шумовое загрязнение морской среды. За последнее десятилетие наблюдается значительное увеличение объемов информации по исследованиям в этом направлении. Авторитетные международные классификационные общества, в частности Det Norske Veritas (DNV) (Норвегия), American Bureau of Shipping (ABS) (США), Международная морская организация (IMO) и Арктический совет по Программе защиты морской среды (Protection of the Arctic Marine Environment – PAME), уделяют большое внимание проблематике техногенного подводного шума. Стало активно развиваться направление, связанное с натурными исследованиями подводной шумности морской техники, и прежде всего морских транспортных судов и промышленных сооружений. Можно утверждать, что в ближайшие годы процесс натурных гидроакустических измерений, накопления и систематизации информации будет продолжаться. Уже сегодня можно говорить о широком распространении международных стандартов по регламентации техногенного подводного шума [1–5]. Примером их реализации для морского транспортного флота может служить танкер ONEX Pease типа Aframax (Республика Корея) постройки 2021 г., дедвейтом 115 000 т, проектирование и строительство которого выполнялось по требованиям стандартов подводной шумности DNV Silent – E [1]. В рекламных материалах к этому судну отмечается, что при заходе танкера в порты Канады его портовые сборы будут значительно меньшими по сравнению с судами аналогичного дедвейта. В данном случае со всей очевидностью проявляется связь улучшенных экологических качеств судна с дополнительными конкурентными преимуществами.

Широкое распространение международных стандартов и их практическое применение на примере танкера ONEX Pease

показывает необходимость развития в интересах ПАО «Газпром» научно-технического направления, обеспечивающего регламентацию подводной шумности морской техники на основании российской нормативно-правовой базы. С одной стороны, это позволит учесть особенности при разработке и применении измерительных технологий, адекватных условиям российского арктического и дальневосточного шельфа. С другой стороны, разработка российских стандартов создаст условия для конкурентного противодействия иностранным морским буровым технологиям, а также для обеспечения локализации производства российской морской техники.

ТЕХНОГЕННЫЙ ПОДВОДНЫЙ ШУМ КАК ФАКТОР ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ИНСТРУМЕНТ КОНКУРЕНТНОГО ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ

Техническая деятельность на морском шельфе одной из крупнейших мировых энергетических компаний, ПАО «Газпром», и ее дочерних предприятий связана с поисково-разведочным и добычным бурением, промышленной добычей и переработкой пластовой продукции. Транспортировка товарной нефти производится морским транспортом, а товарного газа – по подводным трубопроводам. Поставки на мировой рынок сжиженного природного газа, добытого и переработанного на континенте, выполняются газозавозами-танкерами с перевалкой в специализированных портах. Такая масштабная деятельность связана с использованием широкой номенклатуры морской техники, являющейся по определению источником техногенного подводного шума, где важным экологическим критерием служит подводное шумовое загрязнение.

Морская промышленная и транспортная деятельность ПАО «Газпром» развивается по двум основным организационным направлениям. Первое –

это создание и использование собственных технических средств освоения шельфовых месторождений и транспортировки товарной продукции, второе – привлечение таковых с мирового рынка. Следовательно, гипотетически можно спрогнозировать ситуацию, когда на принятие решения об эксплуатации собственного или иностранного морского технического и транспортного средства может оказать влияние его экологический статус. В данном случае – соответствие или несоответствие действующим стандартам по подводной шумности. В условиях растущих требований к экологическому состоянию морской техники происходит интенсификация научно-исследовательских работ, развиваются направления по регламентации, сертификации и систематизации данных о фактических шумовых характеристиках. Поэтому актуальным становится видение техногенного подводного шума не только как экологически значимого критерия, но и как инструмента конкурентной борьбы. На фоне нарастающего санкционного давления на российские промышленные компании как средства внеэкономической конкуренции использование экологических факторов представляется дополнительным и очень эффективным медийным инструментом. Можно представить себе ситуацию, когда через средства массовой информации блокируется крупный промышленный проект под предлогом отсутствия данных об экологической безопасности по критериям подводной шумности.

Для того чтобы обеспечить дополнительную аргументацию при оценках экологической и конкурентной безопасности морской техники, ПАО «Газпром» целесообразно принять участие в создании российской нормативно-правовой базы, благодаря использованию которой могут быть развернуты системные исследования техногенного подводного

шума в нефтегазовых акваториях промышленного и транспортного освоения. Тогда полученные по российским методикам с помощью собственных технических средств количественные характеристики подводной шумности морской техники могут быть применены в качестве эффективных аргументов при обосновании экологической безопасности используемой ПАО «Газпром» морской техники.

ОЦЕНКА ПОДВОДНОЙ ШУМНОСТИ ОСНОВНЫХ ОБЪЕКТОВ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ

При промышленном освоении морских нефтегазовых месторождений ПАО «Газпром» используются различные объекты морской техники, основные из которых представлены поисково-разведочными морскими буровыми установками и добычными нефтегазовыми платформами, объединенными общим термином «морские нефтегазопромысловые сооружения» (МНГС). Большое влияние на параметры подводной шумности оказывают также работающие в окрестности МНГС транспортные и вспомогательные суда. Подводная шумность морской техники, используемая при разработке нефтегазовых месторождений, достаточно широко анализируется во многих источниках информации. Так, например, аналитическая оценка этой информации содержится в [6, 7], где опубликованы данные о приведенных уровнях подводного шума используемых или перспективных для использования иностранных аналогов. Соответственно, на лицензионных участках ПАО «Газпром» для МНГС прогнозируются приведенные уровни подводного шума, продемонстрированные в табл. 1.

Качественная оценка на основании данных о технических параметрах и оборудовании МНГС позволит устанавливать основные физические источники техногенного подводного шума:

- главную энергетическую установку;

- двигатели на режимах транспортировки и динамического позиционирования;

- виброактивное буровое, технологическое и промышленное оборудование;

- вращательное движение корпуса платформы судового типа на турельном устройстве;

- вибрации корпусных и опорных конструкций;

- якорно-швартовные системы удержания;

- торошение ледяных образований при обтекании опорных конструкций;

- вибрации буровой колонны и райзеров;

- высоконапорное движение пластовых жидкостей в буровом и добычных райзерах;

- подводное устьевое оборудование;

- суда снабжения, дежурные спасательные суда, ледоколы управления ледовой обстановкой и суда ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов;

- транспортные суда и перегрузочное оборудование.

В [8] достаточно подробно изложены результаты исследований подводной шумности бурового судна Stena Forth (Великобритания). Из спектральных характеристик подводного шума видно, что даже на дистанции 38 км его подводный шум отчетливо проявляется на фоне шумов моря естественного происхождения и превышает их на 5–8 дБ в частотном диапазоне ~ 100–1000 Гц.

В процессе разработки морских месторождений при постановке МНГС и обеспечении их работы применяются транспортные, технологические и специальные суда различных типов. Для оценки их подводной шумности может быть использована доступная информация из зарубежных источников [7]. Соответственно, может быть сделан прогноз приведенных уровней подводного шума транспортных судов и судов вспомогательного флота, работающих в акваториях мор-

ских нефтегазовых промыслов ПАО «Газпром».

Основные источники подводного шума транспортных и вспомогательных судов:

- главная энергетическая установка;

- виброактивное судовое оборудование: насосы, компрессоры, вентиляция, трубопроводы и пр.;

- двигатели, рулевая система;

- взаимодействие с натекающим ледовым потоком;

- технологическое специальное оборудование;

- палубное грузовое и трюмное оборудование.

Показанные в табл. 1, 2 приведенные уровни подводного шума представляют собой определенную идеализацию интегральной подводной шумности, пересчитанную к дистанции 1 м от данных, полученных при измерениях техногенного подводного шума на реальной дистанции.

МОРСКАЯ ЛЕДОСТОЙКАЯ СТАЦИОНАРНАЯ ПЛАТФОРМА «ПРИРАЗЛОМНАЯ» КАК ИСТОЧНИК ТЕХНОГЕННОГО ПОДВОДНОГО ШУМА

Приразломное нефтяное месторождение представляет собой крупный промышленный кластер, находящийся в управлении ПАО «Газпром нефть», промышленным центром которого является уникальная добычная морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная». В его состав, помимо самой платформы, входят транспортные и вспомогательные суда различного назначения. Основные факторы, определяющие подводный шум судна, – это главные размерения, водоизмещение, мощность главной энергетической установки и импульсивного комплекса, тип и режим работы двигателей. Очевидно, что энергетическая вооруженность судна может служить косвенным показателем его подводной шумности. В табл. 3 приведены основные технические параметры судов, работающих в составе морского

нефтегазового промышленного кластера МЛСП «Приразломная».

Сопоставление данных по шумности морской техники (табл. 1, 2) и основных параметров судов (табл. 3) дает основания полагать, что в акустическом понимании МЛСП «Приразломная» представляет собой распределенный в пространстве нестационарный во времени источник техногенного подводного шума с особенностями пространственного распределения акустической энергии. Учитывая географическое расположение МЛСП «Приразломная», относительно мелководье акватории, ее большую насыщенность транспортными и офшорными судами, постоянный дрейф ледовых полей и их торошение, можно предположить сложную картину распространения техногенного подводного шума от этого промышленного кластера.

Как источник подводного шума МЛСП «Приразломная» может рассматриваться с нескольких точек зрения. На этапе процесса добычи, переработки пластовой продукции и накопления товарных нефтепродуктов платформа представляет собой морское промышленное предприятие. Этап отгрузки товарной продукции связан с маневрированием и швартовными операциями транспортных и вспомогательных судов, а также рядом специальных грузовых операций, имеющих особое проявление в подводном шуме. Так, отгрузка нефти производится на челночные танкеры «Кирилл Лавров» и «Михаил Ульянов», а циклический график грузовых операций построен таким образом, что танкеры постоянно заменяют друг друга на грузовом терминале. Длительность погрузки одного танкера составляет 5–7 сут, во время которых он удерживается относительно платформы на швартовном канате. Для обеспечения безопасного позиционирования танкера используется система динамического позиционирования с соответствующими режимами постоянной работы азимутальных

Таблица 1. Прогноз приведенных уровней подводного шума морских нефтегазопромысловых сооружений, перспективных для использования на лицензионных участках ПАО «Газпром»

Тип морского нефтегазопромыслового сооружения	Прогноз приведенного среднеквадратичного уровня подводного шума, дБ (отн. 1 мкПа/1 м)
Полупогружные плавучие буровые установки, тип «Полярная звезда»	170–190
Самоподъемные плавучие буровые установки, тип «Арктическая»	190–195
Арктические буровые суда, концептуальный проект БС035*	184–193
Морские ледостойкие стационарные платформы, тип «Беркут»	160–167
Перспективная морская ледостойкая технологическая платформа Штокмановского газоконденсатного месторождения	182–185

* Разработка ФГУП «Крыловский государственный научный центр» в рамках Федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники на 2009–2016 годы».

Таблица 2. Прогноз приведенных уровней подводного шума транспортных и вспомогательных судов, перспективных для использования на лицензионных участках ПАО «Газпром»

Тип судна	Прогноз приведенного среднеквадратичного уровня подводного шума, дБ (отн. 1 мкПа/1 м)
Трубоукладчики	183–192
Суда снабжения	185–188
Земснаряды	183–185
Грунтоукладчики	181–184
Танкеры (скорость 10–15 узлов)	181–185
Контейнеровозы (скорость 21–22 узла)	184–188
Балкеры (скорость 8–9 узлов)	180–187

движителей, создающих подводный шум высокой интенсивности. На завершающем этапе грузовых операций выполняются морские мероприятия по обеспечению безопасного отхода загруженного танкера.

На всех перечисленных этапах формируется техногенный подводный шум со сложной пространственно-временной структурой. Понятно, что подобная сложная акустическая картина создается и в акваториях расположения других плавучих буровых установок и добычных платформ. Вероятно, в связи с тем, что натурное определение акустических характеристик

таких нефтегазовых морских промышленных кластеров представляется довольно сложной задачей, опубликованные на сегодняшний день международные стандарты подводной шумности ограничиваются пока требованиями к судам различного типа. Эти требования расширяют свое практическое применение, упомянутое выше в отношении танкера ONEX Pease. Можно полагать, что и в отношении морских нефтегазопромысловых сооружений в недалеком будущем начнут появляться аналогичные стандарты. Это ставит перед российскими участниками морской промышленной и транспортной

Таблица 3. Основные офшорные и транспортные суда, постоянно обеспечивающие эксплуатацию морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная»

Название	Функциональные характеристики	Эксплуатационные характеристики
СКФ «Сахалин» IMO 9307724 [9]	Офшорное судно снабжения с функцией аварийно-спасательного и ликвидации разливов нефтепродуктов	Водоизмещение – 9980 т Дедвейт – 4298 т Размерения – 99,94/21,20/11,00 м Мощность ГЭУ – 17 400 кВт Мощность на движителях – 13 000 кВт Мощность ПУ (нос) – 2200 кВт
«Алеут» IMO 9720720 [10]	Офшорное судно снабжения с функцией аварийно-спасательного и ликвидации разливов нефтепродуктов, постановщик якорей	Водоизмещение – 9970 т Дедвейт – 2870 т Размерения – 86,70/19,50/9,00 м Мощность ГЭУ – 12 000 кВт Мощность на движителях – 11 000 кВт Мощность ПУ (нос) – 4000 кВт
«Саян Поларис» IMO 9755086 [11]	Офшорное судно снабжения с функцией аварийно-спасательного, ликвидации разливов нефтепродуктов и плавучей гостиницы	Дедвейт – 5895 т Размерения – 89,10/22,00/9,00 м Мощность ГЭУ – 8610 кВт Мощность на движителях – 6200 кВт Мощность ПУ (нос) – 4200 кВт
«Саян Принцесс» IMO 9651852 [12]	Офшорное судно снабжения с функцией противопожарного	Дедвейт – 3548 т Размерения – 78,60/17,60/7,70 м Мощность ГЭУ – 6400 кВт Мощность на движителях – 3200 кВт Мощность ПУ (нос) – 1793 кВт
«Балтика» IMO 9649237 [13]	Аварийно-спасательное судно	Дедвейт – 1150 т Размерения – 76,4/20,5/9,00 м Мощность ГЭУ – 9000 кВт Мощность на движителях – 7500 кВт
«Михаил Ульянов» IMO 9333670 [14]	Танкер	Водоизмещение – 102 000 т Дедвейт – 69 830 т Размерения – 260,0/34,0/20,8 м Мощность ГЭУ – 26 100 кВт Мощность на движителях – 17 000 кВт
«Кирилл Лавров» IMO 9333682 [15]	Танкер	Водоизмещение – 102 000 т Дедвейт – 70 053 т Размерения – 257,7/34,0/20,8 м Мощность ГЭУ – 24 260 кВт Мощность на движителях – 17 000 кВт

деятельности задачи разработки собственной нормативно-правовой базы, создаваемой на основании натурной информации о реальных параметрах техногенного подводного шума действующих объектов.

МОРСКАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПАО «ГАЗПРОМ» И ТЕХНОГЕННЫЙ ПОДВОДНЫЙ ШУМ

В своей морской промышленной деятельности ПАО «Газпром» обеспечивает необходимый уровень безопасности экосистем в акваториях лицензионных нефтегазовых месторождений.

В [16, 17] отражена политика, обязательства и деятельность ком-

пании в природоохранной области. В частности, экологическая политика ПАО «Газпром» включает обязательства:

- гарантии соблюдения экологических норм и требований, установленных законодательством РФ, международными правовыми актами в области охраны окружающей среды;
- обеспечения снижения негативного воздействия на окружающую среду, ресурсосбережения, принятия всех возможных мер по сохранению климата, биоразнообразия и компенсации возможного ущерба окружающей среде;
- осуществления предупреждающих мероприятий по недо-

пущению негативного воздействия на окружающую среду;

- гарантии соблюдения норм и требований по обеспечению экологической безопасности при освоении месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе и в Арктической зоне РФ.

Для выполнения перечисленных обязательств, а также многочисленных нормативов и требований экологического характера ПАО «Газпром» участвует в деятельности международных и российских природоохранных организаций, а на период 2020–2022 гг. в состав основных корпоративных экологических целей ПАО «Газпром» включены мероприятия по снижению:

– выбросов парниковых газов при транспортировке природного газа;

– выбросов оксидов азота в атмосферу при транспортировке природного газа;

– сверхнормативного сброса загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты;

– доли отходов, направляемых на захоронение.

Рост текущих затрат ПАО «Газпром» на достижение этих целей составил 15,42 млрд руб., а в 2020 г. – 18,30 млрд руб. При этом на защиту окружающей среды от шумового, вибрационного и других видов физического воздействия, обеспечения радиационной безопасности, научно-исследовательскую деятельность и разработки в этой области и пр. в 2020 г. было израсходовано 1,74 млрд. руб.

Как отмечено выше, до недавнего времени техногенный подводный шум не рассматривался в РФ как значимый, требующий

специального контроля фактор экологической безопасности морских экосистем. Однако развивающаяся международная нормативная база и стандартизация подводной шумности гражданской морской техники ставит перед лидирующей отечественной нефтегазовой компанией ПАО «Газпром» задачи по расширению ее экологической активности в этой области морской промышленной деятельности. Первыми шагами в данном направлении может считаться постановка натурных исследований подводной шумности основных типов морских нефтегазопромысловых сооружений, а также судов транспортного и вспомогательного флота.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье приводятся результаты выполненных оценок значимости техногенного подводного шума как специфического критерия экологической безопасности морской

промышленной и транспортной деятельности. Эти критерии уже сегодня формулируются международными классификационными обществами в форме стандартов подводной шумности морской техники. Для того чтобы обеспечить эффективное и безопасное освоение нефтегазовых ресурсов шельфа российских морей, и в особенности морей арктического и дальневосточного шельфа, необходимо развертывание системных исследований в этом направлении. Их результаты, в частности, позволят получить и использовать собственные реальные аргументы в вопросах конкурентного противодействия иностранным компаниям по критериям подводной шумности объектов морской техники.

Работа выполнена в процессе создания системных требований к экологической безопасности морской промышленной и транспортной деятельности ПАО «Газпром». ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Rules for classification. Ships. Pt. 6. Additional class notations. Chap. 7. Environmental protection and pollution control // DNV GL: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rules.dnv.com/docs/pdf/DNV/RU-SHIP/2017-07/DNVGL-RU-SHIP-Pt6Ch7.pdf> (дата обращения: 15.05.2022).
2. ISO 17208-1:2016. Underwater acoustics – Quantities and procedures for description and measurement of underwater sound from ships – Pt. 1: Requirements for precision measurements in deep water used for comparison purposes [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.iso.org/standard/62408.html> (дата обращения: 15.05.2022).
3. ISO 17208-2:2019. Underwater acoustics – Quantities and procedures for description and measurement of underwater sound from ships – Pt. 2: Determination of source levels from deep water measurements [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.iso.org/standard/62409.html> (дата обращения: 15.05.2022).
4. Underwater noise and external airborne noise: Guide for the classification notation // American Bureau of Shipping: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www2.eagle.org/content/dam/eagle/rules-and-guides/current/other/295-guide-classification-notation-underwater-noise-and-external-airborne-noise-2021/urn-airn-guide-may21.pdf> (дата обращения: 15.05.2022).
5. Van der Graaf A.J., Ainslie M.A., André M., et al. European Marine Strategy Framework Directive – Good Environmental Status (MSFD GES): Report of the technical subgroup on underwater noise and other forms of energy [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ec.europa.eu/environment/marine/pdf/MSFD_reportTS6_Noise.pdf (дата обращения: 15.05.2022).
6. Таровик В.И. Постановка задачи о техногенном подводном шуме как факторе государственной морской промышленной и транспортной политики // Труды Крыловского государственного научного центра. 2021. Т. 3, № 397. С. 115–126. DOI: 10.24937/2542-2324-2021-3-397-115-126.
7. Таровик В.И., Савченко О.В., Кутаева Н.Г. Техногенный подводный шум как фактор экологической безопасности морской транспортной и промышленной деятельности в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2022. Т. 12, № 1. С. 99–110. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-1-99-110.
8. Kyhn L.A., Tougaard J., Sveegaard S. Underwater noise from the drillship Stena Forth in Disko West, Baffin Bay, Greenland: Technical report No. 838. Aarhus, Denmark: National Environmental Research Institute, Aarhus University, 2011. 30 p.
9. SCF Sakhalin // ПАО «Совкомфлот»: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.scfgroups.ru/fleet/fleetlist/item278.html> (дата обращения: 15.05.2022).
10. Havyard 843 Ice // Havyard Group ASA: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.havyard.com/brands--solutions/havyard-design--solutions/havyard-843-ice/> (дата обращения: 15.05.2022).
11. SAYAN Polaris – VS 4530 MPSV – SPS 60 // Sevnor Limited: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sevnor.com/wp-content/uploads/2018/07/Full-Specifications-Sayan-Polaris-SPS-60.pdf> (дата обращения: 15.05.2022).
12. SAYAN Princess – Havyard 832 CD PSV // Sevnor Limited: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sevnor.com/wp-content/uploads/2018/07/Full-Specifications-Sayan-Princess-1.pdf> (дата обращения: 15.05.2022).
13. Аварийно-спасательное судно «Балтика» // Морская спасательная служба: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://morspas.com/flot/mnogofunkcionalnye-suda/baltika> (дата обращения: 15.05.2022).
14. Mikhail Ulyanov // ПАО «Совкомфлот»: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.scfgroups.ru/fleet/fleetlist/item147.html> (дата обращения: 15.05.2022).
15. Kirill Lavrov // ПАО «Совкомфлот»: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.scfgroups.ru/fleet/fleetlist/item148.html> (дата обращения: 15.05.2022).
16. Постановление Правления ОАО «Газпром» от 25.05.2015 № 21 «Об утверждении Экологической политики ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mrgkchr.ru/content/documents/file/3b5560807a58edd36f004208d16d2a86.pdf> (дата обращения: 15.05.2022).
17. Масштаб развития. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2020 год // ПАО «Газпром»: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-environmental-report-2020-ru.pdf> (дата обращения: 15.05.2022).

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УКРЕПЛЕНИЯ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОБСКОЙ И ТАЗОВСКОЙ ГУБ

УДК 692.115

Д.В. Ильченко, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),
D.V.Ilchenko@adm.gazprom.ru

С.И. Голубин, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия),
S_Golubin@vniigaz.gazprom.ru

К.Н. Савельев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», K_Saveliev@vniigaz.gazprom.ru

Н.А. Дмитриенко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», N_Dmitrienko@vniigaz.gazprom.ru

Освоение месторождений в мелководной акватории Карского моря арктического континентального шельфа РФ сопряжено с решением комплекса технико-технологических и экологических задач и предполагает использование сложного уникального добычного оборудования, техники и технологий строительства. Высокие требования к надежности объектов обустройства морских нефтегазовых промыслов и минимизация сроков проведения морских строительно-монтажных работ предопределяют необходимость применения передовых технологий в области укрепления грунтов. Данные технологии позволяют выполнить качественную инженерную подготовку грунтового основания, служащую залогом эксплуатационной надежности морского нефтегазопромыслового сооружения.

В статье проанализированы подходы к выбору морского нефтегазопромыслового сооружения с учетом ледовой обстановки, глубины моря, инженерно-геологических и геоэкологических условий акваторий Обской и Тазовской губ. Рассмотрены различные типы данных сооружений для обустройства морских газовых и газоконденсатных месторождений региона. Показана перспективность инженерной подготовки оснований морских нефтегазопромысловых сооружений с использованием геохимических методов укрепления грунтов. За счет применения активных минеральных добавок совместно с цементирующими веществами при геохимическом укреплении грунтов с низкой несущей способностью появляется возможность за 1–2 мес. добиться прочностных характеристик грунта, которые при применении только цементирующих веществ достигаются за 1 год. Использование данной технологии при планировании работ по обустройству месторождений Обской и Тазовской губ может обеспечить существенный потенциал для ускорения сроков строительства, оптимизации графика работ, уменьшения капитальных затрат на обустройство и, как следствие, повышения экономической эффективности реализации шельфовых проектов в регионе.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОБСКАЯ ГУБА, МОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СЛАБЫЙ ГРУНТ, ИСКУССТВЕННЫЙ ОСТРОВ, СТАЦИОНАРНАЯ ПЛАТФОРМА, УКРЕПЛЕНИЕ ГРУНТОВ, ГЛУБИННОЕ ПЕРЕМЕШИВАНИЕ, СИНТЕТИЧЕСКИЙ ЦЕОЛИТ.

В результате проведения геолого-разведочных работ, выполненных ПАО «Газпром» в акватории Обской и Тазовской губ, было открыто 5 газовых (Каменномысское-море, Обское, Семаковское, Антипаутинское и Тота-Яхинское) и 2 газоконденсатных месторождения (Северо-Каменномысское и Чугорьяхинское) [1]. Их освоение

сопряжено с решением комплекса сложных технико-технологических и экологических задач. В сочетании с суровыми природно-климатическими условиями, мелководностью акваторий и тяжелой ледовой обстановкой основным фактором, влияющим на выбор технологии освоения месторождений Обской и Тазовской губ, является наличие

в верхней части разреза грунтов с низкой несущей способностью.

ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО СООРУЖЕНИЯ

При определении оптимального типа морского нефтегазопромыслового сооружения (МНГС) для обустройства месторождений

D.V. Ilchenko, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), D.V.Ilchenko@adm.gazprom.ru

S.I. Golubin, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia), S_Golubin@vniigaz.gazprom.ru

K.N. Savelyev, Gazprom VNIIGAZ LLC, K_Saveliev@vniigaz.gazprom.ru

N.A. Dmitrienko, Gazprom VNIIGAZ LLC, N_Dmitrienko@vniigaz.gazprom.ru

Prospects of using chemical soil stabilization methods when constructing offshore oil and gas field structures in the Gulf of Ob and Taz Estuary

Field development in shallow waters of the Kara Sea in the Arctic continental shelf of the Russian Federation is associated with addressing a set of technical, technological, and environmental tasks and implies using sophisticated and unique production equipment, machinery, and construction technologies. The high requirements for the reliability of offshore petroleum field development facilities and the minimized timelines for the offshore construction and assembly point to the need for using advanced technologies in soil stabilization. These technologies allow for a quality ground preparation, which ensures the operational reliability of an offshore oil or gas field structure. The article analyzes the approaches to selecting an offshore oil or gas field structure, considering the ice conditions, sea depth, and geotechnical and permafrost conditions in the waters of the Gulf of Ob and Taz Estuary. Various types of these structures are considered for offshore gas and gas-condensate field development in the region. The article also shows the prospects of ground preparation for offshore oil and gas field structures via chemical soil stabilization. The soil strength characteristics achieved in 1 year with cementing agents only can be reached in 1–2 months by the joint application of mineral conditioners and cementing agents for chemical stabilization of soils with low bearing capacity. Using the technology in field development planning in the Gulf of Ob and Taz Estuary has a significant potential to reduce the construction timeline, optimize the work schedule, reduce the capital expenditure for the development, and thus improve the cost-effectiveness of the offshore projects in the region.

KEYWORDS: GULF OF OB, OFFSHORE FIELD, SOFT SOIL, ARTIFICIAL ISLAND, FIXED PLATFORM, SOIL STABILIZATION, DEEP MIXING, SYNTHETIC ZEOLITE.

углеводородов в акватории Обской и Тазовской губ учитывается ряд ограничений, основное из которых – тяжелая ледовая обстановка.

Ледяной покров упомянутых акваторий в период ледостава формируется как из ровного, так и из деформированного льда, который представлен грядами торосов, стамухами и навалами. Длительность межледового периода составляет в среднем 60–80 сут. С учетом такого непродолжительного периода навигации в районе Обской губы строительство и обустройство скважин, обеспечение темпа ввода их в эксплуатацию и возможности круглогодичного доступа обуславливают целесообразность надводного обустройства с применением стационарных МНГС, позволяющих вне зависимости от времени года осуществлять бурение и эксплуатацию скважин, а также подготовку и отгрузку добываемых углеводородов.

Другой фактор: глубина воды в точке установки МНГС влияет на выбор концепции обустройства арктических месторождений и определяет границы применимости стационарных МНГС.

Для условий Обской и Тазовской губ наиболее подходящими считаются ледостойкие стационарные платформы (ЛСП) и искусственные острова (ИО).

Активное строительство ИО для обеспечения разведочного, а затем и эксплуатационного бурения стартовало в 1970–х гг. с началом освоения месторождений углеводородов в мелководном районе моря Бофорта – дельты р. Маккензи (Аляска) (ИО Immerk, Arnak, Netserk, Pullen, Endicott и др.). При формировании ИО могут широко применяться местные строительные материалы, что делает обустройство таких МНГС на первый взгляд более экономичным в сравнении с использованием ЛСП.

Вместе с тем для строительства ИО требуются грунты надлежащего качества. Для условий Ямальского региона и Гыданского п-ова доступным общераспространенным полезным ископаемым, из которого возможно осуществлять строительство различных земляных сооружений, служат песчаные грунты. Опыт освоения Бованенковского и Ямбургского месторождений показал, что за-

пасы, пригодные для строительства, весьма ограничены. И даже используемый песок зачастую мелкий, с большим содержанием пылевой и глинистой фракции, плохо уплотняющийся ввиду проявления тиксотропных свойств, подверженный эрозии и морозному пучению. Этот факт разительно отличает условия строительства в акватории Обской и Тазовской губ от побережья Аляски с практически неограниченными запасами природной песчано-гравийной смеси – грунтового материала с превосходными строительными свойствами, из которого строилось подавляющее большинство ИО в море Бофорта [2].

С другой стороны, возведение ИО представляется оправданным с точки зрения организации буровых работ, поскольку в этом случае бурение эксплуатационных скважин можно осуществлять с помощью стандартной установки, технологического и вспомогательного оборудования, применяемых при бурении скважин на суше.

Помимо повышенной техногенной нагрузки на акваторию в процессе строительства опыт эксплуатации



Рис. 1. Общий вид стальной опорной части ледостойкой стационарной платформы для обустройства Северо-Каменномысского месторождения в акватории Обской губы (концепция, предложенная АО «ЦКБ «Коралл»)
Fig. 1. The general arrangement of the steel substructure for the offshore ice-resistant fixed platform for the development of the Severo-Kamennomysskoye field in the Gulf of Ob waters (the concept proposed by Coral CDO JSC [AO "CKB "Korall"])

а) а)



б) б)



Рис. 2. Общий вид опорной части ледостойкой стационарной платформы из монолитного железобетона для обустройства Северо-Каменномысского месторождения в акватории Обской губы (концепция, предложенная АО «ЦКБ «Коралл»): а) с вертикальными бортами; б) с наклонными бортами
Fig. 2. The general arrangement of the substructure made of in-situ reinforced concrete for the offshore ice-resistant fixed platform for the development of the Severo-Kamennomysskoye field in the Gulf of Ob waters (the concept proposed by Coral CDO JSC): а) with vertical sides; б) with sloped sides

ИО в мелководных районах моря Бофорта и дельты р. Маккензи показал, что главный недостаток ИО всех типов – это сложность обеспечения защиты откосов от волновой и ледовой эрозии. Также к существенным недостаткам следует отнести низкие темпы ведения строительно-монтажных работ в условиях открытого моря, не обеспечивающие выполнение в один навигационный сезон, и в связи с этим возникновение опасности разрушения недостроенного ИО под действием льдов.

В сравнении с ИО важным преимуществом ЛСП можно назвать минимизацию строительно-монтажных работ на акватории. На точку установки платформа приходит в полной заводской готовности, что значительно сокращает затраты на строительство и пусконаладочные работы в море с учетом короткого навигационного периода. Воздействие на окружающую среду при установке ЛСП незначительно. При этом опорная часть (ОЧ) платформы может быть выполнена как из стали, так и из монолитного железобетона (МЖ).

Стальная ОЧ представляет собой водоизмещающую конструкцию прямоугольного понтона со скошенными углами в носовой и кормовой части, наклонной наружной стенкой по периметру

(для снижения ледовых нагрузок) и направляющими для установки свай. Пространственная жесткость и общая устойчивость конструкций ОЧ обеспечивается совокупностью стенок и горизонтальных палуб и соответствующей конструкцией узлов соединения элементов стенок с несущими связями палуб. Размеры элементов выбираются исходя из воспринимаемой ими нагрузки, пролета и условий работы. Металлоконструкции ОЧ выполняются сварными (рис. 1).

В отличие от стальных ЛСП, ОЧ из МЖ представляет собой прямоугольную конструкцию с балластными отсеками для заполнения твердым балластом (песком) и соответствует сооружениям гравитационного типа, т. к. устойчивость обеспечивается ее собственной массой (рис. 2).

Следует отметить, что к применению полнофункциональных платформ с ОЧ из МЖ для обустройства газовых и газоконденсатных месторождений в акватории Обской и Тазовской губ необходимо относиться достаточно критически по ряду факторов.

Во-первых, это связано с тем, что, несмотря на техническую возможность строительства таких сооружений на верфях и производственных площадках РФ, доставка ЛСП с ОЧ из МЖ и ее установка

на точку сопряжены с рядом ограничений ввиду мелководности рассматриваемых акваторий.

Фарватер от устья Обской губы до мест установки ЛСП имеет гарантированную глубину не более 12,5 м на протяжении около 400 км. Учитывая, что в соответствии с требованиями безопасности морских операций необходимо обеспечение клиренса (запаса глубины) МНГС не менее 1,5 м, для проводки буксирным порядком ЛСП с ОЧ из МЖ потребуются выполнение колоссального объема дноуглубительных работ. Это связано с тем, что рассматриваемые платформы с размерами, обеспечивающими достаточную площадь верхней палубы для размещения оборудования, и необходимым клиренсом имеют массу в 3,5–4 раза больше, чем масса платформы с ОЧ из стали, и, соответственно, осадку более 12 м. Очевидно, что такой объем дноуглубительных работ, вместе с обязательными компенсационными выплатами для возмещения сопутствующего вреда, причиненного водным биологическим ресурсам, отразится на суммарных капитальных затратах по объекту.

Во-вторых, в РФ на данный момент отсутствуют свободные производственные площадки, способные осуществить строительство ОЧ ЛСП из МЖ. Так, Центр строительства

крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) ПАО «НОВАТЭК», находящийся в мкр-не Абрам-Мыс г. Мурманска, загружен собственной производственной программой (строительством пяти оснований гравитационного типа для проекта «Арктик СПГ 2») [3], а находящаяся неподалеку площадка ООО «РусГазШельф» требует масштабной реконструкции (расширение, дноуглубление, строительство производственных технологических линий и т.п.).

Следует отметить, что ЛСП со стальной ОЧ более технологична, имеет меньшую осадку при том же клиренсе и потому лишена недостатков ЛСП с ОЧ из МЖ. Однако в ходе реализации инвестиционного проекта «Обустройство месторождения Каменномысское-море» на первых этапах были выявлены некоторые организационно-технические сложности (которые в настоящее время решены или успешно решаются) со строительством ЛСП с ОЧ из стали:

- малая площадь ЛСП по сравнению с ИО, плотность компоновки элементов верхнего строения делают невозможным использование габаритного оборудования, применяющегося на суше, при этом увеличить фонд скважин и разместить дополнительное оборудование, необходимость в которых может появиться на этапе эксплуатации, практически невозможно;

- отсутствие в РФ серийно выпускаемого оборудования в морском исполнении (буровая установка, цементировочный комплекс, агрегаты ЭСН и ДКС, офшорные краны, спасательное оборудование и т.п.).

Анализ подходов к выбору типа МНГС для обустройства газовых и газоконденсатных месторождений в акваториях Обской и Тазовской губ показывает, что каждому из сооружений присущ ряд технико-технологических и организационных ограничений. Выбор конкретного МНГС должен основываться на всестороннем технико-экономическом анализе,

учитывать загрузку судостроительных верфей и применение наилучших доступных технологий.

Необходимо отметить, что независимо от выбранного типа МНГС для обустройства газовых и газоконденсатных месторождений в акваториях Обской и Тазовской губ наряду с суровыми природно-климатическими условиями северных широт, тяжелой ледовой обстановкой и малой глубиной существует еще один немаловажный фактор, который оказывает значительное влияние на техническую реализуемость, окончательный архитектурно-конструктивный облик сооружения и суммарные капитальные затраты в обустройстве. Этот фактор – сложные инженерно-геологические условия в акваториях Обской и Тазовской губ, а именно слабые донные грунты с представленными ниже низкими прочностными и деформационными свойствами.

Базовые характеристики природных условий, полученные на основе анализа и обобщения результатов инженерных изысканий и исследований, проводившихся в центральной части Обской губы в период с 1995 по 2021 г., указывают на то, что инженерно-геологические условия района по совокупности факторов характеризуются как сложные. Четвертичные отложения верхней части разреза исследованного района представлены образованиями верхнего неоплейстоцена и голоцена, в составе которых преобладают глинистые грунты. В разрезе верхнелепестово-голоценовых отложений данного района выделены следующие стратиграфо-генетические комплексы (сверху вниз):

- комплекс аллювиально-морских и озерно-аллювиальных верхнелепестово-голоценовых отложений;
- комплекс аллювиальных верхнелепестово-голоценовых отложений;
- комплекс алевроито-глинистых ледово-морских отложений казанцевской свиты (QIIIkz).

Инженерно-геологический разрез района изучен на глубину до 70 м инженерно-геологическим бурением и на глубину 5 м – средствами пробоотбора. При этом выделяются наиболее неблагоприятные с инженерно-геологической точки зрения факторы:

- отрицательное температурное состояние грунтовой толщи на берегах;

- наличие в разрезе мощной пачки слабых глинистых грунтов с незакономерными колебаниями величин плотности и влажности, текучепластичной и текучей консистенции, обладающих низкой прочностью и сильной сжимаемостью.

Инженерно-геологическое бурение в прибрежной части подтвердило наличие многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Их кровля вскрыта с глубины 0,5 м от поверхности дна, при этом мощность ММГ составляет более 30 м (подошва бурением не была вскрыта). Выполненные в Обской губе исследования показывают, что в пределах акватории находится сквозной талик, т. к. инженерно-геологическим бурением ММГ обнаружены не были. Вместе с тем анализ керна, извлеченного из пробуренных скважин, говорит о том, что все грунты (за исключением современного слоя илов) имеют посткриогенную структуру. Помимо этого, талое состояние грунтов ниже глубины инженерного бурения (глубже 70 м) подтверждается данными термометрии. Наиболее низкие температуры грунта были зафиксированы на площадке Северо-Каменномысского месторождения. Измерения проводились в июле, температура придонного слоя воды в этот период составляла в среднем 13,2 °С. Температура грунта на глубине 4,8 м от поверхности дна – 5,1 °С. Таким образом, геокриологические условия описываемого района по данным исследований [4] можно охарактеризовать как сложные. В первую очередь их сложность определяется повсеместным развитием

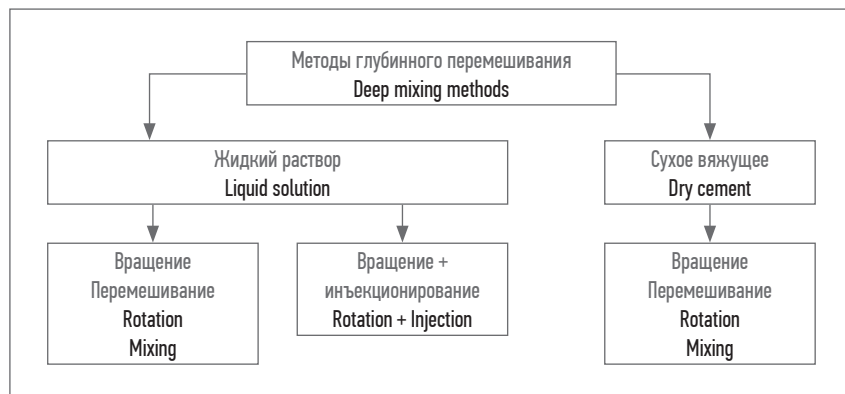


Рис. 3. Обобщенная классификация методов глубинного перемешивания грунтов
Fig. 3. Generalized classification of the deep soil mixing methods

ММГ в береговой части и посткриогенной структурой донных грунтов, обуславливающей низкие прочностные и деформационные свойства.

На глубину от 10 до 15 м донные грунты представлены (сверху вниз):

- илом глинистым (в литологической классификации пелит). Мощность колеблется в пределах от 0,1 до 1,8 м. Модуль деформации $E = 0,6\text{--}1,2$ МПа, удельное сцепление $C = 5\text{--}11$ кПа, угол внутреннего трения $\varphi = 3,4\text{--}16,8^\circ$;

- суглинком текучепластичным легким пылеватым зеленовато-серым с линзами и тонкими прослоями песка пылеватого серого, гнездами и прожилками слабозложившегося коричневого торфа. Мощность изменяется от 1,4 до 5,3 м. Модуль деформации $E = 2,1\text{--}8,5$ МПа, удельное сцепление $C = 22\text{--}30$ кПа, угол внутреннего трения $\varphi = 8,4\text{--}28,2^\circ$;

- суглинком мягкопластичным легким пылеватым темно-серым с зеленоватым оттенком, с прожилками и гнездами гидротроилита, вкраплениями раковинного детрита, редкими присыпками и линзами песка пылеватого. Мощность изменяется от 1,3 до 3,4 м. Модуль деформации $E = 3,8\text{--}4,1$ МПа, удельное сцепление $C = 14\text{--}28$ кПа, угол внутреннего трения $\varphi = 25,6\text{--}33,3^\circ$.

Все осадочные глинистые отложения слаболигифицированы, имеют анизотропию свойств и характеризуются низкой несущей способностью, сильной сжимае-

мостью и длительной консолидацией во времени (коэффициент консолидации – $C_v = 0,2\text{--}0,4 \text{ м}^2/\text{г}$).

Независимо от типа МНГС его строительство или установка на неподготовленное основание без дополнительных мероприятий или технических решений, таких как устройство свайного фундамента, прорезающего толщу слабых грунтов, может привести к неравномерным кренам, осадкам и сдвигу МНГС, что в свою очередь повлечет за собой осложнения или аварии на этапе как строительства, так и эксплуатации. Например, при движении льда или действии волн во время штормов возникает циклическая нагрузка, создающая резкий рост порового давления в слабом водонасыщенном грунте, что неизбежно приводит к снижению его прочностных свойств и потере устойчивости основания.

Первое лежащее на поверхности решение – замена слабых грунтов более подходящими по строительным характеристикам (постель из гравия, щебня, песчано-гравийной смеси). Однако, как отмечалось выше, с учетом отсутствия данных грунтовых строительных материалов по региону, мощности слабых грунтов (подлежащих замене) до 15 м и площади МНГС объем земляных работ на акватории Обской губы может составить порядка 1 млн м^3 грунта. Вместе с доставкой грунтовых строительных материалов, захоронением изъятых донных грунтов,

компенсационными выплатами за экологический ущерб и стоимостью фрахта дноуглубительного и вспомогательного флота все это ставит под вопрос экономическую целесообразность подобного технического решения.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ПОДГОТОВКИ ОСНОВАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УКРЕПЛЕНИЯ ГРУНТОВ

В последние годы заметно возросло количество сооружений, проектирование и строительство которых осуществляется на грунтах с низкой несущей способностью, в основном в болотистой местности и на затопляемых территориях, где строительство часто ведется на слабых аллювиальных глинах, искусственно возведенных территориях с использованием намывных грунтов, грунтов с высоким содержанием органики и т. п. Для ведения работ в таких трудных грунтовых условиях в последние 10 лет активно совершенствуются и применяются геохимические методы укрепления, основанные на различных технологиях улучшения грунтов основания, разработанных еще во второй половине прошлого столетия.

Одна из лидирующих технологий укрепления грунтов – геохимический метод глубинного перемешивания (МГП), появившийся в Норвегии и Японии в начале 1970-х гг. практически одновременно. Он предполагает улучшение грунта путем добавления цементирующих веществ. В настоящее время для повышения качества механических и экологических характеристик природных грунтов широко применяются цемент, негашеная известь, летучая зола, доменный шлак и пр. Цементирующие вещества могут быть инъецированы и перемешаны на месте в жидком или сухом виде. Перемешивание может осуществляться механическим путем или под высоким давлением. В обоих случаях, как правило, используют



TELEGRAM-КАНАЛ NEFTEGAZ TERRITORY



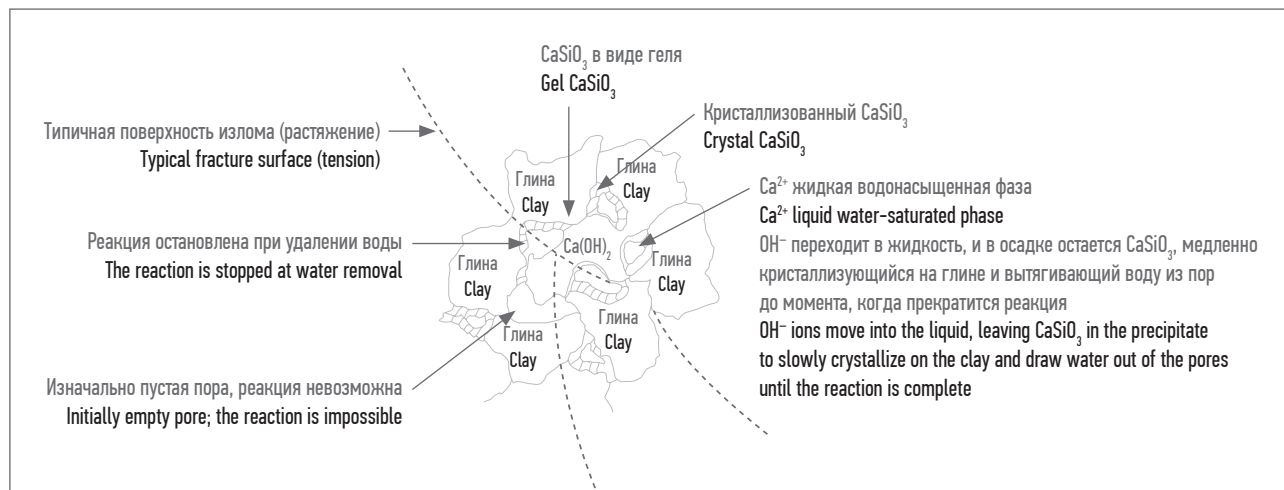


Рис. 4. Механизм стабилизации грунта известью по [7]
Fig. 4. Mechanism of lime stabilization of soil as per [7]

вращающиеся перемешивающие агрегаты. Большой интерес представляет МГП, часто применяемый в прибрежных зонах и на мелководном шельфе для улучшения несущей способности грунта [5]. При использовании технологии глубинного перемешивания он стабилизируется за счет формирования колонн закрепленного грунта или путем стабилизации всего грунтового массива. Различные варианты МГП грунта могут быть классифицированы на основе простых принципов (рис. 3):

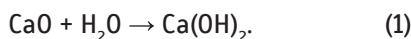
- цементирующие вещества инъецируются в сухом или жидком виде;
- вяжущее вещество перемешивается с грунтом только за счет вращательной энергии или усиливается инъецированием струей под высоким давлением;
- перемешивание происходит только вблизи бурового наконечника или продолжается вдоль всего бурового ствола на значительном расстоянии над наконечником с помощью шнека и/или лопаток.

В Российской Федерации есть положительный опыт применения геохимических методов закрепления грунтов на мелководье. Так, при обустройстве месторождения им. Сухарева в Пермском крае было выполнено закрепление массива слабых грунтов в основании ИО [6]. Работы выполнялись в пойме

р. Кама с использованием технологии струйной цементации (Jet grouting).

В большинстве случаев в качестве стабилизаторов используются портландцемент и известь, но в последнее время появились и другие вяжущие добавки. Среди них есть специально разработанные соединения для глинистых грунтов с высоким водонасыщением и грунтов с высоким содержанием органики, в которых портландцемент и известь работают не очень эффективно.

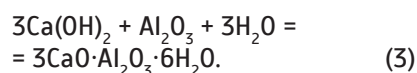
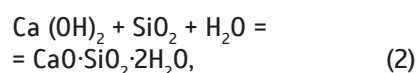
Пуццолановая активность определяется присутствием в составе грунта активных кремнезема и глинозема. Негашенная известь CaO при перемешивании с глинистыми грунтами вступает в реакцию (1) с поровой водой, в результате образуется гашеная известь (гидроксид кальция):



Данная реакция идет очень быстро, с большим выделением тепла. При этом природная влажность грунта снижается, что улучшает его сдвиговую прочность.

При достаточном количестве воды гашеная известь диссоциирует на ионы Ca^{2+} и OH^- , и далее происходит катионообмен Ca^{2+} с активной частью глинистых грунтов (кремнеземом и глиноземом). Реакция

катионного обмена изменяет характеристики водной пленки на минералах глины: возрастает предел при одновременном уменьшении числа пластичности. Далее в силу большой концентрации гидроксильных ионов (высокого уровня pH) кремний (SiO_2) и/или алюминий (Al_2O_3) в глинистых минералах растворяются в поровой воде и вступают в реакцию с кальцием с образованием низкоосновных гидросиликатов и гидроалюминатов кальция. В упрощенном виде процесс может быть описан реакциями (2) и (3):



В результате реакции (2) образуется гидросиликат кальция CSH_2 , реакции (3) – гидроалюминат кальция C_3AH_6 , которые далее переходят в нерастворимый в воде кальцево-силикатный или кальцево-алюминиевый гель. После присоединения значительного количества воды объем, занимаемый образовавшимися соединениями, превышает объем исходных безводных соединений, что приводит к уменьшению объема пор. Пуццолановая реакция развивается постепенно и продолжается, пока

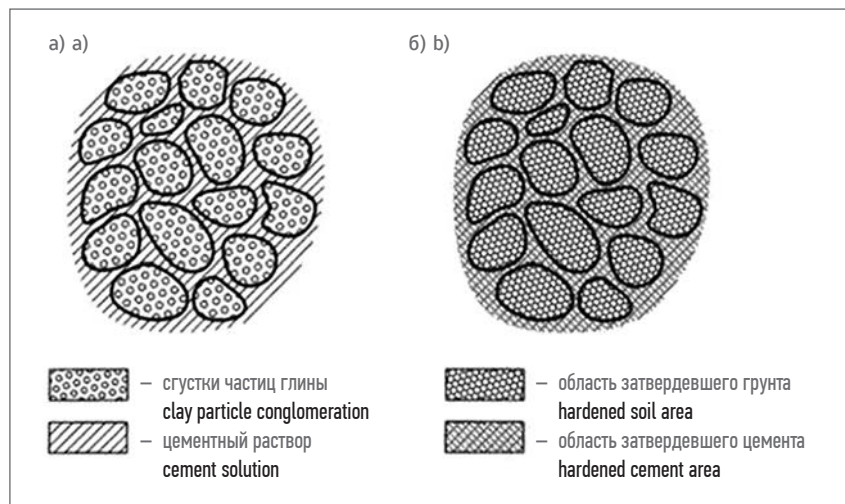


Рис. 5. Механизм стабилизации грунта цементом по [7]: а) до; б) после перемешивания

Fig. 5. Mechanism of cement stabilization of soil as per [7]: a) before and b) after the mixing

сохраняются высокий уровень pH и избыток ионов кальция (Ca^{2+}). Таким образом, пуццолоновый эффект включает трансформацию гидроксида кальция в гидросиликаты и/или гидроалюминаты кальция (соединения с повышенными вяжущими свойствами) и сопровождается уменьшением размера пор в укрепляемом грунте. Механизм стабилизации грунта известью показан на рис. 4.

Наиболее часто для стабилизации применяют портландцемент и шлакопортландцемент. Портландцемент – это неорганическое вяжущее вещество, получаемое истиранием в мелкий порошок портландцементного клинкера в чистом виде или (наиболее часто) в комбинации с сульфатом кальция (гипсом), который действует как регулятор сроков схватывания. В обычном портландцементном клинкере

преобладает трехкальцевый силикат $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_3S) – 50–70 %. Содержание двухкальцевого силиката $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_2S), как правило, составляет 15–30 %, трехкальцевого алюминия $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ (C_3A) – 5–10 %, а алюмоферритовой фазы $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ (C_4AF) – 5–15 %. Во время гидратации цемента формируется фаза C–S–H и высвобождается $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Первый продукт гидратации отличается высокой прочностью, которая со временем возрастает, а $\text{Ca}(\text{OH})_2$ способствует пуццолоновой реакции, как и в случае стабилизации известью.

На рис. 5 показан механизм стабилизации глинистого грунта цементом. Сразу после перемешивания можно отличить сгустки глины от цементного раствора как отдельные фазы. Затем прочность закрепленного грунта постепенно увеличивается за счет пуццолоновой реакции в сгустках глины и затвердевания цементного раствора.

Шлакопортландцемент – это смесь портландцемента и измельченного шлака с таким же механизмом стабилизации. Растертый в мелкую пыль шлак не вступает в реакцию с водой, однако способен производить продукты пуццолоновой

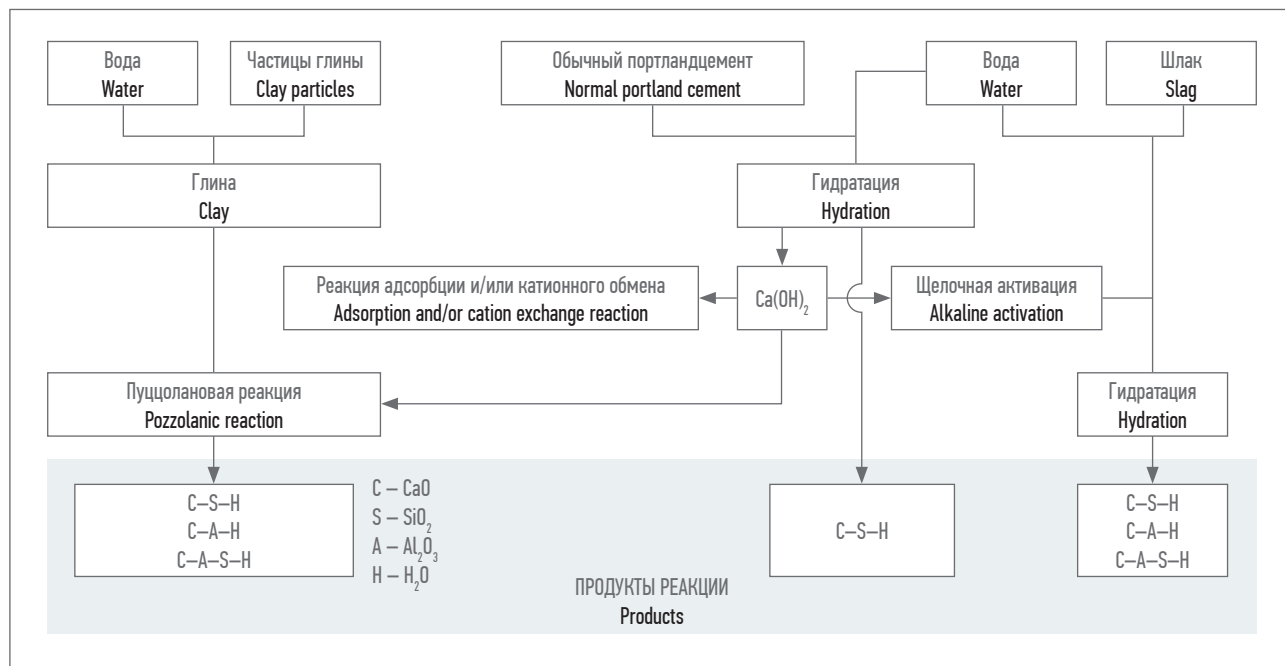


Рис. 6. Химические реакции, происходящие между глинистым грунтом, поровой водой, цементом и шлаком

Fig. 6. Chemical reactions occurring between the clay soil, pore water, cement, and slag

реакции в высокощелочных условиях. В процессе щелочной активации SiO_2 и Al_2O_3 , содержащиеся в шлаке, переходят в раствор и взаимодействуют с гидроксидом кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$. При этом формируются продукты гидратации, за счет которых увеличивается долговременная прочность. Механизм стабилизации и химических реакций, происходящих между глинистым грунтом, поровой водой, цементом и шлаком, представлен на рис. 6.

Устройство для стабилизации грунта МГП предполагает использование серийно изготавливаемого технологического оборудования и оснастки. Принципиальная схема процесса глубинного перемешивания грунта и укрупненный состав технологического оборудования представлены на рис. 7. Данное оборудование может быть размещено на самоходной барже или понтоне (рис. 8).

Несмотря на кажущийся доведенным до идеала технологический процесс, актуальным остается вопрос совершенствования геохимических методов укрепления грунтов в следующих направлениях:

- снижение расхода минерального неорганического вяжущего вещества (отходы промышленности: доменные шлаки, золы уноса и т.д.);
- введение в укрепляемые грунты, помимо гидравлического вяжущего вещества, различных активных минеральных добавок.

Авторами статьи предложена и экспериментально доказана возможность использования механо-активированных (тонкомолотых) отходов нефтяной и газовой промышленности – синтетических цеолитов в качестве активной минеральной добавки при технической мелиорации дисперсных грунтов геохимическими методами [9].

Для подтверждения технической реализуемости и применимости технологии глубинного перемешивания в качестве объекта исследования была выбрана пылеватая супесь текучей консистенции (amQ_{IV}) с содержанием органиче-

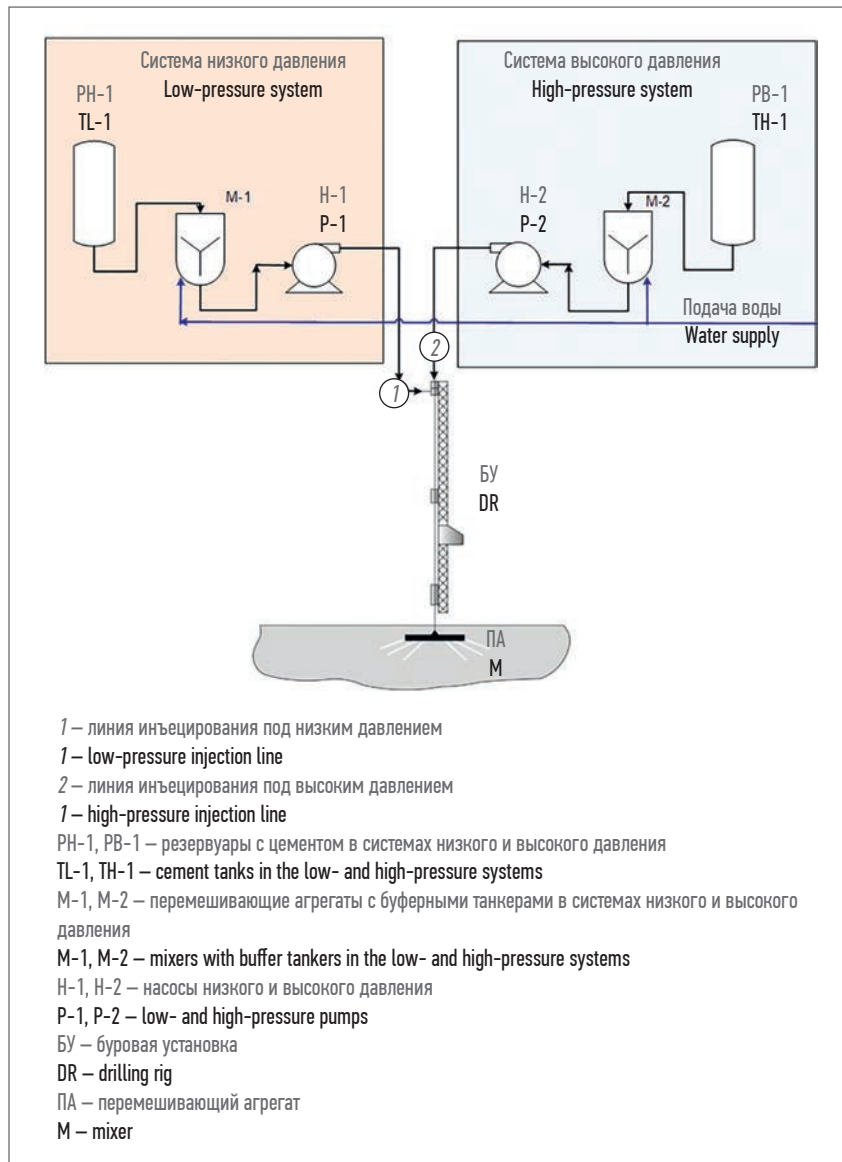


Рис. 7. Схема процесса глубинного перемешивания грунта
Fig. 7. Process flow diagram for the deep soil mixing



Рис. 8. Самоходная баржа для глубинного перемешивания грунта (общий вид) [8]
Fig. 8. Self-propelled barge for the deep soil mixing (general arrangement) [8]

ского вещества (растительный детрит) до 10 %. Образцы данного грунта отобраны в районе порта Сабетта из донных отложений в акватории Обской губы.

Для проведения исследований был выбран отработанный синтетический цеолит, применявшийся в установках глубокой осушки обессеренного природ-

Содержание кристаллических фаз в шлакопортландцементе, масс. %
Crystalline phase composition of the slag portland cement, wt. %

Алит Alite, C_3S	Белит Belite, C_2S	Феррит Ferrite, C_4AF	Алюминат Aluminate, C_3A	Гипс Gypsum, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Кальцит Calcite, $CaCO_3$	Арканит Arcanite, K_2SO_4	Кварц Quartz, SiO_2	Оксерманит Åkermanite, $Ca_2MgSi_2O_7$
47,7	10,2	10,4	2,7	1,3	19,1	1,3	0,5	6,8

ного газа. Тип синтетического цеолита – $NaX(Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 2,5SiO_2 \cdot H_2O)$. Гранулированные отходы образца подготавливались путем продувки горячим воздухом при $t = 200-300$ °С для удаления влаги и следов углеводородов, после чего измельчались до тонкодисперсного порошка с удельной поверхностью $2000-3000$ см²/г.

Определение физико-механических свойств грунта выполнялось по стандартным методикам. Его минеральный состав исследовался с помощью рентгенофазового анализа на дифрактометре ARL X'TRA (Thermo Fisher Scientific (Ecublens) SARL, Швейцария). Для определения общего фазового состава из образцов грунта (масса 50 г) готовилась средняя проба методом квартования, после чего она растиралась на планетарной мельнице Pulverisette 6 (Fritsch GmbH, Германия) до размера частиц 5–60 мкм. По минеральному составу грунт имеет полевошпатово-кварцевый состав. По данным рентгенофазового анализа преобладающим минералом является кварц. Полевые шпаты представлены плагиоклазами (альбит) и калиевыми полевыми шпатами (микроклин), причем содержание микроклина преобладает над содержанием альбита. Глинистые минералы состоят из каолинита, хлорита, слюд (иллит, смектит), а также смешанно-слоистых образований. Карбонатные минералы представлены доломитом, кальцитом и сидеритом.

В качестве основного гидравлического минерального неорганического вяжущего вещества в исследованиях использовался нормальнотвердеющий шлакопортландцемент ЦЕМ III/A 32,5Н по ГОСТ 31108–2003, фазовый

(минеральный) состав которого представлен в табл.

В целях оптимального увлажнения при замешивании и приготовлении опытных образцов в малом приборе стандартного уплотнения СоюзДорНИИ (МПСУ) определялась максимальная плотность и оптимальная влажность грунта. Образцы тщательно перемешивались с внесением необходимого количества цемента, добавки и воды, после чего формовались путем прессования. Испытания по определению прочности при одноосном сжатии производились в возрасте 3, 14, 28, 90 и 360 сут. Также по стандартным методикам определялась деформация усадки, морозостойкость и пористость грунтоцементных композитов.

В ходе проведенных исследований, путем рентгенофазового анализа на дифрактометре ARL X'TRA и изучения структуры укрепленных грунтов на растровом электронном микроскопе Phenom XL (Phenom World B.V., Нидерланды), установлены изменения в механизме процессов структурообразования в грунтоцементных композитах. Добавка механоактивированных отходов синтетического цеолита повышает реакционную способность гидравлического вяжущего, процессы гидратации и гидролиза цементного клинкера протекают более интенсивно (в образцах с добавкой синтетического цеолита наблюдается снижение непрореагировавшей минеральной фазы шлакопортландцемента), что в свою очередь способствует ускорению набора прочности грунтоцементных композитов. Ускорение набора прочности связано с тем, что в синтетическом цеолите повышено содержание щелочных оксидов Na_2O . Щелочная среда ускоряет

процессы гидратации, при этом активный глинозем Al_2O_3 синтетического цеолита связывает сульфат-ионы и выделяющуюся при гидратации клинкерных минералов известь, в эттрингитоподобные гидросульфоалюминаты кальция. Установлено, что введение тонкомолотых отходов синтетического цеолита приводит к формированию грунтовых композитов с более прочной структурой. Это обусловлено тем, что внесение механоактивированных отходов синтетического цеолита в раз-мере 1–2 % по массе укрепляемого грунта способствует пуццолановому эффекту, при котором происходит активное связывание аморфного кремнезема SiO_2 с портландитом (гидроксид кальция) $Ca(OH)_2$, образующимся при гидратации минерального вяжущего, в низкоосновные гидросиликаты кальция C_2S . В свою очередь, низкоосновные гидросиликаты кальция переходят в аморфный (в макромасштабе) тоберморитоподобный C–S–H-гель цементного камня, обладающий высокой степенью адгезионного контакта с частицами грунта. При этом в глинистых дисперсных грунтах в результате щелочного гидролиза глинистых частиц в поровом пространстве и тоберморитоподобном геле дополнительно осаждаются низкокремнеземистые цеолитоподобные образования. Все это ведет к уплотнению структуры и уменьшению общей и капиллярной пористости укрепляемого грунта. Грунтоцементные композиты, укрепленные с использованием тонкодисперсной добавки из отходов синтетических цеолитов, обладают повышенной водонепроницаемостью, морозостойкостью и прочностью (рис. 9).

ВЫВОДЫ

Залог эксплуатационной надежности МНГС заключается в качественной инженерной подготовке грунтового основания. Применение активных минеральных добавок совместно с цементирующими веществами при геохимическом укреплении грунтов с низкой несущей способностью позволяет за 1–2 мес. достичь прочностных характеристик грунта, которые при применении только цементирующих веществ достигаются за 1 год. Использование данной технологии при планировании работ по обустройству месторождений Обской губы может обеспечить существенный потенциал для ускорения сроков строительства, оптимизации графика работ, уменьшения капитальных затрат на обустройство и, как следствие, повышения экономической эффективности реализации шельфовых проектов в регионе. ■

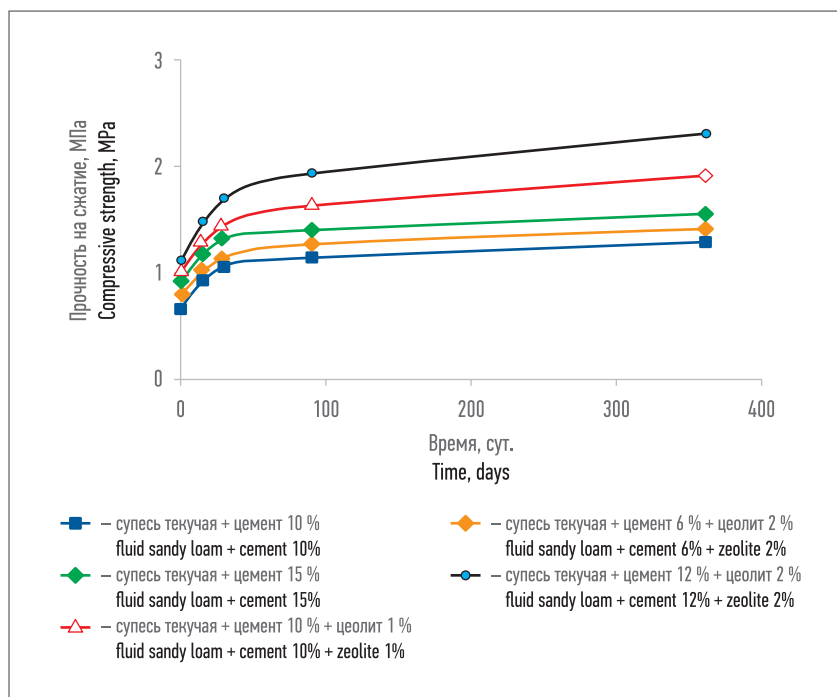


Рис. 9. Результаты испытания образцов грунтоцементных композитов в водонасыщенном состоянии (прочность на одноосное сжатие)

Fig. 9. Uniaxial compression test results for the soil-cement composites in the water-saturated condition

ЛИТЕРАТУРА

1. Шилов Г.Я., Захаров А.И. Состояние изученности ресурсной базы углеводородов шельфа РФ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 5. С. 13–20.
2. Голубин С.И., Савельев К.Н., Захаров А.И. Особенности обустройства акваториальной части Крузенштернского газоконденсатного месторождения с учетом мирового опыта строительства искусственных островов // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. № 2 (86). С. 60–73.
3. Проект «Арктик СПГ 2» // ПАО «НОВАТЭК»: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.novatek.ru/ru/business/arctic-lng/?id_4=323 (дата обращения: 12.05.2022).
4. Дзюбло А.Д., Алексеева К.В. Геоэкологические условия мелководного шельфа Карского моря // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 5 (101). С. 75–81.
5. Голубин С.И., Савельев К.Н. Перспективные технологии повышения несущей способности грунтов в основании шельфовых сооружений и береговых объектов нефтегазового комплекса // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2017. № 4 (32). С. 43–48.
6. Маковецкий О.А., Серебренникова Д.К. Применение технологии струйной цементации грунта для повышения надежности основания земляных сооружений // Дороги и мосты. 2013. № 2 (30). С. 86–98.
7. Ван Импе В., Верастеги Флорес Р.Д. Проектирование, строительство и мониторинг насыпей на шельфе в условиях слабых фунтов / пер. с англ. Н.Л. Курчанова, В.А. Клименко; под ред. В.М. Улицкого, А.Б. Фадеева, М.Б. Лисюка. СПб., 2007. 168 с.
8. Report 2018 – Overseas activity of Fudo Tetra Corporation // Fudo Tetra Corporation: офиц. сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fudotetra.co.jp/en/wp-content/uploads/2019/08/Report_2018.pdf (дата обращения: 12.05.2022).
9. Савельев К.Н. Совершенствование геохимических методов технической мелиорации дисперсных грунтов путем использования отходов синтетических цеолитов // Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ – РГГРУ): сб. материалов междунар. науч.-практ. конф.: в 2 т. М.: Филтроткани, 2018. Т. 2. С. 276–277.

REFERENCES

- (1) Shilov GYa, Zakharov AI. The state of research of hydrocarbon resource base of the RF shelf. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields* [Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij]. 2012; (5): 13–20. (In Russian)
- (2) Golubin SI, Savelyev KN, Zakharov AI. Offshore section of Kruzenshternskoye gas condensate field: Development particularities in the light of global experience in artificial islands construction. *Science and Technology in the Gas Industry* [Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti]. 2021; 86(2): 60–73. (In Russian)
- (3) PAO NOVATEK (public joint-stock company). *Project Arctic LNG 2*. Available from: https://www.novatek.ru/en/business/arctic-lng/index.php?id_4=323 [Accessed: 12 May 2022].
- (4) Dzyublo AD, Alekseeva KV. Permafrost conditions of the shallow shelf of the Kara Sea. *Neftegaz.RU*. 2020; 101(5): 75–81. (In Russian)
- (5) Golubin SI, Savelyev KN. Promising soil improvement technologies aimed at increasing of foundation bearing capacity for offshore and coastal oil-gas facilities. *News of Gas Science* [Vesti gazovoy nauki]. 2017; 32(4): 43–48. (In Russian)
- (6) Makovetsky OA, Serebrennikova DK. The use of “jet grouting” technology for stability improvement of earthwork structures. *Roads and Bridges* [Dorogi i mosty]. 2013; 30(2): 86–98. (In Russian)
- (7) Van Impe WF, Verástegui Flores RD. *On the Design, Construction and Monitoring of Embankments on Soft Soil in Underwater Conditions*. Trans Ulitskiy VM, Fadeev AB, Lisyuk MB (eds.), Kurchanov NL, Klimenko VA. Saint Petersburg: NPO “Georeconstruction-Fundamentproject” (scientific production association); 2007. (In Russian)
- (8) Fudo Tetra. *Report 2018 – Overseas activity of Fudo Tetra Corporation*. Available from: https://www.fudotetra.co.jp/en/wp-content/uploads/2019/08/Report_2018.pdf [Accessed: 12 May 2022].
- (9) Savelyev KN. Refining the geochemical methods of soil improvement by using synthetic zeolite waste. In: Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI) *Proceedings of the International research and practice conference “Strategy of Geological Exploration of Mineral Resources: Present and Future” (devoted to MGRI 100th anniversary), 4–6 April 2018, Moscow, Russia. Vol. 2*. Moscow: Filter Fabrics [Fil'trotkani]; 2018. p. 276–277. (In Russian)



Минтруд России



АССОЦИАЦИЯ «СИЗ»

26 - я



МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА И ФОРУМ

2 БЕЗОПАСНОСТЬ
0 И
2 ОХРАНА
2 ТРУДА



BIOT-EXPO.RU



6 - 9 ДЕКАБРЯ

МОСКВА, ЭКСПОЦЕНТР

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНГРЕСС

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В КОМПЛЕКСНОМ ПОДХОДЕ К СОЗДАНИЮ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ГАЗОВЫХ АКТИВОВ

Е.О. Ширяев, ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» (ГК «Нефтьсервисхолдинг») (Пермь, Россия)

А.И. Романов, ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» (ГК «Нефтьсервисхолдинг»)

В.А. Кукушкин, ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» (ГК «Нефтьсервисхолдинг»)

С.В. Галкин, д.г.-м.н., проф., ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (Пермь, Россия)

Задача прогнозирования разработки газового месторождения сводится к предсказанию характера изменения технологических параметров системы (давления, объемов добычи газа, дебитов скважин, газоотдачи и т.д.) на основе исходной информации о ее структурных параметрах (свойства пласта, физико-химические характеристики газа и др.). В промысловых условиях одно из самых эффективных научно-технических решений – использование мобильной газосепарационной установки комбинированного типа. Современное поколение таких установок позволяет выполнять комплексные газодинамические и газоконденсатные исследования скважин.

В 2020 г. для работы на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (недропользователь – ООО «Газпром добыча Иркутск») инженерами Пермского инженерно-технического центра «Геофизика» (ПИТЦ «Геофизика») в составе кросс-функциональной команды была разработана двухступенчатая мобильная газосепарационная установка (МГСУ) комбинированного типа (рис. 1) с уникальными характеристиками: рабочее давление – до 20 МПа, дебиты газа – от 1 до 1 200 000 м³/сут, дебиты жидкости – от 0,05 до 150 м³/сут, содержание сероводорода в скважинном флюиде – до 4,5 %.

При разработке технического задания по созданию МГСУ были учтены все требования заказчика, а также внедрены передовые технические решения. В результате конструкция станции позволяет проводить качественную сепарацию пластового газа, замер газовой и жидкостной фаз, отбор проб в широком диапазоне эксплуатационных характеристик. Размещение технологического



Рис. 1. Работа мобильной газосепарационной установки с использованием манифольда

оборудования на автомобильном прицепе-шасси и заводское исполнение делают станцию полностью мобильной и готовой к транспортировке по дорогам общей сети. Установка изготовлена ООО «Уфанефтегазмаш» (г. Уфа), и после успешных промысловых испытаний она была запущена в производство.

С помощью установки исследования могут проводиться как открытым способом – «на факел», со сжиганием сепарированного газа и конденсата, так и с отводом газа и конденсата в трубную линию (коллектор), что позволяет исключить выброс газа в атмосферу. Кроме того, обеспечена

возможность проводить исследования как полнопоточным методом, так и с отбором части потока. В качестве средств измерения в МГСУ используются современные приборы учета газа и жидкости кориолисового типа в сочетании с расходомерами других типов, комплекс оборудован системами подачи ингибитора гидратообразования и подогрева выкидных линий. Газосепарационная установка может работать в автоматическом режиме с заданными параметрами сепарации и регистрации данных исследования в режиме онлайн (рис. 2, 3).

В процессе исследований использовался каротажный волоконно-оптический кабель, позволивший



Рис. 2. Сужающее устройство с дифманометром



Рис. 3. Кориолисовый расходомер

решать задачу по одномоментной онлайн-регистрации термограммы по стволу скважины. Это дало возможность на протяжении всего периода проведения мероприятий контролировать положение зоны гидратообразования, а также ее смещение на различных режимах работы скважины (рис. 4).

Наличие значительного объема данных, полученных в результате исследований, дало возможность создать модель скважины (цифровой двойник), детально учитывающую процессы, происходящие в стволе скважины при движении газа из пласта на поверхность. Она с высокой точностью (расхождение не более 5 %) воспроизводит фактические замеры по скважине при разных режимах работы, что позволяет использовать ее для различных прогнозных и оптимизационных расчетов.

Цифровые двойники являются ключевым элементом современного технологического сопровождения разработки месторождений и плотно встроены в цепочку принятия управленческих решений в крупнейших международных нефтегазовых компаниях.

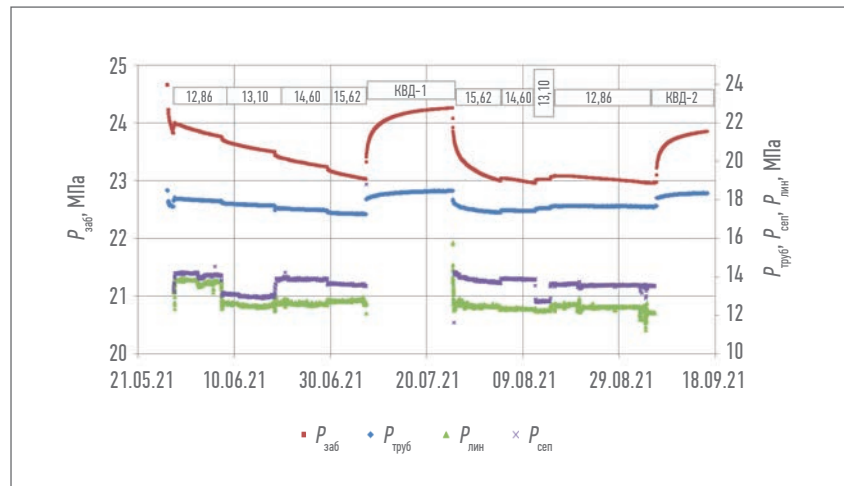


Рис. 4. Замер забойного (глубина – 3250 м) и устьевых давлений, давления в сепараторе (прямой и обратный ход)

НАЛИЧИЕ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИССЛЕДОВАНИЙ, ДАЛО ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАТЬ МОДЕЛЬ СКВАЖИНЫ (ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК), ДЕТАЛЬНО УЧИТЫВАЮЩУЮ ПРОЦЕССЫ, ПРОИСХОДЯЩИЕ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ДВИЖЕНИИ ГАЗА ИЗ ПЛАСТА НА ПОВЕРХНОСТЬ.

На созданной модели скважины были отработаны подходы к выполнению следующих расчетов:

- виртуальный замер дебита скважины;
- подбор штуцера для обеспечения необходимого дебита скважины;
- подбор режима работы скважины для обеспечения выноса жидкости с забоя;
- оценка рисков гидратообразования;
- пересчет замеренного дебита к общим условиям сепарации.

Широта использования МГСУ и потенциал применения связаны прежде всего с созданием интегрированной модели месторождения, охватывающей всю производственную цепочку добычи от пласта до системы подготовки, что обеспечит недропользователю возможность оперативно управлять месторождением и прогнозировать дальнейшее развитие производственных процессов с учетом взаимовлияния элементов системы друг на друга.

Революционность технологии заключается в том, что если раньше все собранные данные обраба-

тывали спустя какое-то время, то сегодня все происходит в режиме онлайн. Это позволяет оптимизировать процесс газодобычи практически на любой стадии путем моментальной обратной связи. Работа с цифровыми двойниками сокращает сроки принятия управленческих решений и простоя скважин, оптимизирует режимы разработки месторождения, снижает трудозатраты на сбор, обработку и анализ производственных данных и повышает их достоверность и целостность. ■

NS ГРУППА КОМПАНИЙ
НЕФТЬСЕРВИСХОЛДИНГ



ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика»
Тел.: +7 (342) 212-14-15
E-mail: pitc@pitc.ru
www.pnsh.ru

НОВАЯ ЖИЗНЬ МЕДВЕЖЬЕГО. 50 ЛЕТ С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ ПЕРВОГО ГАЗОВОГО ГИГАНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 553.981.2

С.К. Ахмедсафин, к.т.н., ПАО «Газпром», (Санкт-Петербург, Россия),
S.Akhmedsafin@adm.gazprom.ru

В.В. Рыбальченко, к.г.-м.н., ПАО «Газпром», V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru

А.Н. Рыбьяков, ПАО «Газпром», A.Rybiakov@adm.gazprom.ru

Р.Ф. Шарафутдинов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», (Тюмень, Россия),
R.Sharafutdinov@vniigaz.gazprom.ru

А.С. Смирнов, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
SmirnovAS@vniigaz.gazprom.ru

А.А. Нежданов, д.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
a.nezhdanov@nedra.gazprom.ru

О.М. Горский, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», o.gorskiy@nedra.gazprom.ru

А.А. Сподобаев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», a.spodobaev@nedra.gazprom.ru

Г.В. Магденко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», g.magdenko@nedra.gazprom.ru

Открытое в 1967 г. первым из западносибирских газовых гигантов Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение было введено в разработку 50 лет назад. На нем проходили апробацию новые, нетрадиционные подходы к проблемам освоения, эксплуатации и рациональной разработки сеноманских газовых залежей, в дальнейшем успешно внедряемые на других флагманских месторождениях – Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и др. За время разработки Медвежьего добыто более 2 трлн м³ газа.

За многие годы на месторождении была открыта только одна газовая залежь – сеноманская, в настоящее время близкая к полной выработке. Новую жизнь Медвежьему месторождению, как ожидается, может дать разведка и освоение открытых в 2005 г. неокомских газоконденсатных залежей, сеноманской газовой залежи (2012 г.), опои́сывание, разведка и вовлечение в разработку залежей углеводородов в глубоких горизонтах (ачимовская толща неокома и юра), изучение и освоение газогидратных залежей в надсеноманском газоносном мегакомплексе. Предполагается существенное расширение месторождения в южном направлении. Медвежье было и остается полигоном для отработки передовых технических решений. Геолого-разведочные работы на месторождении выполняются с использованием инновационных технологий: высокоплотных сейсмических съемок методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки 3D с управляемым свип-сигналом, детальных скважинных геохимических исследований, применения скважин с боковыми горизонтальными стволами и многоступенчатым гидроразрывом пластов и др.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕДВЕЖЬЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, РАЗРАБОТКА СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ, УГЛЕВОДОРОДНЫЕ РЕСУРСЫ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ.

Проблема снижения уровня добычи газа на давно разрабатываемых газовых месторождениях Западной Сибири с каждым годом становится все более актуальной. Наиболее остро она проявляется на Медвежьем месторождении – первом газовом гиганте региона,

введенном в разработку ровно 50 лет назад. В настоящее время основная сеноманская газовая залежь (ГЗ) Медвежьего выработана более чем на 80 %, в то время как подготовленные к разработке углеводородов (УВ) запасы, способные компенсировать падение

добычи, на месторождении отсутствуют. Ситуация, наблюдаемая на других месторождениях-гигантах, несколько лучше – степень выработанности сеноманской ГЗ ниже, в более глубоких горизонтах Уренгойского и Ямбургского нефтегазоконденсатных место-

S.K. Akhmedsafin, PhD in Engineering, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), S.Akhmedsafin@adm.gazprom.ru

V.V. Rybalchenko, PhD in Geology and Mineralogy, PJSC Gazprom, V.Rybalchenko@adm.gazprom.ru

A.N. Rybiakov, PJSC Gazprom, A.Rybiakov@adm.gazprom.ru

R.F. Sharafutdinov, Gazprom VNIIGAZ LLC (Tyumen, Russia), R.Sharafutdinov@vniigaz.gazprom.ru

A.S. Smirnov, PhD in Geology and Mineralogy, Gazprom VNIIGAZ LLC, SmirnovAS@vniigaz.gazprom.ru

A.A. Nezhdanov, DSc in Geology and Mineralogy, Gazprom VNIIGAZ LLC, a.nezhdanov@nedra.gazprom.ru

O.M. Gorskiy, Gazprom VNIIGAZ LLC, o.gorskiy@nedra.gazprom.ru

A.A. Spodobaev, Gazprom VNIIGAZ LLC, a.spodobaev@nedra.gazprom.ru

G.V. Magdenko, Gazprom VNIIGAZ LLC, g.magdenko@nedra.gazprom.ru

The new life of Medvezhye. 50 years to the day when the first West-Siberian gas giant's development started

Medvezhye oil, gas, and condensate field was discovered in 1967 and brought into development 50 years ago as one of the first West-Siberian gas giants. The field has been used to field-test new unconventional approaches to development (including rational development) and exploitation of Cenomanian gas pools and then successfully implement them at other gas giants: Urengoyskoye, Yamburgskoye, Zapolyarnoye, and more. Over 2 billion m³ of gas has been produced from Medvezhye during its development.

For years, it had only one Cenomanian gas pool discovered, which is now close to depletion. The new life of the Medvezhye field is expected to yield from the exploration and development of the Neocomian gas-condensate pools discovered in 2005 and the Senonian gas pool (2012); prospecting, exploration, and development of hydrocarbon pools in the deep levels (Neocomian and Jurassic Achimov rocks); studying and developing the gas-hydrate pools in the Above-Cenomanian gas-bearing mega play. The field is to be significantly extended to the South. Medvezhye has been and still is a test side for advanced technical solutions. The exploration of the field involves such innovations as high-density seismic surveys using the 3D common depth point seismic reflection method with controlled sweep, detailed gas-chemical well studies, using wells with horizontal sideholes and multistage hydraulic fracturing, and more.

KEYWORDS: MEDVEZHYE OIL GAS AND CONDENSATE FIELD, PETROLEUM BEARING FIELDS OF WEST SIBERIA, CENOMANIAN GAS POOL DEVELOPMENT, HYDROCARBON SOURCES, GAS CONDENSATE.

рождений (НГКМ) присутствуют залежи газового конденсата и нефти, значительные запасы которых могут разрабатываться в течение длительного времени и в существенной степени компенсировать падение добычи сеноманского газа. Это касается залежей в неомских отложениях, ачимовской толще и юре.

На Медвежьем НГКМ такие запасы отсутствуют, но имеется серьезный резерв для их прироста, что позволяет оптимистично смотреть на будущее месторождения и ООО «Газпром добыча Надым» – основного градообразующего предприятия для г. Надыма и пос. Пангоды.

ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 1958 г. на территории ЯНАО силами Ямальского геофизического треста (позднее – производственное геофизическое объеди-

нение «Ямалгеофизика») начались площадные сейсморазведочные исследования методом отраженных волн (МОВ). В 1963–1964 гг. в районе р. Ныда была оконтурена сравнительно небольшая Ныдинская структура (сейсморазведочная партия СП 21/64, нач. партии – А.А. Покровская), к югу от нее выявлено и подготовлено к глубокому бурению поднятие, уточненное по результатам последующих работ МОВ (СП 16/65, 1/66 – А.А. Покровская, 6/66, нач. партии – И.И. Дорогов, 31/67, нач. партии – Г.А. Шипулина), впоследствии названное Медвежьим. В 1967 г. в сводовой части Ныдинского поднятия пробурена поисковая скважина №2, открывшая сеноманскую ГЗ. При ее испытании в разных режимах был получен фонтан газа с дебитом 2000–2500 тыс. м³/сут. В том же году поисковой скважиной №1, пробуренной на расположенном к югу Медвежьем поднятии,

получен фонтан газа с дебитом 793,3 тыс. м³/сут. Это позволило оценить масштабы газоносности Медвежьего вала как уникальные. Наряду с ускоренной разведкой сеноманской ГЗ к октябрю 1971 г. на месторождении была пробурена и испытана первая эксплуатационная скважина №52, природный газ с которой был подан для обеспечения жизнедеятельности пос. Пангоды, а позднее – на агрегаты первой на Медвежьем установки комплексной подготовки газа УКПГ-2. Месторождение официально введено в разработку 30 марта 1972 г. Столь малые сроки подготовки и ввода объекта в эксплуатацию стали беспрецедентными в отечественной практике.

Медвежье месторождение – первый объект газовой промышленности на Крайнем Севере, на котором апробировались новые, нетрадиционные подходы к проблемам

Отсутствие цемента за колоннами скважин либо неполное его сцепление с обсадными колоннами в интервалах испытаний, малая дебитность притоков, наличие «сухих», но газизирующих интервалов заставили усомниться в корректности результатов многих испытаний. Интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС), проводившаяся без сведений о минерализации пластовых вод юрско-неокомских пластов, также признана неудовлетворительной. По результатам выполненной нами переинтерпретации имеющегося комплекса промыслово-геофизических материалов в пластах БН₄, БН₅, БН₇, БН₉, БН₁₀, АчБН₁₃, Ю₂₋₃ выделено 34 интервала, отнесенных к категории продуктивных и возможно продуктивных [1].

Одновременно была выполнена оценка соотношения запасов газа и жидких (нефть + конденсат) УВ по 54 основным месторождениям Надым-Пур-Тазовской и Ямальской нефтегазоносных областей, на основании которой сделан вывод, что по подавляющему большинству разведанных месторождений (включая уникальные Уренгойское, Ямбургское, Русское, Заполярное, Бованенковское и др.) значения этого показателя очень близки и составляют 11,05 отн. ед. (средневзвешенное значение). Его увеличение до 40–250 отн. ед. зафиксировано только на недоразведанных и слабо изученных по нижним горизонтам месторождениях (Пангодинское, Харвутинское, Ямсовейское, Каменномысское (суша), Антипаютинское, Семаковское, Минховское, Западно-Песцовое и др.). По залежам, осложненным дизъюнктивными дислокациями (например, Тазовское, Северо-Комсомольское и др.), величина показателя уменьшается и имеет значение менее единицы. Авторами сделано предположение, что стабильное отношение запасов газа к жидким УВ для месторождений северных районов Западной Сибири представляет собой их конституционную черту. Медвежье, имеющее

единую совместно с Ныдинским месторождением сеноманскую ГЗ, по этому показателю уникально – значение отношения газ / жидкие УВ превышает 450 отн. ед., что свидетельствует о недоразведанности глубоких горизонтов, содержащих скопления как конденсата, так и нефти.

Для косвенной проверки нашего предположения через скважину №29 Медвежьего месторождения в 2002 г. был отработан субширотный протяженный газохимический профиль с отбором проб иловых газов современных водоемов. Аналогичный профиль проведен через Уренгойское месторождение, продуктивность глубоких горизонтов которого хорошо изучена. Распределение УВ-компонентов (СН₄ – С₆Н₁₄) по этим профилям идентично, что подкрепило уверенность авторов в продуктивности юрских и неокомских отложений Медвежьего месторождения [1].

На основании материалов переобработки и переинтерпретации имевшихся сейсморазведочных данных, результатов дополнительных СР МОВ общей глубинной точки (ОГТ) 2D, переинтерпретации данных ГИС и критического анализа результатов освоения ранее пробуренных скважин уточнена геолого-геофизическая модель месторождения, подготовлен проект поисково-разведочных работ, реализация которого привела к открытию девяти ГЗ в пластах АН₁₁¹, БН₀¹, БН₃¹, БН₃², БН₄¹, БН₅⁰, БН₇¹, БН₈¹, БН₉² и двух нефтяных залежей в пластах БН₅¹ и БН₁₀¹. Первооткрывательницей залежей УВ в неокомских отложениях Медвежьего вала стала скважина №51, заложенная на северной периклинали южного купола. В 2005 г. в ней из пласта БН₇ на шайбе 10 мм был получен приток газа дебитом 225,4 тыс. м³/сут и конденсата 32,2 м³/сут, из пласта БН₃² на шайбе 10/14,5 мм – газа 171,0 тыс. м³/сут и конденсата 11,0 м³/сут, из пласта БН₀ – 160 тыс. м³/сут и 5,2 м³/сут соответственно. Приток газа из пласта АН₁₁ составил 102 тыс. м³/сут,

конденсата – 5,1 м³/сут, а также из пласта получено 98,8 м³/сут пластовой воды из-за заколонного перетока. Пласт БН₅ «на уровне» дал приток нефти дебитом около 5 м³/сут.

К сожалению, на этом этапе геолого-разведочных работ (ГРР) из-за недостаточно высокого качества скважинных операций не удалось получить промышленные притоки УВ из ачимовской толщи и тюменской свиты. Результаты работ показали низкую достоверность структурных построений по данным СР МОВ ОГТ, что связано с исключительно неоднородным и сложным строением верхней части разреза, обусловленным наличием многолетнемерзлых пород переменной мощности, обилием дизъюнктивных дислокаций различной амплитуды и сложной морфологии. Вследствие этого, а также в целях повышения достоверности картирования ловушек и залежей УВ сложных экранированных типов на Медвежьем месторождении в 2012–2013 гг. начаты полевые СР МОВ ОГТ 3D. В полевые сезоны 2013–2019 гг. на Медвежьем лицензионном участке они выполнялись по методике МОВ ОГТ 3D в модификации АВИС (использован адаптированный свип-сигнал, усиливающий недостающую высокочастотную область спектра) и их результаты показали высокую информативность съемок. В настоящее время почти вся территория Медвежьего участка закрыта сейсмической съемкой МОВ ОГТ 3D АВИС с высокой плотностью наблюдений (точки наблюдений – 12,5 × 25 м, кратность суммирования 108), позволяющей уверенно картировать ловушки и залежи УВ во всем нефтегазоперспективном диапазоне глубин, за исключением лишь самой верхней части разреза.

Начиная с 2004 г. обсуждался вопрос о перспективах газоносности надсеноманских и сеноманских отложений, в стратиграфическом отношении отвечающих нижней подсвите березовской

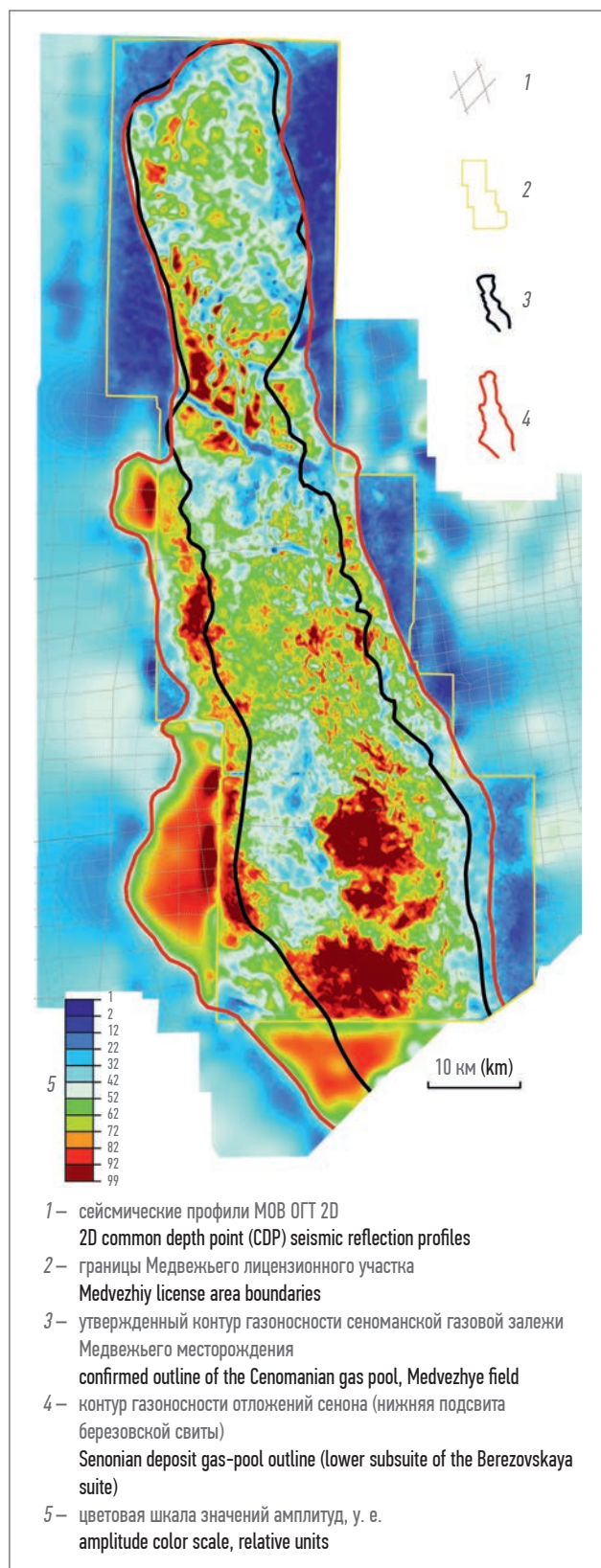


Рис. 1. Карта амплитуд МОВ ОГТ 2D по отражающему горизонту C_3 (кровля нижней подсвиты березовской свиты) Медвежьего месторождения
Fig. 1. 2D CDP seismic reflection amplitude map for the C_3 reflecting horizon (lower subsuite top of the Berezovskaya suite), Medvezhye field

свиты, сложенной кремнистыми породами – опоками с небольшим (5–10 %) количеством глины. Эти породы наряду с низкой проницаемостью обладают исключительно высокой пористостью (до 40–45 %), что послужило во время эксплуатационного разбуривания Медвежьего месторождения источником многочисленных интенсивных газопроявлений. По данным СР МОВ ОГТ установлен контур газоносности этих отложений (рис. 1), примерно в 1,5 раза превышающий площадь сеноманской ГЗ.

Были подготовлены программы и проекты ГРП на эти отложения [2], реализация которых обеспечила получение промышленных притоков газа [3, 4]. На месторождении пробурены и испытаны специальные «сенонские» скважины 1С – 6С, 8С, начиная со скважины 3С – с боковыми горизонтальными стволами. В скважине 4С после малотоннажного гидроразрыва пласта получены наиболее высокие притоки газа с дебитом до 170–200 тыс. $m^3/сут$, а в субвертикальных сеноманских скважинах, выведенных из эксплуатации, – 12–37 тыс. $m^3/сут$. По скважине 4С запасы категории В1 в объеме около 10 млрд $m^3/сут$ были поставлены на государственный баланс. Ресурсы залежи, требующей серьезной доразведки, оцениваются в диапазоне 0,98–2,50 трлн m^3 газа.

В 2022–2023 гг. на Медвежьем месторождении планируется продолжение поисково-оценочных работ на «глубокие горизонты» – ачимовскую толщу и тюменскую свиту, залегающие на значительно более высоких отметках, чем, например, на Уренгойском месторождении (3100–3500 м против 3600–4000 м соответственно), и разведка сенонской ГЗ.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Анализ имеющейся геолого-геофизической и геохимической информации с учетом современных представлений о закономерностях локализации доминирующих объемов УВ в осадочном чехле дает основание заключить, что перспективы нефтегазоносности Медвежьего месторождения далеко не исчерпаны. Наметившийся в нефтегазовой геологии тренд в пользу глубинного происхождения УВ позволяет рассматривать зону аномально высоких пластовых давлений в качестве их источника, обладающего на севере Западной Сибири уникальным потенциалом [5].

К другой зоне концентрации УВ относятся приповерхностные слои Земли, в которых газовые скопления в форме газогидратов (ГГ) локализуются в областях с низкими температурами – в глубоководном пространстве морей и океанов и в зоне вечной мерзлоты [6, 7]. Согласно Ю.Ф. Макогону [8], который связывает газонакопление в верхней части разреза с сингенетическими процессами в этих толщах, считается, что континентальные ГГ имеют ресурсы и запасы на два порядка меньше, чем морские. Однако,

как свидетельствуют современные геофизические данные, источником гидратов природного газа в океанах и на континентах служат процессы глубинной дегазации Земли с весьма высокой интенсивностью проявления в арктических районах Западной Сибири [6]. Поэтому вероятность обнаружения уникальных по объему скоплений ГГ в надсеноманских отложениях Медвежьего месторождения (как и других газовых гигантов Западной Сибири) исключительно велика.

Исходя из многочисленных нефтегазопоявлений в пробуренных на Медвежьем НГКМ скважинах, а также продуктивности этих отложений на всех окружающих месторождениях, можно сделать вывод о перспективности кровельной части тюменской свиты (пласты Ю₂₋₄). Картирование крупных русел палеорек в пластах Ю₂₋₄ по данным СР МОВ ОГТ 3D позволило подготовить к бурению ряд перспективных ловушек УВ со значительными ресурсами. Ачимовские отложения Медвежьего месторождения, судя по пробуренным скважинам, характеризуются довольно высокими эффективными толщинами (35–55 м) и удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Благодаря наличию канальных сейсмofаций перспективность закартированных по данным бурения и СР МОВ ОГТ 3D ловушек сомнений также не вызывает.

До настоящего времени ресурсы объектов шельфового и субконтинентального неокомских и аптальбского комплексов достоверно не определены, крупных по площади залежей, охватывающих весь Медвежий вал, в этих отложениях не обнаружено. Опоискование ловушек УВ рассматриваемых стратиграфических уровней – задача тактическая и, скорее, попутная при разведке более глубоко залегающих горизонтов. Исключение составляют некоторые участки месторождения, где бурением установлена не подтвержденная

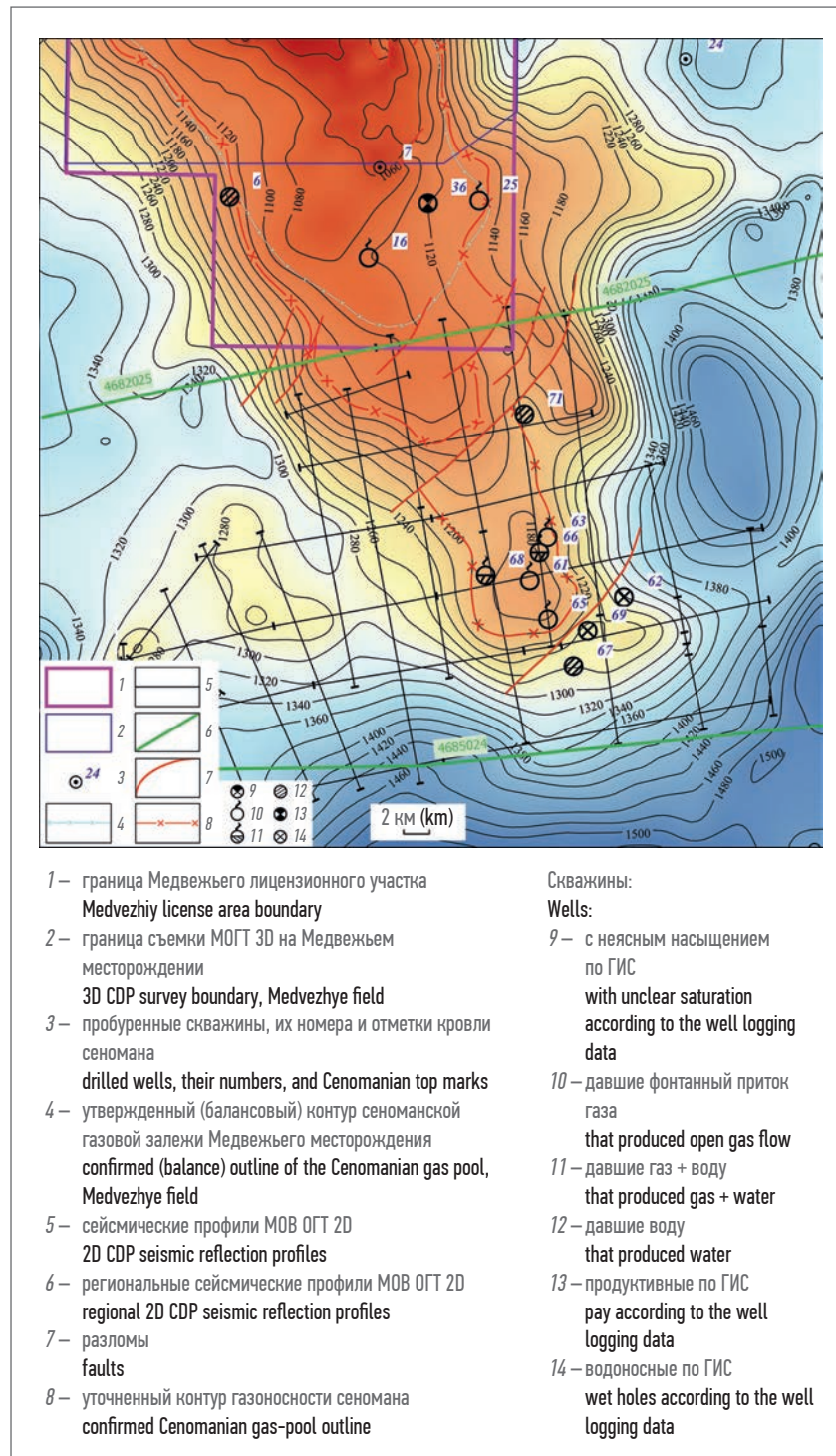


Рис. 2. Геолого-геофизическая модель сеноманской газовой залежи, предположительно объединяющей Медвежье и Пангодинское месторождения
Fig. 2. Geological-and-geophysical model of the Cenomanian gas pool that presumably connects Medvezhye and Pangodinskoye fields

качественным испытанием продуктивности ряда неокомских пластов (например, окрестности скважины №183). То же самое можно сказать про окрестности скважины №53 с установленной продуктивностью

апт-альбских пластов. Эти участки, как и южная часть месторождения, требуют дополнительного целенаправленного изучения.

По региональному сейсмическому профилю №25, проходящему

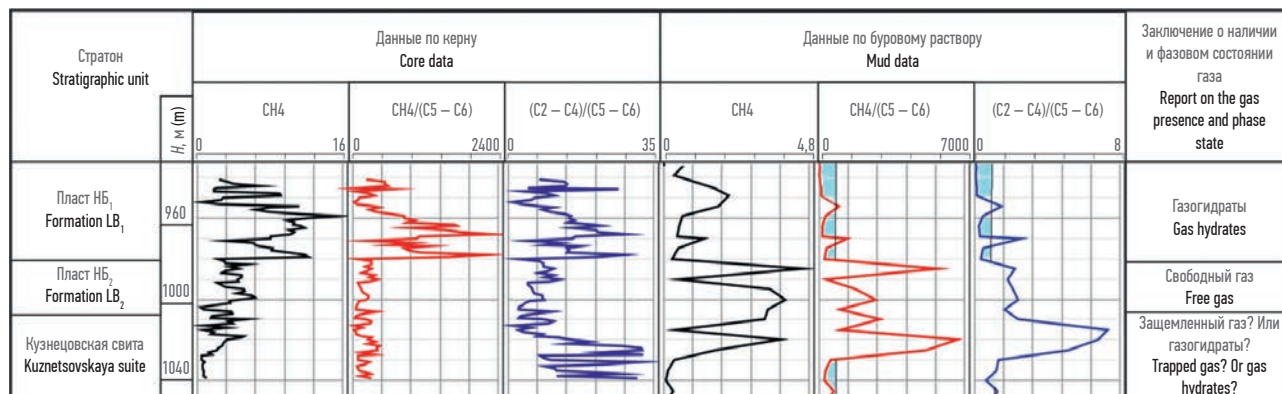


Рис. 3. Газохимическая характеристика разреза скважины 3С по буровому раствору и керну
Fig. 3. Gas-chemical profile of well 3C based on the mud and core data

вблизи южной границы Медвежьего лицензионного участка (рис. 2), установлено, что сеноманская ГЗ не заканчивается в его границах, а проходит дальше на юг, объединяясь с залежью имеющего сложное, блоковое строение Пангодинского месторождения. Переинтерпретация материалов СР МОВ ОГТ и бурения позволила установить, что Пангодинское месторождение, по сути, представляет собой южную оконечность Медвежьего вала и по сенонским и сеноманским отложениям объединяется с Медвежьим НГКМ едиными залежами. На этой территории продуктивны и перспективны отложения сеномана (ПК₁), альба (ПК₁₈), неокома (БН₉⁰, БН₉, БН₁₀, БН₁₁, БН₁₃), ачимовской толщи (АЧС₁₂, АЧС₁₄), тюменской свиты (средняя юра, пласты Ю₂₋₄). Ресурсная база оценивается в объеме около 1,8 млрд т у. т. (газ + конденсат, нефть), что, несомненно, делает освоение этого участка недр весьма привлекательным.

Для северного региона Западной Сибири сенонский газonosный комплекс не является традиционным и содержит запасы газа, относящиеся к категории трудноизвлекаемых из-за низкой проницаемости пород-коллекторов (менее $0,01 \cdot 10^{-2}$ мкм). Тем не менее очень высокая общая пористость данных пород, местами достигающая 40 %, позволяет считать более перспективным освоение этих запасов, чем «классических»

со значениями пористости вмещающих пород 8–10 %.

При изучении газоносности сенона возникли вопросы, повлиявшие на дальнейшую стратегию изучения и оценку перспектив этого комплекса. Первоначально, до бурения специальных скважин с современным комплексом методов ГИС, считалось, что верхняя часть разреза сенона (или пласт НБ₁, залегающий в верхней части нижней подсвиты березовской свиты) обладает более высокой перспективностью и продуктивностью, поскольку имеет более высокие удельные электрические сопротивления и зачастую характеризуется отрицательной амплитудой кривой спонтанной поляризации, типичной для пород-коллекторов с высокими ФЕС [9]. Отметим, что ни в одной из скважин Медвежьего месторождения в сенонском интервале не было записи кривой акустического каротажа (АК), необходимого для выделения газонасыщенных интервалов [9].

После бурения и освоения шести специальных скважин с широким набором методов ГИС выяснилось, что в верхнем пласте рассматриваемого интервала по данным АК присутствуют высокие скорости распространения продольных волн, не характерные для газонасыщенных пород с высокой пористостью. Из этого пласта притоков газа получено не было, в то время как в нижнем пласте НБ₂ (с пониженными скоростями по АК, типич-

ными для газонасыщенных пород) они присутствовали. Выдвинутое еще в 2012 г. А.В. Ильным [10] предположение о наличии в сеноне ГГ первоначально было нами отвергнуто из-за того, что температура в рассматриваемых отложениях на 10–15 °С превышала условия зоны стабильности ГГ. Однако «зимняя» скважина 4С (в отличие от других сенонских скважин, бурившихся летом) была пробурена на разогретом до 44 °С на входе бурового раствора и стала единственной из остальных с высоким дебитом притока газа и типичными для газонасыщенных пород скоростями акустических колебаний (по данным АК) в нижней части пласта НБ₁, что подтверждается показаниями газового каротажа [11]. Это позволило принять предположение о наличии ГГ в сеноне.

Также были проанализированы результаты инновационных газохимических скважинных исследований по керну и буровому раствору, выполненных ЗАО «НПЦ «Геохимия» в сенонских скважинах по заказу ООО «Газпром добыча Надым». Согласно этим данным в буровой раствор поступает газ из нижнего сенонского пласта – НБ₂, а из верхнего пласта НБ₁ он извлекается (примерно в равных количествах) при дегазации изолированного на устье скважины керна [11]. В буровом растворе в интервалах со свободным газом отмечается повышенное содержание метана, а с ГГ – низкое (рис. 3).

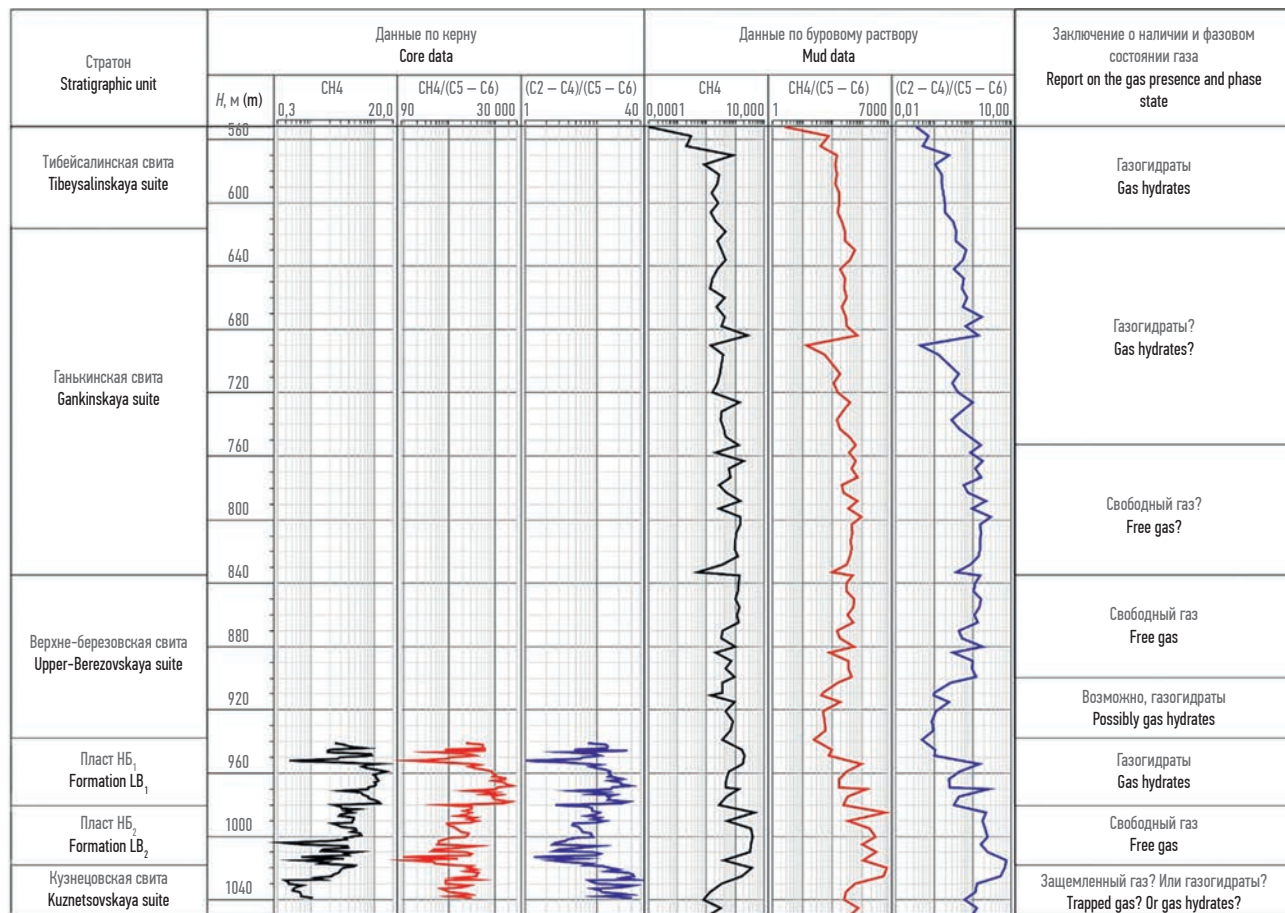


Рис. 4. Изменение состава газов бурового раствора и керна по разрезу скважины 4С
Fig. 4. Variation of the mud and core gas composition along the profile of well 4C

Исключение составляет скважина 4С, в которой газ в буровой раствор выделяется и из верхнего пласта [11]. В газогидратных интервалах установлено, что газы бурового раствора обогащаются компонентами, не образующими ГГ. В первую очередь это касается находящихся в виде паров пентана и гексана. По этой причине в интервалах с ГГ значения отношения $C2 - C4 / C5 - C6 < 1$, а значения отношения $C1 / C5 - C6 < 500$. В интервалах со свободным газом $C2 - C4 / C5 - C6 > 1$, а $C1 / C5 - C6 > 500$ (рис. 3).

Таким образом, по изменению значений этих коэффициентов и составу газов бурового раствора можно выделять возможные газогидратные интервалы и в вышележащих отложениях (рис. 4). Однако достоверное количество ГГ в разрезе может быть установлено только путем бурения специальных скважин с отбором

керна и тщательным его изучением. В настоящее время достоверные данные о наличии ГГ и их газонасыщенности в верхней части разреза в Западной Сибири отсутствуют. По мнению В.С. Якушева [12], ресурсная база ГГ на Медвежьем и др. месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона может представлять интерес для промышленной разработки. С позиций миграционной природы ГГ его ресурсы сопоставимы с сеноманскими [13]. По данным бурения и СР МОВ ОГТ 3Д в верхней части разреза на Медвежьем месторождении установлено широкое распространение обломочных пород с высокими ФЕС, а также опок, диатомитов, обладающих высокой пористостью. Они приурочены к тибейсалинской и люлинворской свитам, а также к четвертичной системе. Особенный интерес представляют отложения «ледяной

реки» и ее дельты, установленные по данным СР МОВ ОГТ 3Д (рис. 5), где толщина гранулярных пород (по скважинам) достигает 400–450 м. Породы-коллекторы (обломочные и кремнистые) также имеются в разрезах верхней подсвиты березовской свиты и в ганькинской свите. По термобарическим показателям эти отложения на Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском, Заполярном месторождениях относятся к зоне стабильности ГГ, в отличие от нижней подсвиты березовской свиты, температуры в которой, как отмечено ранее, несколько выше, чем необходимо для стабильного существования ГГ.

Существует мнение, что газ в пласте НБ₁ находится не в газогидратном, а в «защемленном» состоянии и из-за малого размера пор и низкой проницаемости не может покинуть породу-коллектор,

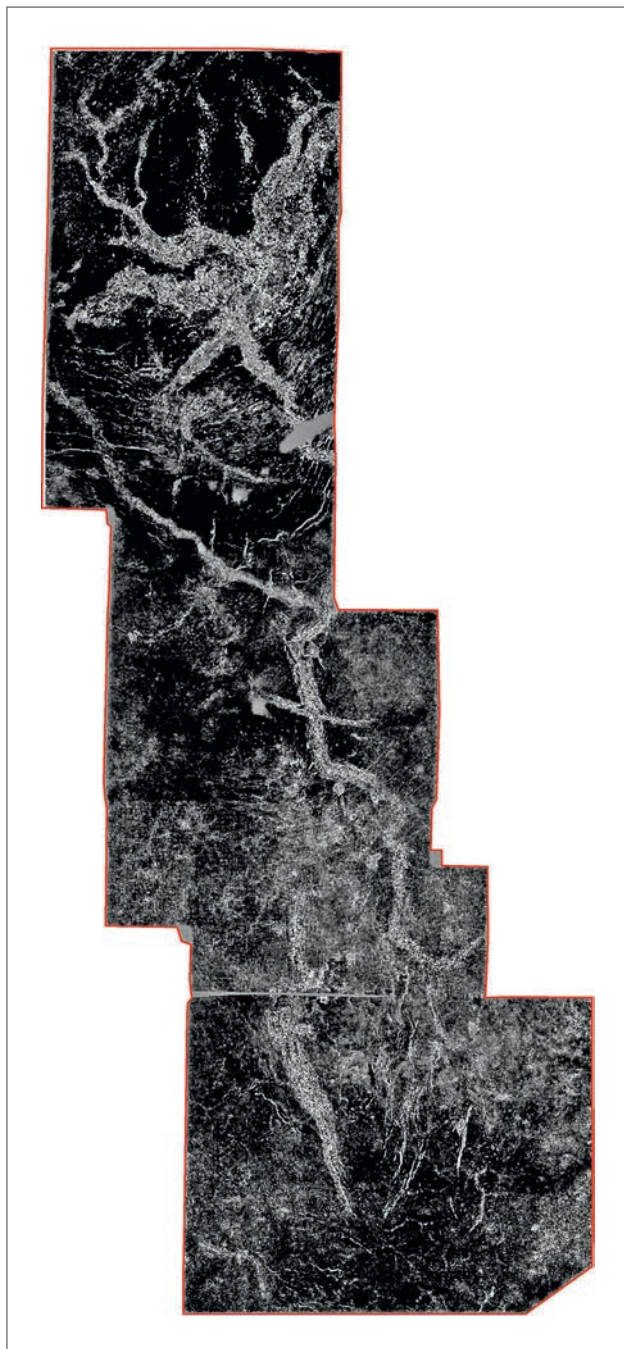


Рис. 5. Горизонтальный срез куба амплитуд МОГТ 3D на времени 486 мс с видом «ледяной реки» и ее дельты в северной части Ныдинского месторождения
Fig. 5. The horizontal cut of the 3D CDP amplitude volume at 486 ms, exhibiting an "ice river" and its delta in the Northern part of Nydinskoye's field

что снижает перспективность пласта $НБ_1$ [14]. Этому предположению противоречит несколько факторов. Во-первых, защемленный газ даже при незначительном содержании в породе (от 5 об. %) резко снижает скорости распространения продольных акустических колебаний и сейсмических волн [15, 16]. Но по данным АК пласт $НБ_1$ имеет высокие скорости распространения упругих колебаний во всех сенонских скважи-

нах, кроме скважины 4С, где они резко снижаются в нижней части пласта, из которой газ выделялся в теплый буровой раствор. В верхней части пласта, из которой газ выделился только из керна, скорости по данным АК высокие. При наличии защемленного газа скорости были бы низкими по всему разрезу пласта $НБ_1$ и в скважине 4С.

Также неправдоподобно утверждение, о том, что защемленный газ начал выделяться из пласта $НБ_1$ в скважине 4С из-за бурения на более теплом буровом растворе. На защемленном газе незначительное (первые десятки градусов Цельсия) повышение температуры сказаться не может, в отличие от ГГ, для которых повышение температуры, при котором начинается их разложение, критично. Обычно защемленный газ «жирнее», чем свободный. Газохимические данные исследований свидетельствуют о более высокой «сухости» газа (по соотношению $C1/C5 - C6$), выделившегося из керна пласта $НБ_1$, относительно газа из пласта $НБ_2$ (как из керна, так и в буровой раствор), что говорит о большей защемленности последнего и позволяет нам считать неправомерным отнесение газа в пласте $НБ_1$ к категории защемленного.

Говорить о низкой перспективности пласта $НБ_1$ на Медвежьем месторождении [14], располагая данными по давшей высокий дебит (до 200 тыс. $м^3/сут$) скважине 4С, неправомерно. Зона распространения свободного газа в пласте $НБ_1$ на южной периклинали Медвежьего вала уверенно картируется СР МОВ ОГТ 3D [6] и должна быть изучена бурением в первую очередь. Перспективность той или иной части разреза может быть оценена только после проведения разведки месторождения, которая по сенонским отложениям еще далека до завершения, поскольку не выполнен главный принцип проведения ГРП – равномерное размещение по площади разведочных скважин.

Наша задача как исследователей не отбрасывать очевидную идею о газогидратном насыщении пласта $НБ_1$, а понять и объяснить, каким образом ГГ могут существовать вне зоны их стабильности при положительных температурах. Фракционирование состава газов бурового раствора в предположительно газогидратных интервалах и в породах со свободным газом позволяет заключить, что в состав ГГ, кроме метана, входят пропан и изобутан. Наличие примесей, минерализация пластовой воды и литофациальные особенности пород влияют на термобарические условия зоны стабильности ГГ, существенно изменяя ее границы [17, 18]. Так, С.Т. Гулянец и др. [17] отмечают, что именно двойные гидраты имеют наибольшую плотность упаковки и, соответственно, высокую стабильность, поэтому интервалы давлений и температур, в которых многие из них могут находиться, считаются рекордными для ГГ. Если ранее образование ГГ не связывалось с поступлением глубинного газа [8], то к настоящему времени полу-



чены данные, свидетельствующие о том, что ГГ представляют собой продукт глубинной (мантийной) дегазации Земли [19–21]. Существует обоснованное предположение, что образование ГГ происходит вследствие дроссельного эффекта, резко понижающего температуру среды, что дает им возможность некоторое время сохраняться в неблагоприятных термобарических условиях, учитывая «молодой», связанный с неотектогенезом возраст дегазации.

Без изучения ГГ сенона не стоит априори предполагать невозможность их существования в подобных термобарических условиях. Очевидно, что ГГ требуют дополнительного изучения, что вполне реально при сохранении свежеотобранного керна из сенонских скважин в условиях низких температур.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Известные ученые-нефтяники Г.А. Габриэлянц и В.И. Пороскун писали [22, с. 26]: «...Месторождение можно разведать только один раз, поэтому любая ошибка раз-

ведки неисправима». Данный тезис неприменим к большинству месторождений УВ в ЯНАО Западной Сибири и в первую очередь к Медвежьему, на котором залежи УВ в неоконских шельфовых пластах были открыты с пятой попытки [23], а залежи нефти и газового конденсата в ачимовской толще и тюменской свите (юра) на большей части месторождения до сих пор не разведаны, несмотря на прямые признаки нефтегазоносности, полученные при бурении поисковых скважин (интенсивные газохимические аномалии, ГИС, керн с запахом УВ, аварийные газопроявления).

Освоение Медвежьего месторождения показало, что при решении сложных, нестандартных задач неизбежны просчеты и ошибки, а природные обстановки (супераномально высокое пластовое давление, аварийное газирование и т.п.) не всегда могут быть преодолены имеющимися техническими средствами. Хорошо известно, что поиск и разведка нефти и газа в сложных горно-геологических условиях никогда

не будут полностью успешными. Проблема повышения эффективности ГРП на нефть и газ может решиться только путем интеграции геоданных и знаний в разных областях горнодобывающей промышленности (бурение, гидрогеология, нефтегазовая геология, петрофизика, геохимия и т.д.).

Необходимы получение новой информации о параметрах пород-коллекторов и пластовых флюидов, восприимчивость исследователей к современным идеям. Геология – это наука, изучающая естественные объекты, устроенные по определенным правилам и законам, с развитыми и закономерными связями, определяющими свойства объектов. Продуктивность пластов, установленная по керну и данным ГИС, не должна подвергаться сомнению из-за некачественно проведенных или просто неудачных испытаний, их результаты следует считать малоинформативными. Вероятно, такой подход позволит более успешно подготовить к разработке новые запасы УВ-сырья, скрытые в недрах Медвежьего месторождения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Нежданов А.А., Туренков Н.А., Огнев А.Ф. и др. Продуктивность глубоких горизонтов Медвежьего месторождения // Горные ведомости. 2006. № 6 (25). С. 54–59.
2. Нежданов А.А., Огибин В.В., Скрылев С.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири // Газовая промышленность. 2012. № 6 (76). С. 32–37.
3. Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я. и др. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсенонских отложений // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Междунар. конференции. Казань: ФЭН, 2014. С. 104–110.
4. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 11–26.
5. Аникиев К.А. Закон Н.А. Кудрявцева и закономерности газодинамической теории АВПД нефтегазоносных недр // Исследования и разработки по неорганическому направлению нефтяной геологии (Кудрявцевские чтения 1988 г.): сб. науч. трудов / отв. ред. К.А. Аникиев, Н.С. Бескровный. Л.: ВНИГРИ, 1989. С. 32–54.

6. Нежданов А.А., Смирнов А.С. Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных. Тюмень: ТИУ, 2021. 286 с.
7. Соловьев В.А. Газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое // Российский химический журнал. 2003. Т. 43, № 3. С. 59–69.
8. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. 2003. Т. 43, № 3. С. 70–79.
9. Африкан А.Н., Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М., Резванов Р.А. Геофизические исследования скважин / под ред. В.М. Добрынина, Н.Е. Лазутиной. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2004. 400 с.
10. Ильин А.В. Газогидраты севера Тюменской области как новый объект изучения геофизическими методами: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Екатеринбург: Уральский государственный горный университет, 2012. 22 с.
11. Нерсесов С.В., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Родивилов Д.Б. Перспективы разработки содержащих газогидраты пластов Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) // Газовая промышленность. 2019. № 8 (788). С. 48–55.
12. Якушев В.С. Разработка нетрадиционных ресурсов газа в России: когда, где, что, зачем? // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: материалы конф. М.: GEOS, 2013. С. 302–305.
13. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений: сб. статей / отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: GEOS, 2002. С. 7–36.
14. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Нерсесов С.В. и др. Некоторые закономерности распределения углеводородов в отложениях нижнеберезовской подсвity // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 1 (361). С. 5–15.
15. Сейсморазведка: в 2 кн. / под ред. В.П. Номоконова. Кн. 2. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1990. 336 с.
16. Многоволновые сейсмические исследования: сб. материалов Всесоюз. совещания / сост. Н.Н. Пузырев. Новосибирск: Наука, 1987. 213 с.
17. Гулянец С.Т., Егорова Г.И., Аксентьев А.А. Физико-химические особенности газовых гидратов. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 152 с.
18. Якуцени В.П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8, № 4. С. 1–24.
19. Геворкян В.Х., Сокур О.Н. Газогидраты – продукт мантийной дегазации // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2012. № 1 (27). С. 52–65.
20. Попков В.И., Соловьев В.А., Соловьева Л.П. Газогидраты – продукт глубинной дегазации Земли // Геология, география и глобальная энергия. 2012. № 3 (46). С. 56–67.
21. Телегин Ю.А. Пространственная и генетическая связь газогидратов нефтегазоносных отложений Присахалинских акваторий: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Владивосток: Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, 2018. 24 с.
22. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И. История научных основ поисков нефти // Известия РАН. Науки о Земле. 2017. Т. 70, № 3. С. 21–30.
23. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Давыдов А.В. Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири // Газовая промышленность. 2014. № 5 (716). С. 113–118.

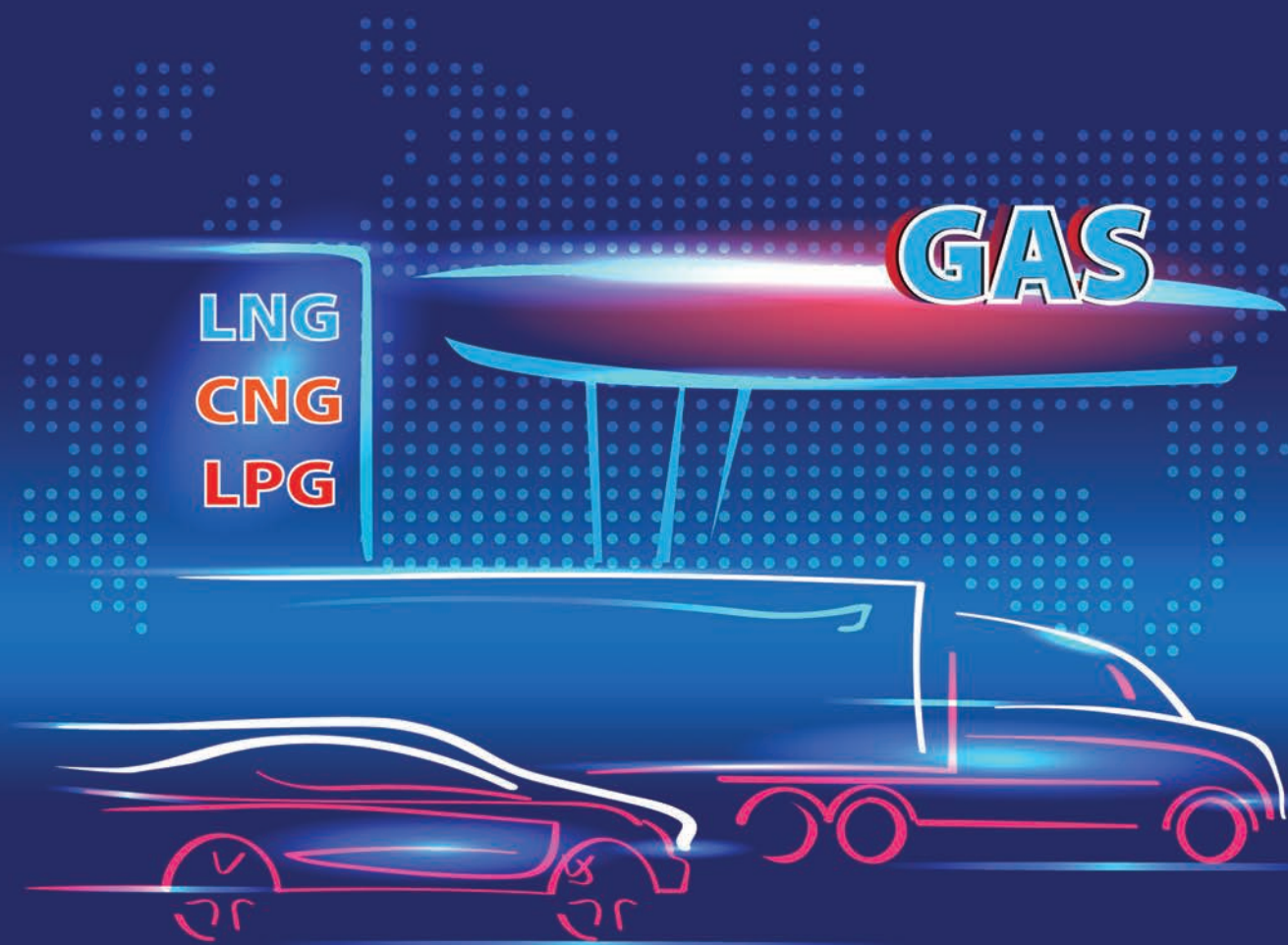
REFERENCES

- (1) Nezhdanov AA, Turenkov NA, Ognev AF, Kosarev IV, Magdenko GV, Oblekov GI, et al. Productivity of the deep levels of the Medvezhye field. *Mining Records* [Gornye vedomosti]. 2006; 25(6): 54–59. (In Russian)
- (2) Nezhdanov AA, Ogibenin VV, Skrylev SA. Structure and gas potential prospects of the Senonian deposits in the North of West Siberia. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2012; 676(S): 32–37. (In Russian)
- (3) Cherepanov VV, Pyatnitskiy Yul, Khabibullin DY, Sitdikov NR. Prospects for gas-field resource base development at the late development stage by examining the commercial potential of unconventional reservoirs of Above-Cenomanian deposits. In: *Proceedings of the "Difficult and unconventional hydrocarbon reserves: Experience and forecasts" International Conference*. Kazan, Russia: Fen [Science]; 2014. p. 104–110. (In Russian)
- (4) Cherepanov VV, Menshikov SN, Varyagov SA, Oglodkov DY, Bondarev VL, Gudzenko VT, et al. Problems relating to estimation of oil and gas potential of Nizhneberozovskiy sub-suite in the North of the Western Siberia. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields* [Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij]. 2015; (2): 11–26. (In Russian)
- (5) Anikiev KA, N.A. Kudryavtsev law and patterns of the gas dynamic theory of abnormal reservoir pressure in petroleum bearing subsoil. In: Anikiev KA, Beskrovny NS (eds.) *Research and Development in the Inorganic Line of Oil Geology (Kudryavtsev readings 1988)*. Leningrad, USSR: VNIGRI; 1989. p. 32–54. (In Russian)
- (6) Nezhdanov AA, Smirnov AS. *Fluid-Dynamic Interpretation of Seismic Data*. Tyumen, Russia: Industrial University of Tyumen; 2021. (In Russian)
- (7) Soloviyev VA. Gas hydrates as a potential mineral resource. *Russian Chemical Journal* [Rossijskij khimicheskij zhurnal]. 2003; 43(3): 59–69. (In Russian)
- (8) Makogon YuF. Natural gas hydrates: Occurrence, formation models, resources. *Russian Chemical Journal*. 2003; 43(3): 70–79. (In Russian)
- (9) Dobrynin VM, Lazutkina NYe (eds.), Afrikan AN, Vendelshtein BYu, Rezvanov RA. *Well Logging*. Moscow: Gubkin Russian State Oil and Gas University; 2004. (In Russian)
- (10) Ilyin AV. *Gas hydrates in the North of Tyumen Oblast as a new subject for geophysical research*. PhD thesis. Ural State Mining University [Ural'skij gosudarstvennyj gornyy universitet]; 2012. (In Russian)
- (11) Nersesov SV, Nezhdanov AA, Ogibenin VV, Rodivilov DB. Gas hydrate containing formations of the Medvezhye field (West Siberia): Development Prospects. *Gas Industry*. 2019; 788(8): 48–55. (In Russian)
- (12) Yakushev VS. Unconventional gas source development in Russia: when, where, what, why? In: *Proceedings of the "Unconventional hydrocarbon resources: occurrence, genesis, forecasts, development prospects" conference, 12–14 November 2013*. Moscow: GEOS; 2013. p. 302–305. (In Russian)
- (13) Dmitrievskiy AN, Valyaev BM. Hydrocarbon degassing through the ocean bed: localized occurrences, scale, significance. In: Dmitrievskiy AN, Valyaev BM (eds.) *Degassing of the Earth and Genesis of Hydrocarbon Fluids and Deposits*. Moscow: GEOS; 2002. p. 7–36. (In Russian)
- (14) Cherepanov VV, Menshikov SN, Nersesov SV, Sokolovskiy RA, Ershov AV, Doroshenko AA, et al. Some regularities of hydrocarbons distribution in the deposits of the Nizhneberozovskiy subformation. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2022; 361(1): 5–15. (In Russian)
- (15) Nomokonov VP (ed.). *Seismic Surveys*. Vol. 2. 2nd ed. Moscow: Subsoil [Nedra]; 1990. (In Russian)
- (16) Puzyrev NN (ed.). *Multiwave Seismology*. Novosibirsk, Russia: Science [Nauka]; 1987. (In Russian)
- (17) Guliyants ST, Yegorova GI, Aksentyev AA. *Physicochemical Specifics of Gas Hydrates*. Tyumen, Russia: Tyumen State Oil and Gas University; 2010. (In Russian)
- (18) Yakutseni VP. Gas hydrates – Unconventional gas sources, their formation, properties, distribution, and geological resources. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies* [Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika]. 2013; 8(4): 1–24. (In Russian)
- (19) Gevorkyan VKH, Sokur ON. Gas hydrates – A mantle degassing product. *Geology and Mineral Resources of World Ocean* [Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana]. 2012; 27(1): 52–65. (In Russian)
- (20) Popkov VI, Soloviev VA, Solovieva LP. Gas-hydrates – Earth's abyssal degasification product. *Geology, geography and global energy* [Geologiya, geografiya i global'naya energiya]. 2012; 46(3): 56–67. (In Russian)
- (21) Telegin YuA. *The spatial and genetic connection of gas hydrates of petroleum bearing deposits in Sakhalin water areas*. PhD thesis. V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute; 2018. (In Russian)
- (22) Gabrielyants GrA, Poroskun VI. The history of the scientific basis of oil exploration. *Proceedings of NAS RA – Earth Sciences* [Izvestiya NAN RA. Nauki o Zemle]. 2017; 70(3): 21–30. (In Russian)
- (23) Nezhdanov AA, Ogibenin VV, Davydov AV. Retrospective analysis of geological exploration efficiency for oil and gas in West Siberia. *Gas Industry*. 2014; 716(S): 113–118. (In Russian)



25–27 октября 2022 г.
Россия, г. Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

20-я Юбилейная международная
выставка газобаллонного,
газозаправочного оборудования
и техники на газомоторном
топливе



> 1100 целевых
специалистов

из 64 регионов
России



Забронируйте
стенд
www.gassuf.ru

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

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

СОЗДАНИЕ ФАЦИАЛЬНЫХ МОДЕЛЕЙ ГРУППЫ ПЛАСТОВ Ю2 ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИХ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ

УДК 622.031.4

О.М. Гречнева, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
(Тюмень, Россия), omgrechneva@tnnc.rosneft.ru

Н.А. Сеначин, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
nasenachin@tnnc.rosneft.ru

А.В. Великих, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
avvelikh2@tnnc.rosneft.ru

А.В. Пермяков, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
avpermyakov@tnnc.rosneft.ru

А.С. Русанов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
asrusanov@tnnc.rosneft.ru

А.А. Снохин, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз» (Тюмень, Россия),
SnohinAA@kchn.ru

Р.Р. Шакиров, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», ShakirovRR@kchn.ru

В настоящее время в связи с истощением залежей в традиционных резервуарах все большее внимание уделяется низкопроницаемым коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами. Разработка пород с ультранизкими фильтрационно-емкостными свойствами всегда сопряжена с рядом проблем, связанных с нерентабельными дебитами в скважинах или полным их отсутствием, невысокой эффективностью системы поддержания пластового давления, выбором лучшего места заложения новых точек бурения и т. д. Решение этих задач требует детального представления о геологическом строении пласта, принципах и условиях его формирования. Реконструкция древних обстановок осадконакопления позволяет отразить закономерности распространения коллектора и определить области пласта с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Целью данного исследования было определение в низкопроницаемых пластах с трудноизвлекаемыми запасами перспективных участков для вовлечения в разработку. Объектом изучения послужили отложения группы пластов Ю2-1 и Ю2-2, относящиеся к верхней подсвите тюменской свиты средней юры. Отложения, представленные частым переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов с прослоями углей, характеризуются сложным геологическим строением, высокой фациальной изменчивостью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, значительными вторичными изменениями, дополнительно ухудшающими свойства коллекторов. В работе выполнен анализ кернового материала, результаты которого позволили идентифицировать условия накопления отложений и выделить фации для пород-коллекторов. Восстановлены площадные обстановки осадконакопления с учетом сейсмических данных, определены наиболее перспективные фациальные группы с точки зрения разработки и вовлечения в эксплуатацию, предложены варианты эффективных способов вызова притока или его интенсификации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ, ПЛАСТ Ю2, ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ, НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЙ КОЛЛЕКТОР, КЕРНОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ.

Площадь изучения целевых пластов группы Ю2, относящихся к верхней подсвите тюменской свиты средней юры, находится на территории Красноселькуп-

ского р-на Ямало-Ненецкого авт. окр. с расположенными на ней Кынским, Западно-Часельским и Ново-Часельским нефтегазо-конденсатными месторождения-

ми (НГКМ), входящими в состав Кынско-Часельского лицензионного участка (ЛУ) (рис. 1). Все объекты охвачены сейсмическими 3D-исследованиями, интервал пла-

O.M. Grechneva, Tyumen Petroleum Research Center LLC (Tyumen, Russia), omgrechneva@tnnc.rosneft.ru

N.A. Senachin, Tyumen Petroleum Research Center LLC, nasenachin@tnnc.rosneft.ru

A.V. Velikhikh, Tyumen Petroleum Research Center LLC, avvelikhikh2@tnnc.rosneft.ru

A.V. Permyakov, Tyumen Petroleum Research Center LLC, avpermyakov@tnnc.rosneft.ru

A.S. Rusanov, Tyumen Petroleum Research Center LLC, asrusanov@tnnc.rosneft.ru

A.A. Snokhin, Kynsko-Chaselskoe Neftegaz LLC (Tyumen, Russia), SnokhinAA@kchn.ru

R.R. Shakirov, Kynsko-Chaselskoe Neftegaz LLC, ShakirovRR@kchn.ru

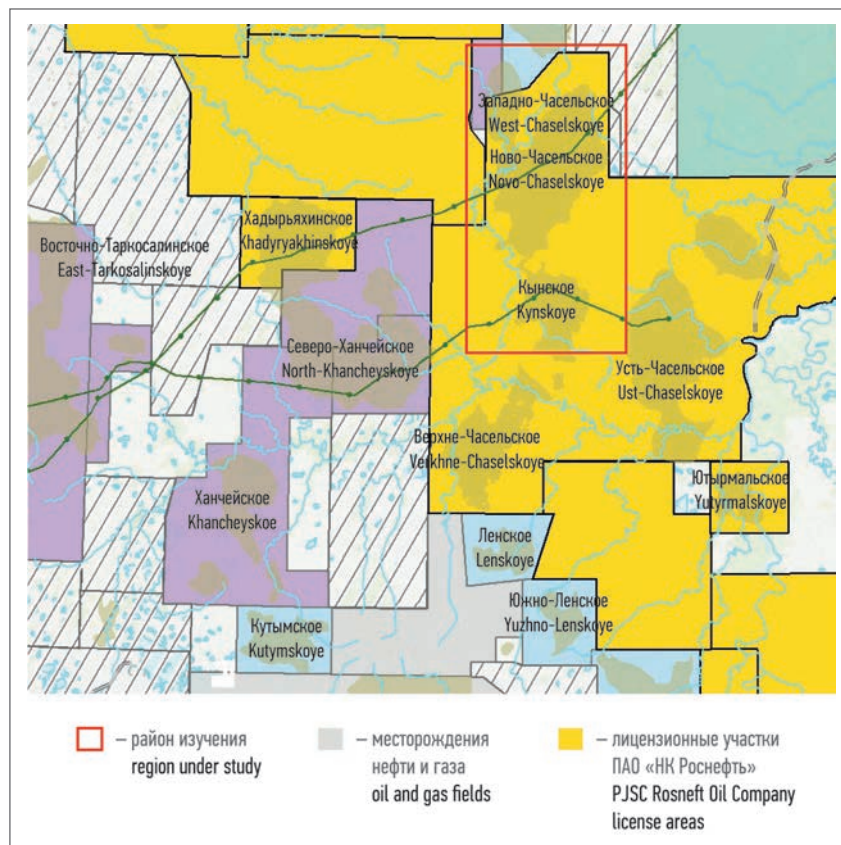
Creating facies models of the Yu2 formation group, Tyumen suite, and assessing the prospects of putting them into development

To date, the depletion of conventional reservoirs leads to more attention to difficult low-permeable ones. Mining of rocks with ultra-low reservoir properties always involves a range of issues associated with non-pay low or zero flow rates in wells, low efficiency of the reservoir pressure maintenance system, selecting the best new drilling locations, etc. Resolving these challenges requires a detailed picture of the formation geology and the principles and conditions of its formation. Remodeling the ancient sedimentary environments allows reflecting the reservoir spread patterns and identifying the areas with the best reservoir properties.

This study aimed to determine which areas of low-permeable formations were prospective for development.

The study subjects were the deposits of the Yu2-1 and Yu2-2 formation groups within the upper subsuite of the Tyumen suite, Middle Jurassic. With frequent interbedding of claystones, sandstones, and aleurolites with coal intercalations, these deposits have complex geology, wide facies variation, low reservoir properties, and significant secondary alterations, which further impair the reservoir properties. In this study, the core examination results allowed us to identify the sedimentary environment and facies of the reservoir rocks. We also retrieved the areal sedimentary environments from the seismic data, found the most prospective facies groups to bring into development, and proposed some options for effective flow initiation and enhancement.

KEYWORDS: FACIES MODEL, YU2 FORMATION, SEDIMENTATION, LOW-PERMEABLE RESERVOIR, CORE EXAMINATION, DIFFICULT RESERVES.



стов Ю2-1 и Ю2-2 охарактеризован керновыми данными и испытаниями на приток углеводородов (УВ). В предыдущие годы в пределах Кынского НГКМ были пробурены эксплуатационные скважины, результаты опробования которых в 80 % случаев не дали положительного результата – получены нерентабельные притоки УВ либо объект признавался «сухим». В настоящее время разработка группы пластов Ю2 не ведется. В таких условиях приоритетной становится задача эффективного планирования проектного эксплуатационного фонда и возможности вовлечения существующих запасов в разработку.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Сложное геологическое строение горизонта, эрозионные размывы и фациальные замещения могут оказаться благоприятными для сохранения залежей УВ в ловушках неантиклинального типа. В процессе работы авторами

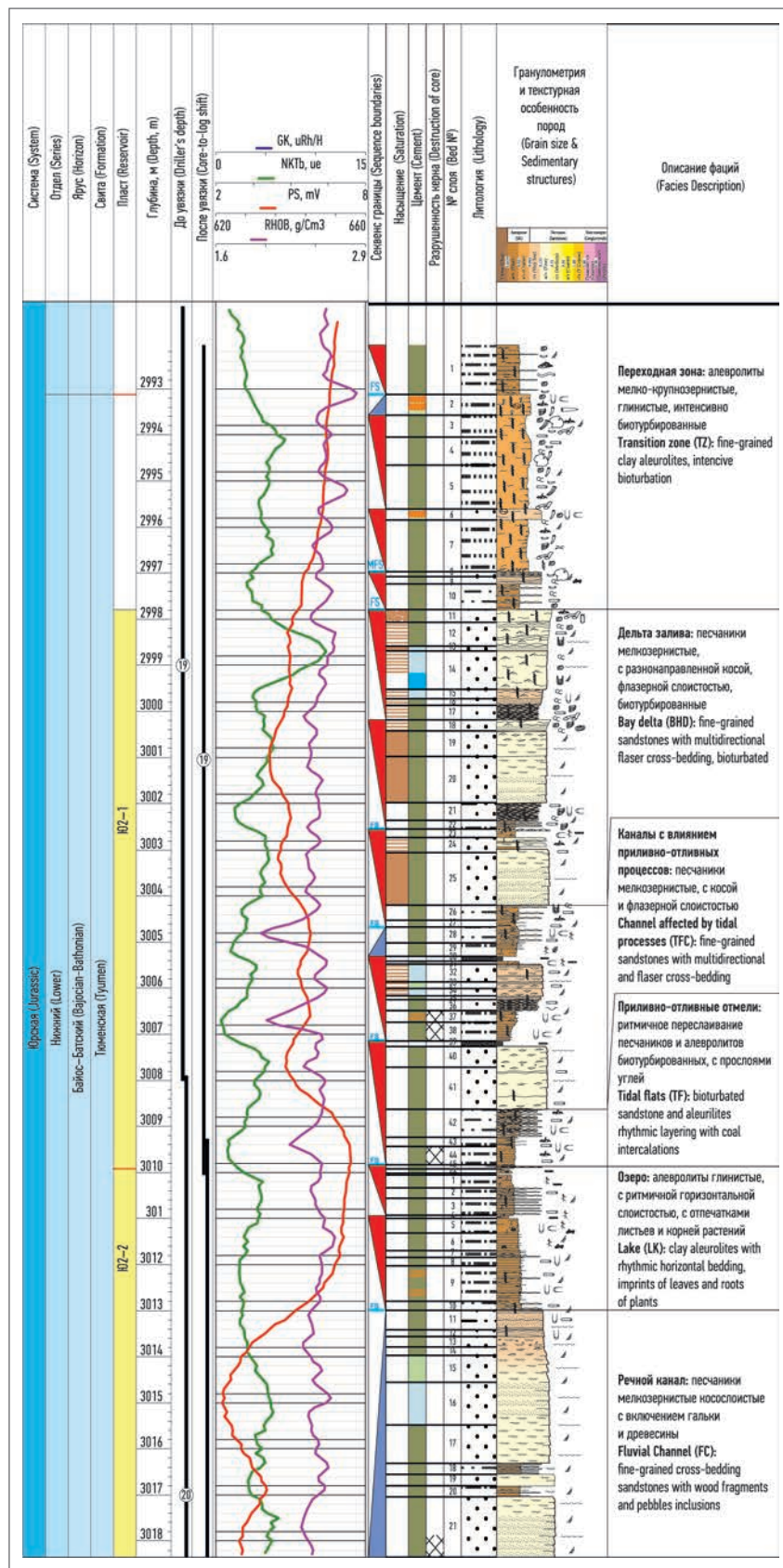


Рис. 2. Литолого-седиментологический разрез отложений пластов Ю2-2, Ю2-1 тюменской свиты

Fig. 2. Lithological and depositional profile of the deposits of the Yu2-2 and Yu2-1 formations within the Tyumen suite

был детально изучен керновый материал, выполнена фациальная интерпретация геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмофациальный анализ по пластам Ю2-1, Ю2-2. Фациальный анализ керна базировался на изучении текстурно-структурных особенностей породы, составе, количестве и разнообразии ихнофоссилий, включений минералов, контактов осадочных пород и парагенеза.

Горизонт Ю2 имеет толщину около 35 м, сложен чередованием прослоев косослоистых мелкозернистых песчаников, глинистых алевролитов и углей. На основании изучения литологического состава пород установлено, что юрские пласты формировались в континентальных (Ю2-2) и переходных обстановках (Ю2-1) в условиях постепенно затопляемой аллювиальной равнины на фоне общего начала региональной трансгрессии. Типично континентальные русловые и пойменные отложения пласта Ю2-2 вверх по разрезу сменяются накоплениями приливо-отливных отмелей, маршей и рассекающими их небольшими протоками, далее они перекрываются осадками, накопившимися в заливах и субдельтах пласта Ю2-1 [1].

Диагностические признаки выявленных обстановок осадконакопления и фациальные особенности приведены в табл. и на рис. 2.

Уточнение стратиграфических границ продуктивных пластов выполнялось с учетом выделенных на керне поверхностей затопления, характеризующихся перерывом в осадконакоплении. Для пласта Ю2-2 отложения аллювиальной равнины трансгрессивно перекрываются глинистыми отложениями поймы и отмелей (трансгрессивный системный тракт), формируя поверхность максимального затопления (когда скорость увеличения аккомодации превосходит скорость поступления осадка), а для пласта Ю2-1 вверх по разрезу фиксируется трансгрессия с затоплением большей части территории.

Комплексирование результатов ГИС, описанных по керновому материалу периодов осадконакопления и сейсмических характеристик, позволило максимально точно определить границы продуктивных пластов.

В качестве сейсмической основы для литофациальной модели пласта Ю2–2 использовались результаты спектральной декомпозиции и схемы сейсмofаций. Формирование отложений происходило в условиях аллювиальной равнины с развитием речных русел меандрирующего типа, вмещающими породами залежи служили глинистые пойменные и озерные отложения. Согласно палеогеографическим схемам Западной Сибири в келловейском веке в пределах района изучения пластов снос материала происходил с северо- и юго-востока [2, 3]. На спектральной декомпозиции были выделены шнурковые извилистые тела, приуроченные к отложениям речных каналов и временных водотоков, которые легли в основу фациальной модели пласта (рис. 3). Дополнительно для пространственного выделения фациальных обстановок применялись карты общих толщин и песчаности пласта, между которыми существует прямая зависимость. Погруженные на момент формирования отложений части земной поверхности характеризуются большими эффективными толщинами. Основное накопление песчаного материала пласта Ю2–2 связано с извилистыми телами преимущественно песчаного состава, приуроченными к поясу меандрирования палеорусел рек и речных притоков в виде узких линейных зон (врезов) (рис. 3).

Накопление отложений в разрезе Ю2–1 происходило в два этапа. Первый: нижняя часть пласта формировалась в условиях равнины с рассекающими ее мелкими речными каналами и влиянием приливо-отливных процессов, о чем свидетельствуют текстурные признаки пород: разнонаправленная слоистость, трещины

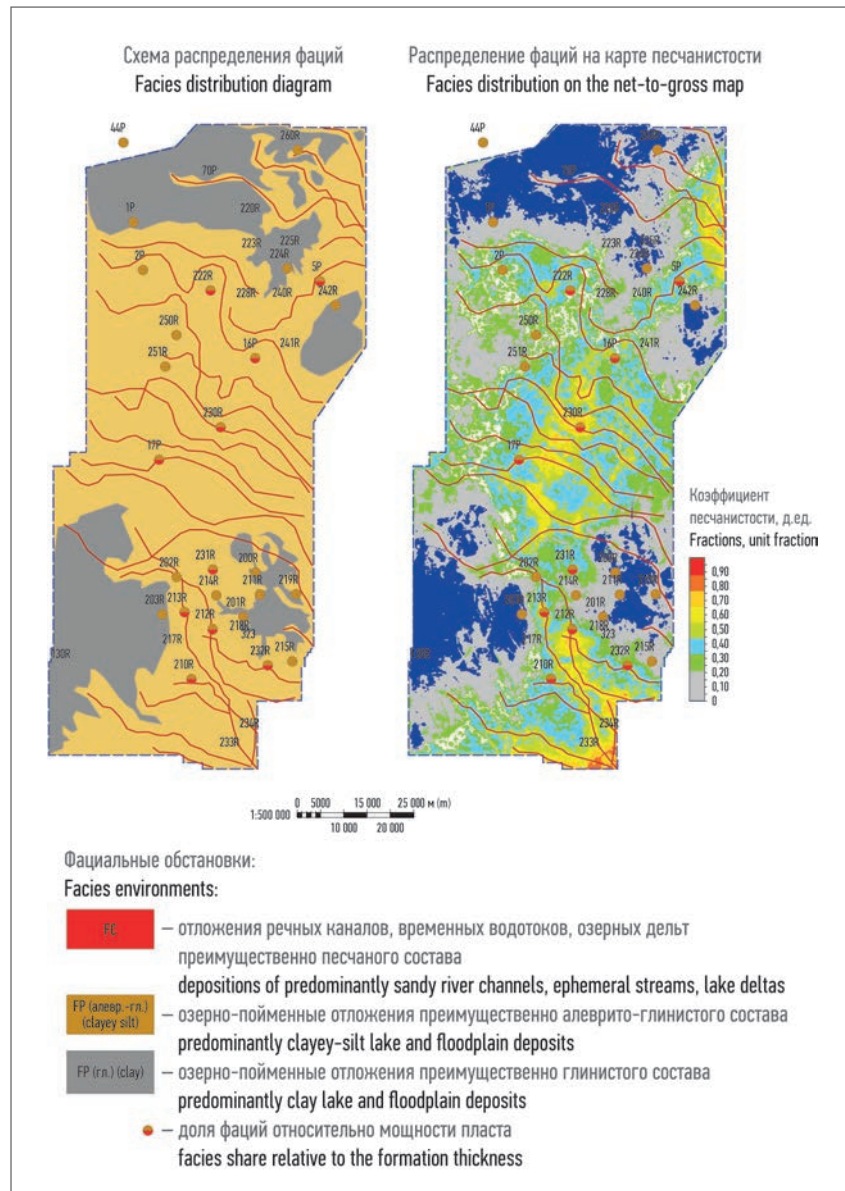


Рис. 3. Карты параметров пласта Ю2–2

Fig. 3. Maps of the Yu2-2 formation parameters

синерезиса, следы биотурбации (табл.). Образование равнины происходило преимущественно в период эвстатического повышения относительного уровня моря. На втором этапе накопления осадков в верхней части пласта Ю2–1 фиксируется дальнейшая трансгрессия с затоплением больших территорий и образованием заливно-лагунного побережья. Биотурбационные текстуры в породах характеризуются низким видовым разнообразием (Planolites, Diplocraterion, Teichichnus), что указывает на солоноватоводные усло-

вия среды накопления с неустойчивым солевым режимом.

Анализ региональных данных [2, 3], результатов ГИС и исследования керна указывает, что подтопление морем прибрежной равнины происходило с западной и северо-западной частей территории Кынско-Часельского ЛУ, основное направление палеопотоковых систем сохранялось с юго-востока на северо-запад. Значительная площадь пласта Ю2–1 представлена отложениями приливо-отливных отмелей и маршей, а также фацией заливов

Диагностические признаки фациальных обстановок
Diagnostic indicators of the facies environments

Пласт Formation	Диагностические признаки Diagnostic indicators	Фация Facies	Обстановка осадконакопления Sedimentary environment
Ю2-2 Yu2-2	<i>Структура:</i> песчаники от тонко- и среднемелкозернистых до мелко- и среднезернистых <i>Текстура:</i> массивная, мелкая косая течениевая рябь, пудинговая, за счет скопления интракластов, крупная косая однонаправленная слоистость <i>Ихнофоссилии:</i> отсутствуют <i>Интерпретация:</i> песчаный состав, массивная текстура и крупная косая однонаправленная слоистость, наличие обломков и фрагментов древесины дают основание предполагать донный или боковой размыв осадков. Для русловых осадков характерна резкая эрозионная подошва и постепенное утонение зернистости вверх по разрезу. <i>Толщина:</i> до 10 м <i>Каротажная характеристика:</i> блоковая либо колоколовидная форма кривых потенциала собственной поляризации (ПС) и гамма-каротажа (ГК), низкие значения ГК <i>Structure:</i> sandstones – from very fine-grained and medium-to-fine-grained to fine- and medium-grained <i>Texture:</i> massive, small swept current ripple, puddingstone due to intraclast conglomerations, large unidirectional cross-bedding <i>Ichnofossils:</i> none <i>Interpretation:</i> sandy composition, massive texture, and large swept unidirectional cross-bedding, chips and wood fragments suggest a riverbed or lateral washout. Channel deposits are marked by a sharp erosion base and gradual grain refinement up the sequence. <i>Thickness:</i> up to 10 m <i>Geophysical log characteristic:</i> block or bell spontaneous potential (SP) and gamma-ray log (GR) curves, low GR results	Фации речного русла и стрежневой части русла Fluvial channel and fluvial channel lag facies	Континентальные обстановки. Русловые отложения Continental environments. Channel deposits
Ю2-2 Yu2-2	<i>Структура:</i> алевролиты мелкозернистые глинистые и аргиллиты углистые с редкими прослоями песчаников <i>Текстура:</i> тонкая линзовидно-волнистая, пологоволнистая, пластических деформаций либо неясная, узловатая <i>Ихнофоссилии:</i> Planolites <i>Интерпретация:</i> тонкозернистый состав отложений, присутствие линз и прослоев углей, обилие растительной органики и остатков корневой системы растений свидетельствуют о формировании отложений в слабoproточных, зарастающих участках пойм, которым присущи низкоэнергетические условия седиментации <i>Толщина:</i> 0,10–2,5 м <i>Каротажная характеристика:</i> повышенные значения кривых ГК, ПС в зоне положительных отклонений. Форма кривых сложно изрезанная, слабовыраженная <i>Structure:</i> fine-grained clay aleurolites and carbonaceous claystones with sparse sandstone intercalations <i>Texture:</i> lenticular-wavy banding, flaser, plastic strains or unclear, nodular <i>Ichnofossils:</i> Planolites <i>Interpretation:</i> fine-grained deposit composition, lenses and coal intercalations, abundant plant organics and root system remains indicate deposit formation in low-flow, overgrown floodplain areas characterized by low-energy environments <i>Thickness:</i> 0.10–2.5 m <i>Geophysical log characteristic:</i> elevated GR, SP curve results in the positive deviation zone. Curves have mild, complicatedly broken shapes	Фация поймы Floodplain	Континентальные обстановки. Внерусловые осадки поймы Continental environments. Off-channel floodplain deposits



ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

YouTube-канал



Продолжение таблицы

Пласт Formation	Диагностические признаки Diagnostic indicators	Фация Facies	Обстановка осадконакопления Sedimentary environment
Ю2-1 Yu2-1	<i>Структура:</i> песчаники от тонко- до среднемелкозернистых, хорошо отсортированные, с прослоями алевролитов. Снизу вверх по разрезу отмечается укрупнение зернистости <i>Текстура:</i> массивная, косоволнистая, мелкая косая волновая рябь, линзовидно-волнистая, пологоволнистая, от слабо до умеренно (в продельтовой части) нарушенной биотурбации <i>Ихнофоссилии:</i> <i>Asterosoma</i>, <i>Cylindrichnus</i>, <i>Palaeophycus</i>, <i>Planolites</i>, <i>Skolithos</i>, <i>Diplocraterion</i> и др. <i>Интерпретация:</i> огрубление состава пород вверх по разрезу свидетельствует о постепенном повышении гидродинамики среды седиментации и проградации дельты. Волнистая слоистость, присутствие обедненных видов биотурбаторов, трещин синерезиса, пиритовых стяжений являются признаком смешения морских и пресных вод <i>Толщина:</i> 1,0–6,5 м <i>Каротажная характеристика:</i> наклонная, воронковидная форма кривой ГК и ПС <i>Structure:</i> sandstones – from very fine to medium-to-fine, well-sorted, with aleurolite intercalations. Grain coarsening is observed up the sequence <i>Texture:</i> massive, wavy cross-bedding, swept wave-formed ripple, lenticular-wavy and flaser bedding, in the prodelta – from slightly to moderately disrupted bioturbation <i>Ichnofossils:</i> <i>Asterosoma</i>, <i>Cylindrichnus</i>, <i>Palaeophycus</i>, <i>Planolites</i>, <i>Skolithos</i>, <i>Diplocraterion</i>, etc. <i>Interpretation:</i> rock coarsening up the sequence indicates gradual enhancement of sedimentary environment's hydrodynamics and delta progradation. Wavy bedding, depleted bioturbator species, syneresis cracks, pyrite ballstones indicate mixing of sea and fresh waters <i>Thickness:</i> 1.0–6.5 m <i>Geophysical log characteristic:</i> sloped, funnel-shaped GR and SP curves	Фации дельты и продельты головной части залива Bay-head delta and prodelta facies	Прибрежно-континентальные обстановки. Отложения дельт заливов Marginal marine environments. Bay delta deposits
Ю2-1 Yu2-1	<i>Структура:</i> глинистые алевролиты с редкими прослоями и линзами песчаников <i>Текстура:</i> линзовидно-волнистая, пологоволнистая, деформационная, от слабо до умеренно нарушенной биотурбации <i>Ихнофоссилии:</i> <i>Asterosoma</i>, <i>Cylindrichnus</i>, <i>Palaeophycus</i>, <i>Planolites</i>, <i>Diplocraterion</i>, <i>Teichichnus</i>, <i>Chondrites</i> и др. <i>Интерпретация:</i> формирование отложений происходило в обстановке, характеризующейся преимущественно спокойными и даже застойными условиями седиментации с периодическим слабым воздействием волн и под влиянием стекающих с суши водных потоков, что обусловило неустойчивый гидродинамический режим. Низкие скорости седиментации способствовали заселению субстрата бентосными организмами <i>Толщина:</i> 0,4–1,0 м <i>Каротажная характеристика:</i> высокие значения ГК, пилообразный вид кривой <i>Structure:</i> clay aleurolites with sparse sandstone intercalations and lenses <i>Texture:</i> lenticular-wavy, flaser, strain, from slightly to moderately disrupted bioturbation <i>Ichnofossils:</i> <i>Asterosoma</i>, <i>Cylindrichnus</i>, <i>Palaeophycus</i>, <i>Planolites</i>, <i>Diplocraterion</i>, <i>Teichichnus</i>, <i>Chondrites</i>, etc. <i>Interpretation:</i> deposits were formed in a predominantly mild or even stagnant environment with periodical weak wave action, affected by water floods flowing down from the land, which created unstable hydrodynamic conditions. The low sedimentation rates facilitated the substrate's colonization by benthos <i>Thickness:</i> 0.4–1.0 m <i>Geophysical log characteristic:</i> high GR results, sawtooth curve	Фации центральной части залива Central basin facies	Прибрежно-морские обстановки. Отложения заливов и лагун Marginal marine environments. Bay and lagoon deposits

Продолжение таблицы

Пласт Formation	Диагностические признаки Diagnostic indicators	Фация Facies	Обстановка осадконакопления Sedimentary environment
Ю2-1 Yu2-1	<i>Структура:</i> песчаники от тонко-мелкозернистых до средне-мелкозернистых <i>Текстура:</i> крупная косая разнонаправленная, мелкая косая течениевая рябь, пологоволнистая, редко массивная <i>Ихнофоссилии:</i> Planolites, Cylichnus, Skolithos, Diplocraterion и др. <i>Интерпретация:</i> косослойчатая текстура, эрозионная подошва и утонение зернистости вверх по разрезу свидетельствуют о высокой скорости седиментации. Наличие следов биотурбации, бимодальность в направлении течений, сдвоенные илистые слои представляют собой признак флуктуации приливных течений морских вод <i>Толщина:</i> 1–3 м <i>Каротажная характеристика:</i> колоколовидная форма, волнистая боковая линия, низкие значения ГК <i>Structure:</i> sandstones – from very-fine-to-fine-grained to medium-to-fine-grained <i>Texture:</i> large multidirectional cross-bedding, small swept current ripple, flaser, sparsely massive <i>Ichnofossils:</i> Planolites, Cylichnus, Skolithos, Diplocraterion, etc. <i>Interpretation:</i> cross-bedding texture, erosion base, and grain refinement up the sequence indicate a high sedimentation rate. Bioturbation traces, bimodality along the current direction, and twin muddy lamina indicate fluctuations in seawater tidal streams <i>Thickness:</i> 1–3 m <i>Geophysical log characteristic:</i> bell curve, wavy sideline, low GR results	Фации русла/ручья со смешанным влиянием речных и приливно-отливных процессов Tidally-fluvial channel/creek facies	Прибрежно-континентальные обстановки. Отложения русел с влиянием морских вод Marginal marine environments. Channel deposits with seawater actions

преимущественно алеврито-глинистого состава (рис. 4). Фация каналов с влиянием приливно-отливных процессов характеризуется малыми эффективными толщинами и низкими фильтрационно-емкостными свойствами [4, 5].

Основные песчаные отложения приурочены к фациям дельты заливов, сформировавшимся в западной части рассматриваемого участка исследований (рис. 4).

По результатам испытаний в пласте Ю2-1 притоки получены из фации дельты залива в 8 скважинах из 19, в пласте Ю2-2 дебиты УВ зафиксированы в 3 из 9 скважин только из фации русел постоянных и временных водотоков. Стоит отметить, что все испытания, в которых не получено притока, выполнялись без дополнительной интенсификации солянокислотными обработками (СКО) или гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Опыт работы с юрскими отложениями аналогичного генезиса на месторождениях-аналогах (например, на Краснотенинском НГКМ) указывает на эффективность

проведения мероприятий интенсификации притока. Так, в ранее сухих интервалах после проведения кислотных ванн или ГРП отмечалось движение флюида и фиксировались рентабельные дебиты УВ. На данный момент метод ГРП – один из основных способов добычи, позволяющих вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы тюменской свиты.

По результатам построения фациальных моделей и анализа существующих результатов испытаний даны рекомендации по корректировке местоположения проектных эксплуатационных скважин (рис. 5). Ранее фонд проектных скважин располагался в малоперспективных зонах с точки зрения фациальных обстановок, его размещение в лучшие для получения притоков фации позволит повысить эффективность эксплуатационного бурения.

Для совместного фонда скважин на пласты Ю2-1 и Ю2-2 необходимо применять методы интенсификации притока СКО и/или ГРП, не ис-

ключая при этом корректировки местоположения проектных точек для получения максимального эффекта добычи УВ.

ВЫВОДЫ

Фациальная модель, построенная на основе комплексирования данных кернового материала, сейсмических исследований и ГИС, позволила детализировать строение пластов, отразить закономерности накопления и распространения фациальных ассоциаций в пластах тюменской свиты и определить наиболее перспективные зоны для вовлечения в разработку. Пласты группы Ю2 характеризуются значительной латеральной и вертикальной неоднородностью, закартированные обстановки осадконакопления позволили объяснить различие в получаемых притоках, выбрать подходы для вовлечения пластов в разработку и дать рекомендации по оптимизации проектного фонда скважин, что в свою очередь позволит разрабатывать трудноизвлекаемые запасы тюменской свиты. ■

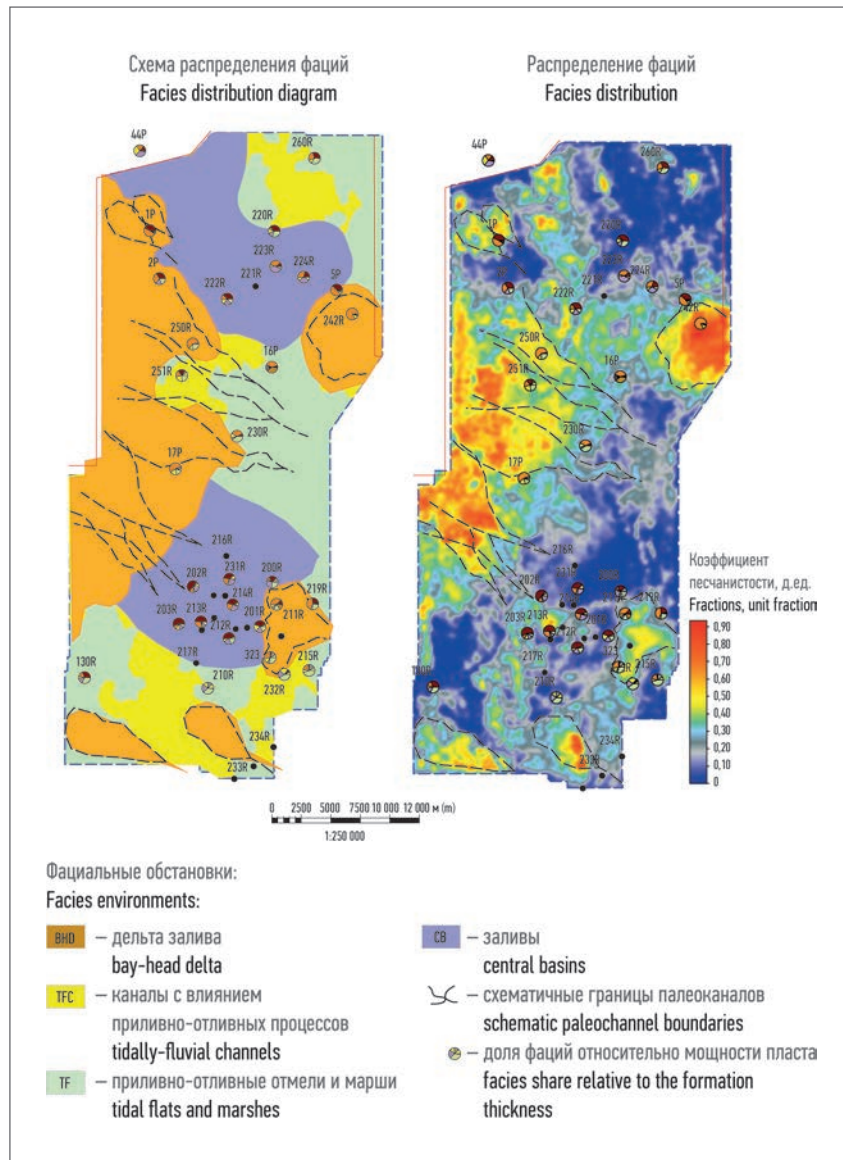


Рис. 4. Карты параметров пласта Ю2-1
Fig. 4. Maps of the Yu2-1 formation parameters

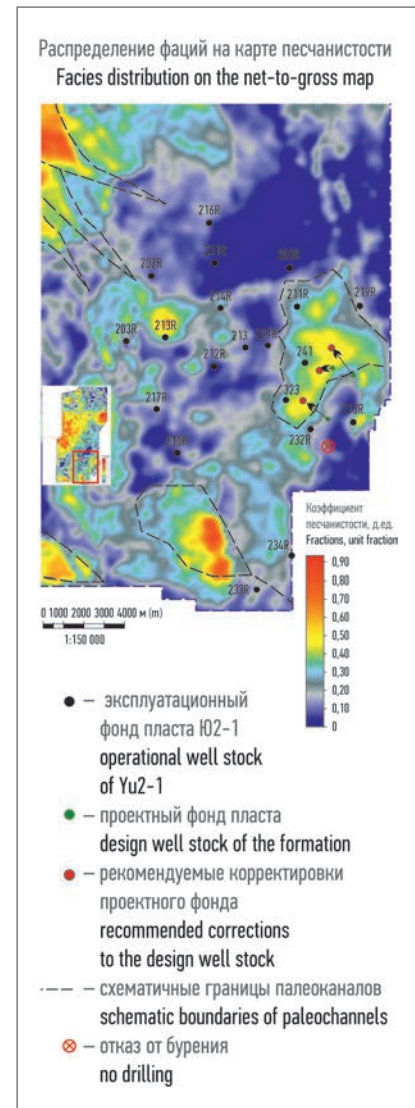


Рис. 5. Схема корректировки проектного фонда пласта Ю2-1
Fig. 5. Diagram for the design well stock of the Yu2-1 formation

ЛИТЕРАТУРА

1. Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. / пер. с англ. И.С. Барскова и др.; под ред. Х.Г. Рединга. М.: Мир, 1990. Т. 1. 352 с.
2. Условия образования юрских отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1:2 000 000 и объяснительная записка / под ред. М.И. Эпова, В.А. Конторовича. Новосибирск: СО РАН, 2015.
3. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 / под ред. И.И. Нестерова. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. Вып. 93. 85 с.
4. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары: пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 2011. 152 с.
5. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: Издат. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. 342 с.

REFERENCES

- (1) Reading HG (ed.), Collinson JD, Allen PA, Elliott T, Schreiber BC, Johnson HD, et al. *Sedimentary Environments and Facies*. Vol. 1. Trans Timofeev PP (ed.), Barskov IS, Indolev LN, Murdmaa IO, Sorokin VM. Moscow: Peace [Mir]; 1990. (In Russian)
- (2) Epov MI, Kontorovich VA (eds.), Shemin GG, Vakulenko LG, Moskvina VI. *Deposit Formation Environment in the North of the West Siberian Petroleum Province. Atlas of the Lithological and Paleogeographic Maps of the North of West Siberia and the Kara Sea Waters, Jurassic Period, Scale 1:2,000,000, and the Explanatory Note*. Novosibirsk, Russia: The Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2015. (In Russian)
- (3) Nesterov II (ed.). *Explanatory Note for the Atlas of the Lithological and Paleogeographic Maps of the West Siberian Plain, Jurassic and Cretaceous Periods, Scale 1:5,000,000*. Tyumen, Russia: West-Siberian Oil Geological Prospecting Research Institute [Zapadno-Sibirskij nauchno-issledovatel'skij geologorazvedochnyj nefteyanij institut]; 1976. (In Russian)
- (4) Baraboshkin YeYu. *Practical Sedimentology. Terrigenous Reservoirs: A Core Handling Manual*. Tver, Russia: GERS; 2011. (In Russian)
- (5) Zhemchugova VA. *Practical Application of Reservoir Sedimentology in Hydrocarbon System Modeling*. Moscow: Gubkin University; 2014. (In Russian)



**ПРИГЛАШАЕМ
К УЧАСТИЮ**

Место проведения:
площадка у ТЦ «Мой Порт»,
ул. Кирова, 146, мобильный павильон

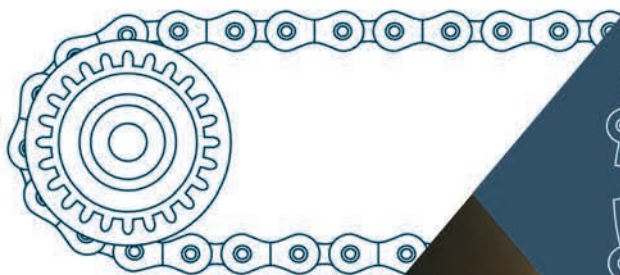
ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

12-14 ОКТЯБРЯ

Ижевск' 2022

ТЕМАТИКА:

- Metalloobrabatывающее оборудование. Инструмент. Metalloпродукция
- Комплектующие изделия и материалы
- Оборудование для термообработки
- Электрические машины и оборудование
- Подъемно-транспортное и складское оборудование
- Литейное оборудование
- Сварочное оборудование
- Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации процессов
- Добыча, переработка, сбыт нефти и газа
- Техника и технологии для добычи нефти и газа, нефтепереработки и нефтехимии. Транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Нефтегазопромысловая геология и геофизика
- Энергетическое и электротехническое оборудование
- Охрана труда, безопасность на производстве. СИЗ
- Ресурсосберегающие технологии
- Сырье, химические материалы, применяемые в нефтегазовой и нефтехимической промышленности
- Средства пожарной безопасности, системы охраны, промышленной безопасности



АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НА НИЗКОДЕБИТНЫХ НЕЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ СКВАЖИНАХ

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений образуется определенная доля кустов газовых скважин с низким дебитом, эксплуатация которых находится на грани рентабельности. Существует возможность обводнения призабойной зоны, выноса песка из разрушающегося продуктивного пласта, как следствие, происходит износ запорно-регулирующей арматуры и перекрытие ствола скважины (самозадавливание). Наиболее целесообразный способ устранения данной проблемы – установка в ствол скважины концентрических лифтовых колонн, позволяющих регулировать потоки газа для выноса жидкости из забоя.

ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» производит широкий ассортимент оборудования, позволяющего комплексно оснастить кусты газовых скважин (КГС) для организации добычи в условиях Крайнего Севера, в том числе модуль автоматизированной технологической обвязки МОС2/1-04 для скважин с концентрическими лифтовыми колоннами (КЛК). Он предназначен для автоматизированного контроля и управления режимом работы газовых скважин с КЛК, находящихся на этапе падающей добычи.

Работа модуля заключается в поддержании дебита газа по линии центральной лифтовой колонны и линии комбинированного потока на уровне, обеспечивающем бесперебойную работу

скважины и предотвращающем самозадавливание из-за образования водяных и песчаных пробок внутри скважины.

В случае отсутствия подходящей к КГС линии электропередач модуль комплектуется различными видами автономных источников питания (АИП) в зависимости от требований заказчика (АИП на базе двигателей Стирлинга либо ветрогенератора и фотоэлектрических модулей (ФЭМ)).

Автономный источник питания применяется в качестве основного или резервного источника энергии для электроснабжения потребителей на КГС, эксплуатируемых в безлюдном режиме. Он обеспечивает объекты электрической энергией постоянной мощности

от 100 Вт и пиковой (в течение 60 с) до 6000 Вт (зависит от требований по автономности).

Один из вариантов АИП – комбинация ФЭМ с ветроэнергетической установкой. Ветрогенератор устанавливается на мачте, а ФЭМ монтируются на каркасе. Совместно они генерируют электроэнергию, которая производит заряд буферных аккумуляторных батарей (АКБ). Батареи и сопутствующее оборудование располагаются в кессонах, заглубленных в землю для термостабилизации. На мачте размещается система видеонаблюдения за площадкой КГС.

Другой вариант – АИП на базе свободнопоршневых двигателей Стирлинга, топливом для которого служит природный газ, поступающий от узла отбора на скважине. Модельный ряд АИП данного типа охватывает диапазон мощностей от 1 до 12 кВт, конструктивное исполнение шкафное (для мощности 1–2 кВт) либо блок-контейнерное (для мощности 4–12 кВт). При необходимости обогрева технологических помещений к системе когенерации АИП подключается внешний контур отопления. Автономный источник питания также может быть оснащен системой ФЭМ для сокращения потребления топлива в летнее время, когда обогрев не требуется.

На площадке обслуживания АИП расположен контрольный пункт телемеханики (КПТМ). Автоматизированная система



АВТОНОМНЫЙ ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ НА БАЗЕ СВОБОДНОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ СТИРЛИНГА ДЛЯ МОДУЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ СКВАЖИН (СЛЕВА) И АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АКЗ-100/500-001 ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ МАЛОЙ МОЩНОСТИ (СПРАВА)

управления (АСУ) КПТМ производит сбор и передачу по радиоканалу на верхний уровень информационной АСУ технологического процесса (ИАСУ ТП) установки комплексной подготовки газа данных от контроллеров арматурных блоков, общекустовых контрольно-измерительных приборов и электроприводов, блока управления факелом и межплощадочного оборудования.

Управление техпроцессом осуществляется с ИАСУ ТП подачей управляющих сигналов на КПТМ и передачей их от КПТМ к оборудованию. В случае если связь между КПТМ и АСУ ТП обрывается, КПТМ переходит в автоматический режим работы. Параметры (расход, давление) поддерживаются на значении, действительном в момент обрыва связи. Уровень автоматизации комплекса позволяет проводить удаленную диагностику оборудования.

Алгоритмы управления оборудованием КГС позволяют оперативно реагировать на изменение входных параметров, получаемых с контрольно-измерительных приборов, и не допускать либо минимизировать последствия аварийных ситуаций, а также уменьшать потери добываемого продукта и снижать износ исполнительных механизмов.

При организации добычи немаловажное значение придается разведочным работам на закон-

сервированных и действующих скважинах в целях определения целесообразности расконсервации либо дальнейшей эксплуатации. Для проведения сбора данных опорные трубы с датчиками спускаются в ствол скважины, погружные кабели подключаются к прибору сбора данных. Система связи передает информацию на вышестоящую АСУ либо на автоматизированное рабочее место оператора. При отсутствии связи архив периодически выгружается из памяти прибора при посещении объекта обслуживающим персоналом.

С учетом специфики разведочных работ (аккумуляторы для электропитания приборов требуют частой замены, а дизель-генераторные электростанции – дозаправки и обслуживания) оптимальным решением по электропитанию

приборов является автономный комплекс электроснабжения варьируемой мощности АКЭ-100/500-01, выпускаемый ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ».

Он предназначен для бесперебойного снабжения потребителей электрической энергией. В его состав входят шкаф с основным оборудованием, установленный на площадку обслуживания, и кронштейн для ФЭМ.

АКЭ-100/500-01 функционирует следующим образом: ФЭМ при достаточном уровне освещения вырабатывают электроэнергию, за счет которой производится подзарядка АКБ. Управление зарядом АКБ осуществляется в автоматическом режиме контроллером ФЭМ. При недостаточном уровне освещения ФЭМ подзарядка АКБ производится топливной ячейкой, топливом для которой служит гидроксид метила, поставляемый в герметичных картриджах. Помимо этого, существует переносное исполнение АКЭ-100/500-02, выполненное в формате термобокса. Низкий расход топлива дает возможность производить замену картриджей один раз в 4–6 мес.

Указанный метод разведки позволяет своевременно обнаружить образование каверн, появление жидкости в призабойной зоне, оценить количественные отклонения в потоках продукта. На многоствольных скважинах за счет полученных данных возможно составить полноценную карту перемещения продукта в забое и на этом основании принять решение о дальнейшей эксплуатации скважины. ■

АВТОНОМНЫЙ ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ НА БАЗЕ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА И ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ С КОНТРОЛЬНЫМ ПУНКТОМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ



ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»
394019, Россия, г. Воронеж,
ул. 9 Января, д. 180
Тел.: +7 (473) 247-95-73
E-mail: moment@kng.vrn.ru,
aip@kng.ru
www.kng.ru

ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН СЕНОМАНСКИХ И ВАЛАНЖИНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В БЕЗГИДРАТНОМ РЕЖИМЕ

УДК 622.2 (075.8)

П.В. Пятибратов, к.т.н., доцент, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия), pyatibratov.p@gmail.com

А.И. Ермолаев, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», ermolaev.a@gubkin.ru

В.С. Якушев, д.г.-м.н., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», yak_you@mail.ru

Л.М. Амшинов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», Leon.amshinov@mail.ru

Д.Е. Кравцов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», Dmitrij.crawtsov@yandex.ru

Цель данной работы состоит в математическом моделировании условий образования гидратов при эксплуатации газовых скважин, позволяющем осуществлять поиск минимально и максимально допустимых (предельных) значений депрессии на пласт, при которых в призабойной зоне, стволе скважины и устьевом оборудовании отсутствует риск гидратообразования. Предлагается система уравнений, для которых решением выступают такие предельные значения. Создан программный модуль и приведены результаты его применения для геолого-промысловых условий сеноманских и валанжинских залежей месторождений Западной Сибири. Выполнен сравнительный анализ существующих методик оценки рисков гидратообразования. Наиболее простым и эффективным из них оказался подход, предложенный Г.В. Пономаревым, основанный на подборе коэффициентов уравнения по результатам точных экспериментальных исследований. Созданные алгоритмы оценки предельных депрессий и дебитов скважин можно рассматривать в качестве модификации данного метода. По сравнению с программными комплексами по гидродинамическому моделированию разработанный программный модуль позволяет оценить предельные значения депрессии и дебита, используя существенно меньший объем исходных данных, что дает возможность его эффективного применения при оперативном управлении процессами эксплуатации газовых скважин. Основные результаты представленных в статье исследований заключаются в создании математической модели и алгоритма расчета предельных депрессий и дебитов, информация о которых может быть использована для выбора и обоснования технологических режимов работы газовых скважин, снижающих риски образования гидратов в их призабойной зоне и устьевом оборудовании.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ПРЕДЕЛЬНАЯ ДЕПРЕССИЯ, ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА, РАВНОВЕСНЫЕ УСЛОВИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ.

P.V. Pyatibratov, PhD in Engineering, Associate Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University" (Moscow, Russia), pyatibratov.p@gmail.com

A.I. Ermolaev, DSc in Engineering, Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", ermolaev.a@gubkin.ru

V.S. Yakushev, DSc in Geology and Mineralogy, National University of Oil and Gas "Gubkin University", yak_you@mail.ru

L.M. Amshinov, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Leon.amshinov@mail.ru

D.E. Kravtsov, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Dmitrij.crawtsov@yandex.ru

Assessment of the gas wells ultimate draw-down in the Cenomanian and Valanginian reservoirs of the Western Siberia during the hydrate-free operation

The purpose of this work is to mathematically simulate the conditions of hydrate formation during the gas wells operation, allowing to search for minimum and maximum permissible (ultimate) values of the draw-down per reservoir, under which there is no risk of hydrate formation in the bottomhole zone, wellbore and wellhead equipment. A system of equations is suggested for which such ultimate values serve as a solution. The software module is created and the results of its application for geological and production conditions of Cenomanian and Valanginian deposits of Western Siberia fields are presented.

A comparative analysis of existing methods for assessing the risks of hydrate formation has been carried out. The approach proposed by G.V. Ponomarev, based on the selection of equation coefficients according to the results of accurate experimental studies, turned out to be the simplest and most effective of them. Created algorithms of estimation of ultimate draw-down and flow rates of wells can be considered as modification of this method.

In comparison with the hydrodynamic simulation software, the developed software module allows evaluating the ultimate values of the draw-down and flow rates using substantially less amount of input data that enables its effective application for operational management of the gas well operation processes. The main results of the research presented in the article are the creation of a mathematical model and algorithm for calculating the ultimate draw-down and flow rates, the information about which can be used to select and justify the technological modes of gas wells, reducing the risks of hydrate formation in their bottomhole zone and wellhead equipment.

KEYWORDS: HYDRATE FORMATION, GAS HYDRATES, MATHEMATICAL MODEL, ULTIMATE DRAW-DOWN, GAS WELL, EQUILIBRIUM CONDITIONS OF THE HYDRATE FORMATION.

При освоении газовых месторождений с определенными термобарическими условиями существует проблема техногенного возникновения газовых гидратов (ГГ). К основным факторам, определяющим условия гидратообразования, относятся состав газа и воды, температура и давление. В зависимости от термобарических условий, определяемых в том числе режимом эксплуатации скважин, образование ГГ возможно как в призабойной зоне, так и в стволе скважин.

Решение задачи определения предельной безгидратной депрессии включает моделирование условий гидратообразования (построение равновесной кривой) и определение текущих значений температуры и давления в системе «пласт – скважина». Низкая обоснованность предельной депрессии может привести либо к образованию гидратов, что влечет резкое снижение про-

изводительности скважин, либо к неоправданно заниженным дебитам. Теоретически гидратообразование в призабойной зоне пласта (ПЗП) и стволе добывающей скважины может происходить в присутствии как пластовой, так и пресной (конденсационной) воды. В последнем случае создаются более благоприятные условия для гидратообразования непосредственно внутри эксплуатационной колонны и в устьевом оборудовании, а не в призабойной части пласта, где в порах породы содержится минерализованная пластовая вода и ощутимо влияние геолого-физических свойств.

МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ

При неоправданно высоких депрессиях на пласт в призабойной зоне скважин могут сформироваться термобарические условия (P/T-условия), способствующие образованию ГГ. Сам процесс гидратообразования моделиру-

ется разными способами, среди которых можно выделить «ручные» и компьютерные методы. Первые основаны на простом допущении об эквидистантности линий равновесных условий гидратообразования разных смесей углеводородных газов в координатах «lgP – T», что, соответственно, открывает возможность подбора простых эмпирических формул, описывающих эти кривые в зависимости от концентраций различных гидратообразующих компонентов в смеси и выражающихся, например, через изменение ее плотности. Компьютерные методы основаны на применении более строгих термодинамических моделей гидратной фазы, учитывающих влияние внешних P/T-условий на изменение химического потенциала участвующих в реакции компонентов. Анализ особенностей и точности расчетных методов выполнялся многими исследователями. Наиболее



известными публикациями в этой области являются работы [1–3].

Сравнительный анализ существующих методик оценки рисков гидратообразования для условий сеноманского и неокомского горизонтов (метод Г.В. Пономарева [4], метод Бейли и Уичерта [5], модель Ван-дер-Ваальса и Платтеу [6], модель Пэрриша и Праусница [7], модель Пенга и Робинсона [8]) позволяет отметить:

- все разработанные методы достаточно хорошо прогнозируют равновесные условия гидратообразования индивидуальных природных углеводородных и неуглеводородных газов в диапазоне давления 0,1–10 МПа и температуры – 0–20 °С;

- усложнение состава газовой смеси приводит к относительно небольшим, но растущим с давлением отклонениям от экспериментальных равновесных значений для смесей углеводородных газов;

- повышение точности прогноза требует введения в расчет особых поправок, когда в состав смеси включаются неуглеводородные компоненты, особенно сероводород;

- добавление к углеводородной смеси неуглеводородных компонентов, действующих в разнонаправленных трендах, например азота, усложняющего гидратообразование, или диоксида углерода, упрощающего данный процесс, приводит к значительным ошибкам в прогнозировании с помощью расчетных методов;

- для многокомпонентных смесей наиболее точные данные могут быть получены только с помощью экспериментальных исследований;

- для моделирования условий гидратообразования газовых смесей сеноманского и неокомского (включающего валанжинские отложения) горизонтов Западной Сибири наиболее простым и эффективным является метод Г.В. Пономарева, основанный на подборе коэффициентов в расчетном уравнении по результатам точных экспериментальных исследований. Данный метод и его модификации были использованы в настоящей работе для оценки рисков образования ГГ в условиях добычи сеноманского и валанжинского газов на основе результатов экспериментальных исследований.

Рассмотрим определение предельной «безгидратной» депрессии на пласт $\Delta P_{\text{пр}}$ в ПЗП, где в порах породы содержится минерализованная пластовая вода, для которой была принята эмпирическая зависимость вида:

$$\ln\left(\frac{P_{\text{eq}}}{P_0}\right) = A + \frac{B}{T_{\text{eq}}} + C \cdot \ln T_{\text{eq}}, \quad (1)$$

где A , B , C – коэффициенты, индивидуальные для каждой системы, получаемые экспериментальным путем, P_{eq} – равновесное давление, МПа; $P_0 = 1$ МПа; T_{eq} – равновесная температура, К.

Формула (1) может быть преобразована в явную зависимость P_{eq} от T_{eq} :

$$P_{\text{eq}} = P_0 e^{A + \frac{B}{T_{\text{eq}}} + C \cdot \ln T_{\text{eq}}}. \quad (2)$$

Формула (2) позволяет рассчитать предельную депрессию на пласт, превышение которой приводит к образованию ГГ. Полагается, что $T_{\text{eq}} = T_3$, $P_{\text{eq}} = P_3$, где T_3 , P_3 – забойные температура и давление соответственно. Далее формируется система уравнений относительно неизвестных P_3 , T_3 , K и C_p при заданных пластовых давлениях и температурах ($P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$) и K – коэффициенте Джоуля – Томсона [9]:

$$P_3 = P_0 e^{A + \frac{B}{T_3} + C \cdot \ln T_3}, \quad (3)$$

$$T_3 = T_{\text{пл}} - K \cdot (P_{\text{пл}} - P_3), \quad (4)$$

$$C_p = \frac{13,188 + 0,0922 \left(\frac{T_{\text{cp}}}{2}\right) - 0,0000623 \left(\frac{T_{\text{cp}}}{2}\right)^2}{28,966 \rho_{\text{отн}}} + 13,55 \frac{\left(\frac{P_{\text{cp}}}{2}\right)^{1,124}}{0,01 \left(\frac{T_{\text{cp}}}{2}\right)^{5,08}}, \quad (5)$$

$$K = \frac{10^3}{C_p} \cdot \left(\frac{980665}{T_{\text{cp}}^2} - 1,5 \right). \quad (6)$$

В формулах (5) и (6) $T_{\text{cp}} = (T_{\text{пл}} + T_3)/2$, $P_{\text{cp}} = (P_{\text{пл}} + P_3)/2$; $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху; K – коэффициент Джоуля – Томсона, К/МПа; C_p – изобарная теплоемкость газа, Дж/(кг·К).

Решая систему уравнений (3) – (6) одним из численных методов поиска корней системы нелинейных уравнений (в работе использовался метод Ньютона [10]), можно получить P_3 и найти предельную «безгидратную» депрессию на пласт $\Delta P_{\text{пр}}$ по формуле:

$$\Delta P_{\text{пр}} = P_{\text{пл}} - P_3. \quad (7)$$

Теперь рассмотрим определение предельной «безгидратной» депрессии на пласт $\Delta P_{\text{пр}}$ и предельного дебита – $Q_{\text{пр}}$ при условии возможного образования ГГ на устье скважины. Используя формулы, приведен-

ные в работах [11, 12], составим систему уравнений:

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2, \quad (8)$$

$$\lg(P_y) = -1,0055 + 0,0541 \cdot (B + T_y - 273,1), \quad (9)$$

$$P_3 = \sqrt{P_y^2 e^{2S} + \theta Q^2}, \quad (10)$$

$$T_{пл} = T_3 - K_{пл-3} \cdot (P_{пл} - P_3), \quad (11)$$

$$T_y = T_{пл} - \Gamma \cdot L - (T_{пл} - T_3) \cdot e^{-\alpha L} + \frac{1 - e^{-\alpha L}}{\alpha} \cdot \left[\Gamma - \frac{A}{C_p} - \frac{K_{3-y} \cdot (P_3 - P_y)}{L} \right], \quad (12)$$

$$S = \frac{0,03415 \rho_{отн}}{z_{ср} T_{ср}^2}, \quad (13)$$

$$\theta = 0,01413 \cdot \frac{10^{-10} z_{ср} T_{ср}^2 (e^{2S} - 1) \lambda}{d^5}, \quad (14)$$

$$z_{ср} = \{0,4 \lg[0,5(T_3 + T_y)/T_{кр}] + 0,73\}^{P_{ср}/P_{кр}} + 0,1[0,5(P_3 + P_y)/P_{кр}], \quad (15)$$

$$K_{пл-3} = \frac{10^3}{C_p} \left[\frac{4 \cdot 980665}{(T_{пл} + T_3)^2} - 1,5 \right], \quad (16)$$

$$K_{3-y} = \frac{10^3}{C_p} \left[\frac{4 \cdot 980665}{(T_y + T_3)^2} - 1,5 \right]. \quad (17)$$

В системе уравнений (8) – (17) исходными параметрами являются: $P_{пл}$, $T_{пл}$, a – коэффициент фильтрационного сопротивления пласта, МПа²/тыс. м³/сут; b – коэффициент фильтрационного сопротивления пласта, МПа²/(тыс. м³/сут)²; B – эмпирический коэффициент зависимости Г.В. Пономарева [4]; Γ – геотермальный градиент, К/м; $\rho_{отн}$ – относительная плотность газа, д. е.; L – длина насосно-компрессорной трубы (НКТ), м; d – диаметр НКТ, м; C_p – изобарная теплоемкость газа, Дж/кг · К; λ – коэффициент гидравлического сопротивления НКТ, д. е.; $h_{нс}$ – глубина нейтрального слоя, м; $T_{нс}$ – температура нейтрального слоя, К; C_n – теплоемкость породы, Дж/кг·К; A – тепловой эквивалент работы ($A = 1/102$ Дж/кг·м); $T_{кр}$ – критическая температура газа, К; $P_{кр}$ – критическое давление газа, МПа; R_c – радиус скважины, м; R_k – радиус контура питания сква-

жины, м; $T_{кр}$ и $P_{кр}$ – критические температура и давление газа соответственно (т.е. считается известным состав газа).

Параметр α в формуле (12) определяется из соотношений [12]:

$$\alpha = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda}{G \cdot f(t) \cdot C_p},$$

$$G = 0,015 \cdot Q \cdot \rho_{отн},$$

$$f(t) = \ln \left(1 + \sqrt{\pi \cdot \lambda \cdot \frac{t}{C_n \cdot R_c^2}} \right),$$

$$\Gamma = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{L - L_{нс}}$$

где t – время работы скважины, с.

Искомые переменными в системе уравнений (8) – (17) являются: P_3 ; P_y ; T_3 ; T_y ; Q – дебит скважины, тыс. м³/сут; $z_{ср}$ – среднее значение коэффициента сжимаемости газа, д. е., параметры S и θ , а также K_{3-y} – коэффициент Джоуля – Томсона в интервале от забоя до устья скважины, К/МПа; $K_{пл-3}$ – коэффициент Джоуля – Томсона в призабойной зоне скважины, К/МПа.

При найденном из решения системы (8) – (17) забойном давлении, используя формулу (7), можно определить $\Delta P_{пр}$ – предельную «безгидратную» депрессию, превышение которой приводит к образованию ГГ на устье скважины.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЯ

Ниже приведены результаты расчетов предельной депрессии для типичных геолого-промысловых условий сеноманских и валанжинских продуктивных отложений газовых месторождений Западной Сибири. Результаты оценки условий гидратообразования в призабойной зоне скважины, вскрывающей сеноманскую залежь одного из них, представлены на рис. 1.

При начальных пластовых условиях $P_{пл.нач} = 13$ МПа и $T_{пл.нач} = 301,15$ К значения предельного давления и температуры на забое скважины с учетом коэффициента Джоуля – Томсона, соответствующие равновесным условиям гидратообразования, составили $P_{eq} = 6,31$ МПа

и $T_{eq} = 281,07$ К соответственно. Предельная депрессия при начальных пластовых условиях составляет 6,69 МПа. При снижении $T_{пл}$ до 300 К и $P_{пл}$ до 9 МПа образование ГГ в процессе разработки пластов невозможно при любой величине депрессии.

На рис. 2 на примере скважины, вскрывающей верхнюю часть валанжинских залежей месторождений Западной Сибири, представлены зависимости, определяющие риски гидратообразования в призабойной зоне. Из графиков следует, что при начальных условиях $P_{пл.нач} = 16,1$ МПа и $T_{пл.нач} = 319$ К значения равновесных параметров с учетом коэффициента Джоуля – Томсона составили $P_{eq} = 5,62$ МПа и $T_{eq} = 287,57$ К соответственно. При прогнозировании в процессе разработки пластов снижения пластовой температуры до $T_{пл} = 318$ К и пластового давления до $P_{пл} = 8$ МПа образование ГГ невозможно при любой величине депрессии. Поэтому брать более высокие значения начальных пластовых температур, характерных для больших глубин валанжинских залежей, не имеет смысла, т.к. условий гидратообразования в ПЗП не возникнет ни при какой величине депрессии.

Как следует из результатов работ [13, 14], приведенные на рис. 1, 2 изменения значений пластовой температуры характерны для призабойной зоны скважин.

На рис. 3 представлена оценка предельной депрессии, обусловленной образованием ГГ на устье



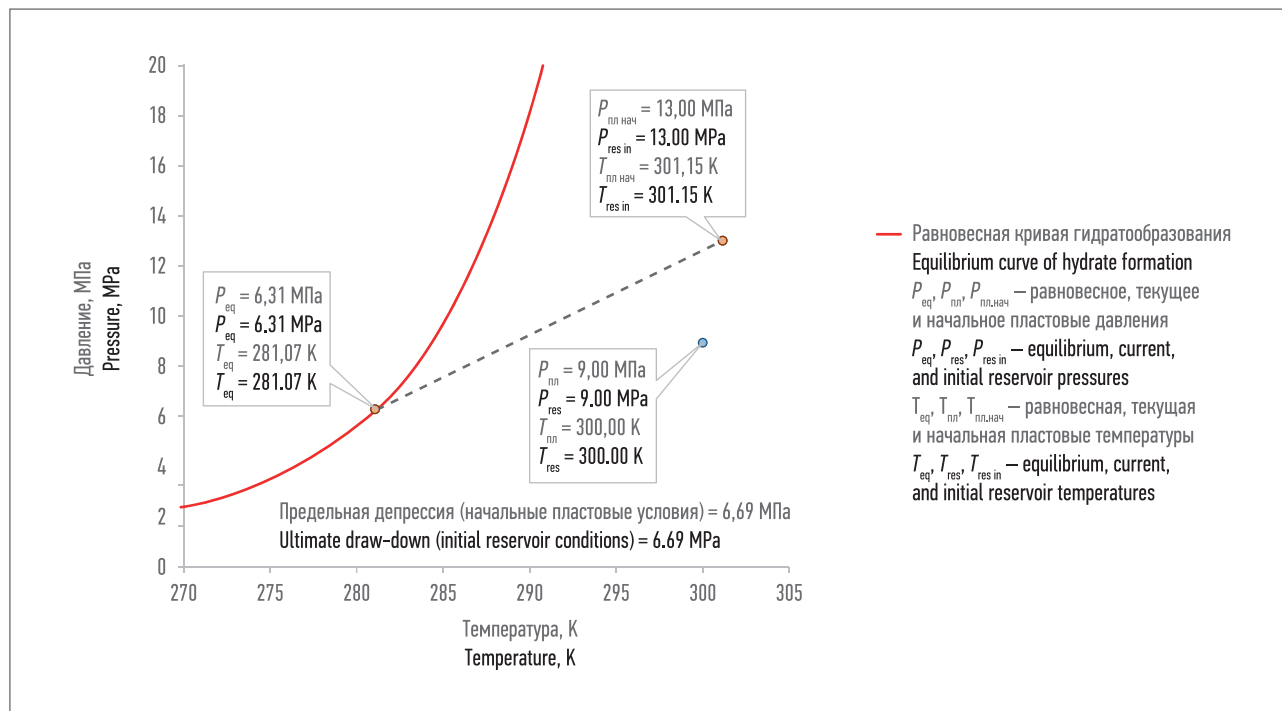


Рис. 1. Результаты расчета предельной «безгидратной» депрессии на пласт на примере сеноманской залежи месторождения Западной Сибири по экспериментальной зависимости (3) с учетом минерализации пластовой воды и влияния геолого-физических свойств породы коллектора

Fig. 1. Results of calculating the limiting “hydrate-free” underbalanced depression in the Cenomanian reservoir of the West Siberian field using experimental dependence (3), taking into account the formation water salinity and the influence of geological and physical properties of the reservoir rock

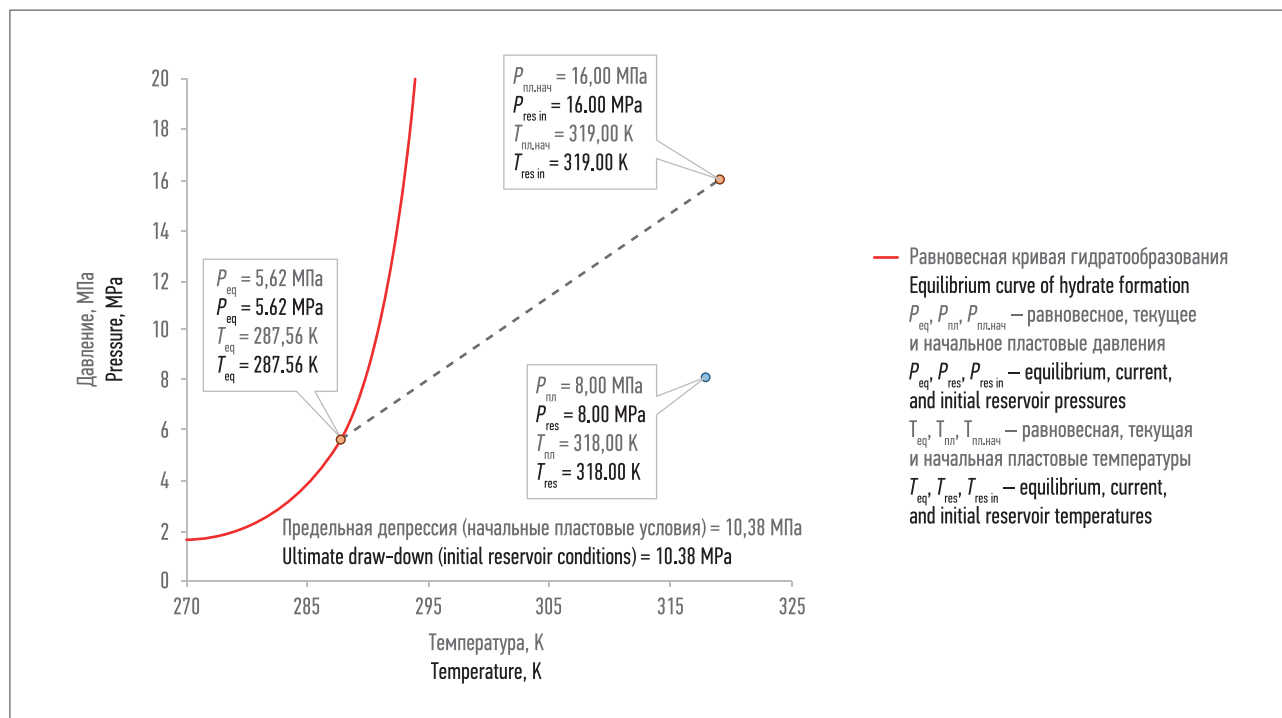


Рис. 2. Результаты расчета предельной «безгидратной» депрессии на пласт на примере валанжинской залежи месторождения Западной Сибири по экспериментальной зависимости (3) с учетом минерализации пластовой воды и влияния геолого-физических свойств породы коллектора

Fig. 2. Results of calculating the limiting “hydrate-free” underbalanced depressions in the Valanginian reservoir of the West Siberian field by the experimental dependence (3), taking into account the formation water salinity and the influence of geological and physical properties of the reservoir rock

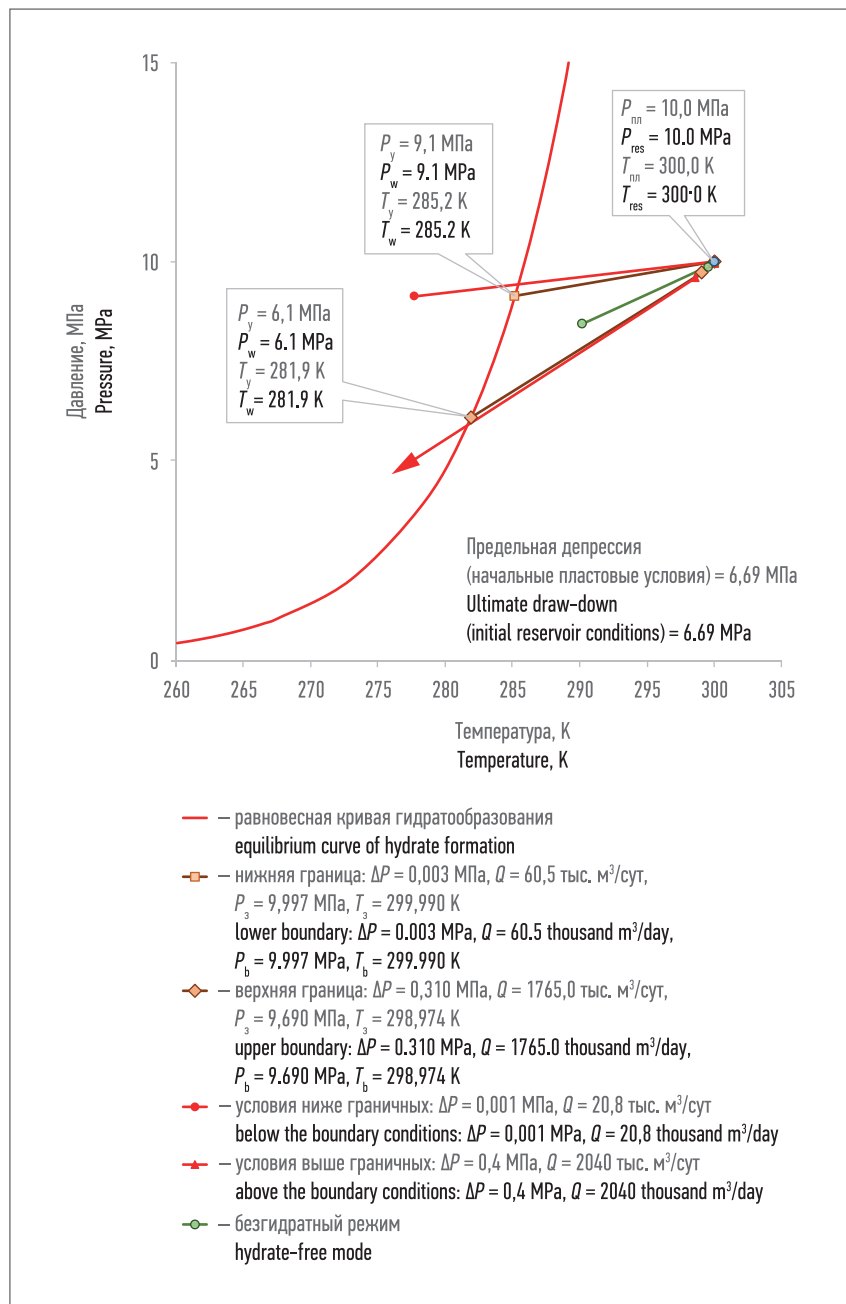


Рис. 3. Результаты расчета предельной депрессии при равновесных условиях гидратообразования на устье скважины (сеноманская залежь)
Fig. 3. Results of calculating the ultimate draw-down under equilibrium hydrate formation conditions at the wellhead (Cenomanian reservoir)

скважины для условий сеноманских отложений одного из месторождений Западной Сибири. В данном случае система уравнений (8) – (17) имеет два решения: одно из них ограничивает депрессию снизу, а другое – сверху. Таким образом, полученные результаты подтверждают выводы монографии [15] о существовании диапазона значений допустимой депрес-

сии, при которых ГГ не образуются в стволе скважины. Если величина депрессии становится меньше нижней границы предельной ΔP_{np} , равной 0,003 МПа ($P_3 = 9,997$ МПа, $T_3 = 299,99$ К), то образование ГГ будет происходить из-за слишком низкого значения дебита скважины – 60,5 тыс. м³/сут, способствующего уменьшению температуры

газового потока в скважине ниже равновесной температуры гидратообразования. Если же депрессия превосходит верхнюю границу предельной ΔP_{np} , равной 0,31 МПа ($P_3 = 9,69$ МПа, $T_3 = 298,97$ К), при которой значение дебита составляет 1765 тыс. м³/сут, то образование ГГ на устье скважины вызывается дроссель-эффектом. Из графиков рис. 3 следует, что при пластовых условиях $P_{nn} = 10$ МПа и $T_{nn} = 300$ К значения устьевых (равновесных) параметров с учетом коэффициента Джоуля – Томсона составили $P_y = 9,1$ МПа, $T_y = 285,2$ К и $P_y = 6,08$ МПа, $T_y = 281,9$ К для нижнего и верхнего значений предельных депрессий соответственно.

В представленном примере ГГ в стволе скважины не образуются в интервале депрессий от 0,003 до 0,31 МПа. Учитывая, что нижняя граница области безгидратной эксплуатации скважины соответствует крайне низким значениям дебита по газу, в табл. приводятся значения, соответствующие только верхней границе (предельные значения безгидратного режима эксплуатации скважины).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом работы являются математическая модель и алгоритм оценки предельных депрессий на пласт и дебитов скважин, направленные на выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации газовых скважин, снижающих риски образования гидратов в ПЗП, скважине и устьевом оборудовании.

Сравнительный анализ различных моделей гидратообразования показал, что для пластовой системы отложений сеномана и неокома наиболее подходят экспериментально определенные зависимости гидратообразования для заданных составов воды и газа с температурной поправкой на геолого-физические свойства пласта.

Исследование возможных условий гидратообразования на месторождениях Западной Сибири показало необходимость его разделения

Результаты расчета предельной депрессии для сеноманской скважины при равновесных условиях гидратообразования на устье скважины
Results of calculating the ultimate draw-down for a Cenomanian well at equilibrium conditions for hydrate formation at the wellhead

Показатель Characteristic	Значение Value
Забойное давление P_3 , МПа Bottom-hole pressure P_b , МПа	9,69
Забойная температура T_3 , К Bottom-hole temperature T_b , К	299,00
Устьевая температура T_y , К Wellhead temperature T_w , К	281,90
Устьевое давление P_y , МПа Wellhead pressure P_w , МПа	6,08
Предельный дебит $Q_{пред}$, тыс. м ³ /сут Production rate limit Q_{lim} , thousand m ³ /day	1765,10
Предельная депрессия $\Delta P_{пр}$, МПа Ultimate draw-down ΔP_{lim} , МПа	0,31

в ПЗП и скважине. В отличие от ПЗП, где в порах породы содержится минерализованная пластовая вода, в скважине наличие пресной (конденсационной) воды может создавать более благоприятные условия для гидратообразования.

Показано, что наиболее опасный период разработки месторождения с точки зрения риска образования гидратов (предельные «безгидратные» депрессии минимальны) соответствует началу освоения. По мере разработки при незначительном изменении пластовой температуры пластовое давление снижается и увеличивается необходимая для гидратообразования депрессия. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 507 с.
2. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа / пер. с англ. под науч. ред. А.Н. Золотоу, М.Я. Бучинского. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. 316 с.
3. Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate Hydrates of Natural Gases. 3rd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2008. 752 p.
4. Пономарев Г.В. Условия образования гидратов природных и попутных газов // Труды Куйбышевского НИИ НП. Куйбышев: НИИ НП, 1960. Вып. 2. С. 49–55.
5. Baillie C., Wichert E. Chart gives hydrate formation temperature for natural gas // Oil & Gas Journal. 1987. Vol. 85 (A). P. 37–39.
6. Van der Waals J.H., Platteeuw J.C. Clathrate solutions // Advances in Chemical Physics / ed. by I. Prigogine. New York, NY, USA: John Wiley & Sons, 1958. Vol. 2. P. 1–57. DOI: 10.1002/9780470143483.ch1.
7. Parrish W.R., Prausnitz J.M. Dissociation pressures of gas hydrates formed by gas mixtures // Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. 1972. Vol. 11, No. 1. P. 26–35. DOI: 10.1021/i260041a006.
8. Ng H.-J., Robinson D.B. The prediction of hydrate formation in condensed systems // AIChE J. 1977. Vol. 23, No. 4. P. 477–482. DOI: 10.1002/AIC.690230411.
9. Строгалев В.П., Толкачева И.О., Быков Н.В. Основы прикладной газовой динамики. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. 172 с.
10. Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. 3-е изд., испр. М.: Наука, 1966. 664 с.
11. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 541 с.
12. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. 301 с.
13. Пономарев А.И., Зарипова К.Р. Расчет термодинамики газовых скважин в разрезах горных пород с неоднородной теплопроводностью // Газовая промышленность. 2011. № 12 (667). С. 14–17.
14. Пономарев А.И., Зарипова К.Р., Зарипов Р.М. Численное моделирование неизоэнтальной неустойчивой фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12, № 2. С. 75–80.
15. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984. 486 с.

REFERENCES

- (1) Istomin VA, Kvon VG. *Prevention and Elimination of the Gas Hydrates in the Gas Production Systems*. Moscow: Gas Industry Information and Advertising Center; 2004. (In Russian)
- (2) Carroll J. *Natural Gas Hydrates*. Trans Zolotous AN, Buchinsky MYa. (eds). Moscow: Premium Engineering; 2007. (In Russian)
- (3) Sloan ED, Koh CA. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. 3rd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press; 2008.
- (4) Ponomarev GV. Conditions for the formation of natural and associated gas hydrates. *Proceedings of Kuibyshev Oil Refining Research Institute* [Trudy Kuibyshev NIINP]. 1960; (2): 49–55. (In Russian)
- (5) Baillie C, Wichert E. Chart gives hydrate formation temperature for natural gas. *Oil & Gas Journal*. 1987; 85(A): 37–39.
- (6) Van der Waals JH, Platteeuw JC. Clathrate solutions. In: Prigogine I. (ed.) *Advances in chemical physics*. Volume 2. New York, NY, USA: John Wiley & Sons; 1958. p. 1–57. <https://doi.org/10.1002/9780470143483.ch1>.
- (7) Parrish WR, Prausnitz JM. Dissociation pressures of gas hydrates formed by gas mixtures. *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* 1972; 11(1): 26–35. <https://doi.org/10.1021/i260041a006>.
- (8) Ng H-J, Robinson DB. The prediction of hydrate formation in condensed systems. *AIChE J.* 1977; 23(4): 477–482. <https://doi.org/10.1002/AIC.690230411>.
- (9) Strogalev VP, Tolkachyova IO, Bykov NV. *Fundamentals of Applied Gas Dynamics*. Moscow: Bauman University; 2014. (In Russian)
- (10) Demidovich BP, Maron IA. *Fundamentals of Computational Mathematics*. 3rd ed. Moscow: Science [Nauka]; 1966. (In Russian)
- (11) Ermilov OM, Remizov VV, Shirkovskiy AI, Chugunov LS. *Reservoir Physics, Gas Production and Underground Storage*. Moscow: Science; 1996. (In Russian)
- (12) Zotov GA, Aliev ZS (eds.). *Instructions for the Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Reservoirs and Wells*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 1980. (In Russian)
- (13) Ponomarev AI, Zaripova KR. Calculation of the thermodynamics of gas wells in rock sections with non-uniform thermal conductivity. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2011; 667(12): 14–17. (In Russian)
- (14) Ponomarev AI, Zaripova KR, Zaripov RM. Numerical calculation of unsteady nonisothermal gas flow. *Oil and Gas Business* [Neftegazovoe delo]. 2014; 12(2): 75–80. (In Russian)
- (15) Korotaev YuP, Shirkovskiy AI. *Gas Extraction, Transportation and Underground Storage*. Moscow: Subsoil; 1984. (In Russian)



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

RENWEX

«Возобновляемая энергетика
и электротранспорт»

21–23 ИЮНЯ 2022

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,
павильон №3

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ



Ветроэнергетика



Солнечная энергетика



Водородная энергетика



Гидроэнергетика



Биоэнергетика, биогаз и твердое биотопливо



Энерго- и ресурсосберегающие технологии



Электротранспорт и зарядная инфраструктура

12+

Реклама



www.renwex.ru

При поддержке



Под патронатом

Организатор

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОТЯЖЕННОГО РЕЛЬЕФНОГО ТРУБОПРОВОДА МНОГОФАЗНОГО ФЛЮИДА НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ОСВОЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.691.4:622.279

А.В. Кононов, к.т.н., ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Ноябрьск, Россия), kononov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

В.А. Маришкин, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», marishkin@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

А.А. Ротов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru

Н.А. Бузников, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru

И.А. Гужов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», I_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru

Т.В. Чельцова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru

На вводимых в эксплуатацию газоконденсатных месторождениях наблюдается тенденция увеличения расстояний между наземными объектами обустройства промыслов, соответственно, возрастают длины трубопроводов систем сбора газа. Для прогнозирования и анализа режимов работы протяженных трубопроводов широко используются средства гидродинамического моделирования.

В статье рассмотрено применение этого метода для решения технологических задач, связанных с эксплуатацией протяженного рельефного трубопровода, транспортирующего газ с малым содержанием конденсата. На примере одного из действующих объектов показано, что работа трубопроводов в условиях низкого расхода газа на начальной стадии эксплуатации осложняется накоплением жидкой фазы, возникновением значительных гидростатических потерь давления и залповыми выбросами жидкости. С использованием стационарного гидродинамического моделирования были определены объем накопленной в трубопроводе жидкости, ее влияние на перепад давления и режим течения многофазного потока. Проанализированы технологические риски, связанные с выносом жидкости при повышении расхода газа в процессе выхода на проектный режим работы.

На основе нестационарного гидродинамического моделирования исследованы различные сценарии дальнейшей эксплуатации трубопровода и предложены решения по обеспечению его безопасной работы. Практическая реализация решений подтвердила их эффективность в процессе повышения расхода газа в трубопроводе. Результаты проведенного моделирования хорошо согласуются с фактическими данными о перепаде давления в трубопроводе и выносе из него жидкости, что подтверждает применимость использованных средств моделирования для решения технологических задач, возникающих при эксплуатации протяженных трубопроводов многофазного флюида.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, РЕЛЬЕФНЫЙ ТРУБОПРОВОД, ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, МНОГОФАЗНЫЙ ПОТОК, НАКОПЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ, ПРОБКОВЫЙ РЕЖИМ ТЕЧЕНИЯ ПОТОКА.

В настоящее время крупнейшие месторождения газа находятся на стадии падающей добычи. Новые месторождения, вводимые для компенсации снижения добычи месторождений-гиган-

тов, существенно уступают им как по величине запасов газа, так и по концентрации последних на единицу площади. Как следствие, увеличиваются расстояния между наземными объектами обу-

стройства промыслов и возрастает протяженность трубопроводов систем сбора газа. Если для большинства действующих месторождений длина трубопроводов от кустовых площадок до пунктов сбора газа

A.V. Kononov, PhD in Engineering, Gazprom добыча Noyabrsk LLC (Noyabrsk, Russia),
kononov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

V.A. Marishkin, Gazprom добыча Noyabrsk LLC, marishkin@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

A.A. Rotov, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia), A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru

N.A. Buznikov, DSc in Physics and Mathematics, Gazprom VNIIGAZ LLC, N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru

I.A. Guzhov, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC, I_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru

T.V. Cheltsova, Gazprom VNIIGAZ LLC, T_Cheltsova@vniigaz.gazprom.ru

Simulation of the operation modes for the extended hilly terrain multiphase fluid pipeline at the initial stage of the gas condensate field development

At the gas condensate fields that are being put into operation there is a tendency of increasing the distance between the surface field facilities. As a result, the length of the gas gathering system pipelines is increasing. For the forecasting and analysis of the extended pipelines operation modes, the hydrodynamic simulation tools are widely used. The article considers the application of this method for solving the technological problems associated with the operation of an extended hilly terrain pipeline transporting gas with a low condensate content. By the example of one of the operating facilities, it is shown that the operation of the pipelines in the low gas flow conditions at the initial stage of the operation is complicated by the accumulation of the liquid phase, the occurrence of significant hydrostatic pressure losses, and liquid bursts. The volume of the liquid accumulated in the pipeline, its impact on the pressure drop and the multiphase flow regime were determined using steady-state hydrodynamic simulation. The technological risks associated with liquid removal during the increase in gas flow rate in the process of reaching the design mode of operation were analyzed. On the basis of the non-stationary hydrodynamic simulation various scenarios of the further pipeline operation were investigated and solutions to ensure its safe operation were proposed. Practical implementation of the solutions confirmed their effectiveness in the process of increasing the gas flow rate in the pipeline. The results of the simulation performed are in good correlation with the actual data on the pressure drop in the pipeline and the fluid outflow from it, which confirms the applicability of the simulation tools used to solve technological problems arising during the operation of the multiphase fluid extended pipelines.

KEYWORDS: GAS CONDENSATE FIELD, HILLY TERRAIN PIPELINE, HYDRODYNAMIC SIMULATION, MULTIPHASE FLOW, LIQUID ACCUMULATION, SLUG FLOW MODE.

не превышает 15 км, то на вновь вводимых объектах она может достигать нескольких десятков километров [1–3]. Для месторождений континентального шельфа также существуют варианты обустройства, предусматривающие трубопроводный транспорт неподготовленной продукции скважин на расстояние до 100 км. При этом возникает ряд инженерных и технологических задач, связанных с транспортировкой многофазных флюидов на большие дистанции.

Основные осложнения при транспорте многофазного флюида обусловлены возможностью накопления в трубопроводах системы сбора газа значительных объемов жидкости, содержащейся в продукции скважин. Это приводит к возникновению пробкового режима течения газожидкостного потока. Он сопровождается увеличением перепада давления и залповыми выбросами жидко-



сти из трубопровода, что может осложнить работу оборудования установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Пробковый режим течения потока может возникать при малом расходе газа в трубопроводе на стадии падающей добычи, а также на начальной стадии освоения месторождения. Указанные проблемы особенно сильно проявляются в газосборных

сетях с ярко выраженным рельефом и протяженными трубопроводами. В таких системах объемы накопленной жидкости могут достигать нескольких тысяч кубометров, а связанные с этим гидростатические потери давления – десятков атмосфер [1, 4].

Для обеспечения безопасной и эффективной работы протяженных трубопроводов крайне важно

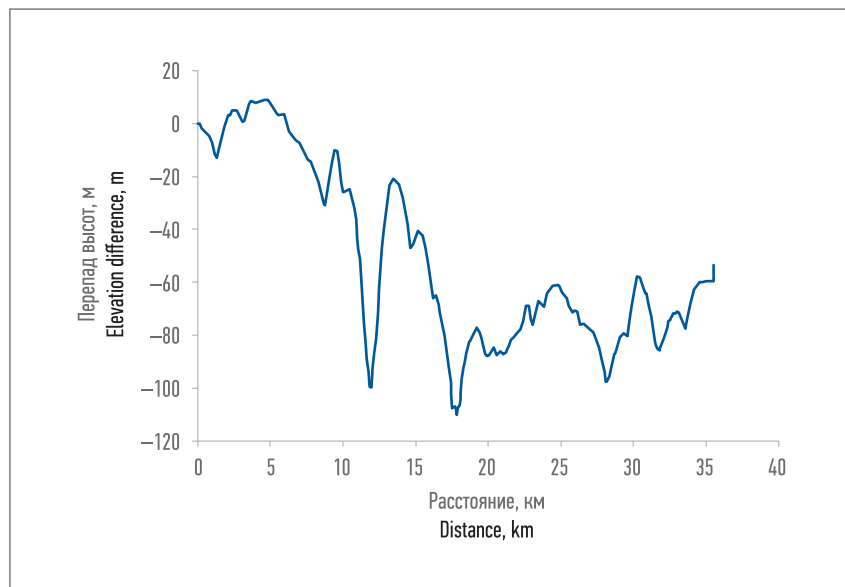


Рис. 1. Профиль трубопровода
Fig. 1. Pipeline profile

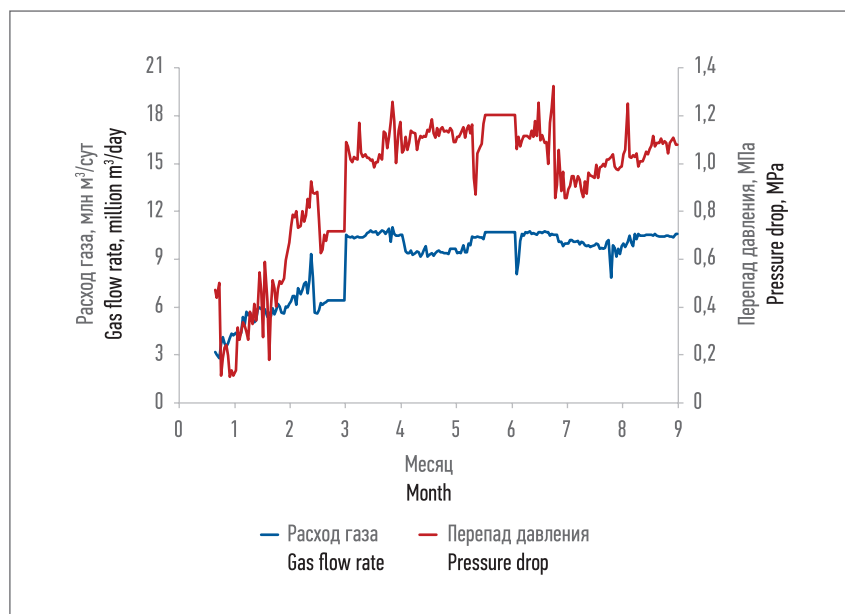


Рис. 2. Изменение расхода газа и перепада давления в коллекторе в пусковой период по данным телеметрии
Fig. 2. Variation of gas flow rate and pressure drop in the pipeline during the start-up period according to telemetry data

своевременно определить условия перехода в режим накопления жидкости, оценить ее объем, а также спрогнозировать изменения этих параметров в процессе эксплуатации. Основным инструментом для решения перечисленных задач – средства гидродинамического моделирования. Один из наиболее известных коммерческих программных продуктов, позво-

ляющих проводить моделирование транспорта многофазных флюидов по трубопроводам, – OLGA (Schlumberger Limited) [5]. Этот программный комплекс дает возможность выполнять расчеты стационарных режимов работы трубопроводов, проводить динамическое моделирование переходных процессов при эксплуатации в условиях изменяющихся расходных

и термобарических параметров, а также анализировать эффекты, связанные с нестационарным движением многофазного потока [6, 7].

В представленной работе рассмотрено применение программного комплекса OLGA для решения технологических задач, возникших на начальной стадии эксплуатации протяженного коллектора одного из новых газоконденсатных месторождений.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА В РЕЖИМЕ НАКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

Внутренний диаметр исследуемого коллектора составляет 1179 мм, а его протяженность – 35,5 км. Он проложен на глубине 2,2 м в теплоизоляции заводского исполнения. Трубопровод имеет сложный профиль со значительными перепадами высот, достигающими 90 м. Разность абсолютных отметок между начальным и конечным участками составляет 53,5 м. Профиль трубопровода приведен на рис. 1.

Коллектор используется для транспортировки продукции газоконденсатного промысла на УКПГ. Скважинная продукция представляет собой смесь газа и конденсата, содержание жидкой фазы в которой оценивается на уровне 16 г/м³. Проектная производительность трубопровода составляет 40 млн м³/сут, а максимальное рабочее давление – 7,5 МПа.

На начальной стадии разработки месторождения выполнялся последовательный ввод в эксплуатацию добывающих скважин промысла, что сопровождалось постепенным увеличением расхода газа в коллекторе. На рис. 2 представлены изменения со временем фактического расхода газа и перепада давления по данным средств телеметрии.

В течение первых девяти месяцев с момента запуска трубопровод эксплуатировался с расходом не более 11 млн м³/сут, что существенно ниже его проектной про-

изводительности. Было отмечено, что в первые четыре месяца жидкость из коллектора не поступала в сепарационное оборудование УКПГ, несмотря на ее наличие в составе продукции скважин. С третьего по четвертый месяц наблюдался рост перепада давления при постоянном расходе газа. Кроме того, в течение всего этого периода (четырёх месяцев) были отмечены пульсации перепада давления в трубопроводе.

Поступление конденсата из коллектора на УКПГ началось спустя четыре месяца. Перепад давления в трубопроводе перестал увеличиваться после шести месяцев эксплуатации и составил 1,1 МПа. Пульсации данного параметра на уровне 0,1–0,3 МПа сохранялись в течение всего рассматриваемого периода.

Отмеченные выше особенности связаны с тем, что на начальном этапе эксплуатации из-за низкого расхода газа не обеспечивались условия для выноса жидкости из трубопровода. На рис. 3 показаны объем накопленной жидкости и перепад давления в коллекторе в зависимости от расхода газа, рассчитанные для стационарных режимов работы. Зависимость перепада давления от расхода в трубопроводе немонотонная. Это связано с изменением режима течения газожидкостного потока. При значениях расхода газа ниже 30 млн м³/сут коллектор переходит в режим накопления жидкости, возникают гидростатические потери давления, превосходящие потери на трение.

Согласно проведенным расчетам при расходе газа на уровне 10 млн м³/сут в трубопроводе создаются условия для накопления жидкой фазы в объеме 9,1 тыс. м³. Вследствие низких скоростей потока и малого содержания конденсата в пластовом флюиде заполнение коллектора жидкостью заняло значительное время. По мере накопления она постепенно перекрывала сечение коллектора, что привело к воз-

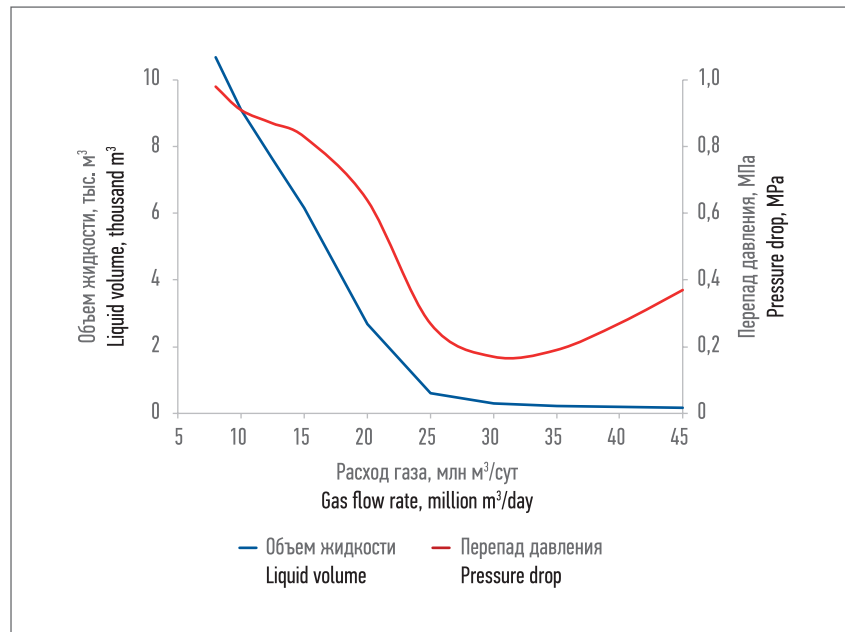


Рис. 3. Объем накопленной жидкости и перепад давления в зависимости от расхода газа в коллекторе

Fig. 3. Accumulated liquid volume and pressure drop as a function of gas flow rate in the pipeline

никновению пробковых режимов течения на подъемных участках трассы трубопровода и к наблюдавшимся пульсациям перепада давления. После завершения накопления жидкости в коллекторе началось ее поступление на площадку УКПГ.

Накопление жидкости привело также к возникновению значительных гидростатических потерь давления. Результаты моделирования показывают, что при стационарном режиме с расходом 10 млн м³/сут основной вклад в потери давления вносит вес жидкости, накопленной на подъемных участках, и только 0,02 из 0,91 МПа обусловлено силами трения.

ПОВЫШЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА В ТРУБОПРОВОДЕ

Повышение расхода газа в трубопроводе до проектных значений после длительной эксплуатации в режиме накопления жидкости сопряжено с возникновением осложнений в работе УКПГ. Например, при увеличении данного параметра с 10 до 15 млн м³/сут объем накопленной в коллекторе жидкости снизится с 9108 до 6154 м³. Это

приведет к поступлению конденсата в объеме порядка 3000 м³ на площадку подготовки газа. В то же время входные пробкоуловители УКПГ рассчитаны на существенно меньшее количество: максимальный объем жидкостной пробки составляет 20 м³, а пропускная способность по жидкости ограничена значением 100 м³/ч.

Для предотвращения переполнения пробкоуловителей при увеличении расхода газа необходимо провести анализ динамики выноса жидкости из коллектора и определить оптимальные технологические режимы повышения добычи. Было выполнено моделирование переходных режимов работы трубопровода при равномерном увеличении расхода газа с 10 до 15 млн м³/сут за промежутки времени 5, 10 и 24 ч. Рассчитанные зависимости объемной скорости выноса жидкости из коллектора от времени при перечисленных сценариях приведены на рис. 4.

Согласно представленным данным при всех рассмотренных сценариях вынос накопленной в трубопроводе жидкости приводит к превышению пропускной

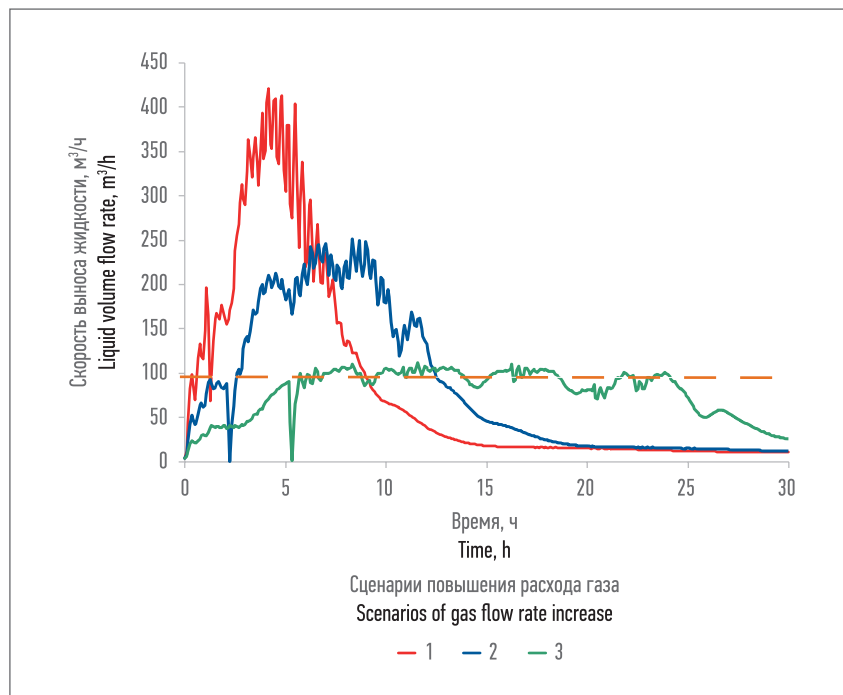


Рис. 4. Объемная скорость выноса жидкости из коллектора в зависимости от времени при различных сценариях повышения расхода газа (1 – повышение расхода газа в течение 5 ч, 2 – в течение 10 ч, 3 – в течение 24 ч) с 10 до 15 млн м³/сут. Пунктирной линией показано значение максимальной пропускной способности установки комплексной подготовки газа по жидкости
Fig. 4. Liquid volume flow rate at the pipeline outlet as a function of time for different scenarios of gas flow rate increase (1 – gas flow rate increase during 5 h, 2 – during 10 h, 3 – during 24 h) from 10 to 15 million m³/day. The dotted line shows the value of the maximum liquid flow rate capacity of the comprehensive gas treatment unit

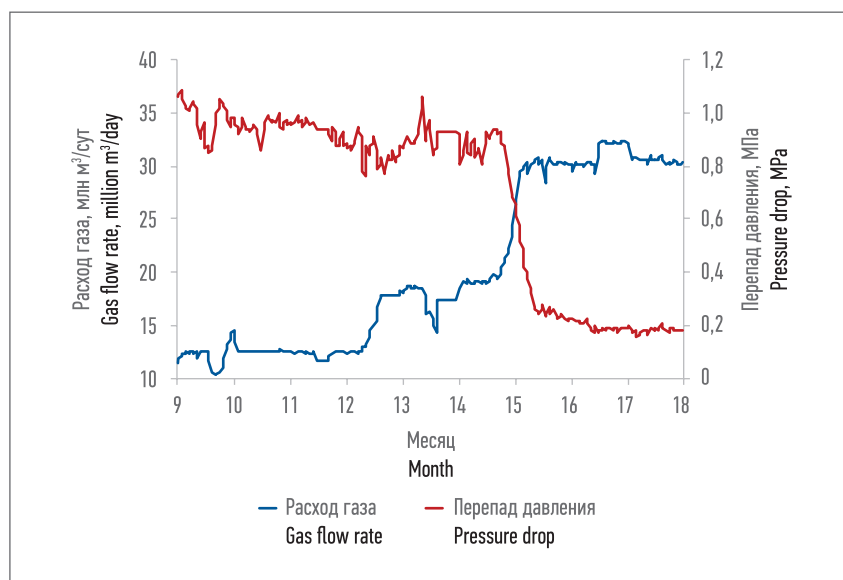


Рис. 5. Изменение расхода газа и перепада давления в коллекторе в процессе удаления накопленной жидкости
Fig. 5. Variation of gas flow rate and pressure drop in the pipeline during the liquid removal process

переполнения входных пробкоуловителей УКПГ.

На основе результатов моделирования было рекомендовано ограничить темп увеличения расхода газа на уровне 2 млн м³/сут, что должно обеспечивать двукратный запас производительности УКПГ по жидкости. Была также отмечена необходимость максимально плавного и равномерного изменения режима работы коллектора при возрастании расхода газа.

В процессе дальнейшей эксплуатации трубопровода осуществлялось последовательное плавное увеличение расхода с учетом сформулированных требований. Изменения фактического расхода газа и перепада давления в коллекторе по данным средств телеметрии показаны на рис. 5. Увеличение расхода осуществлялось в три этапа. На первом он был увеличен с 10,0 до 12,5 млн м³/сут, на втором – до 18,0 млн м³/сут, на третьем – до 30,0 млн м³/сут.

На рис. 6 представлено сравнение результатов моделирования выноса жидкости из коллектора с фактическими показателями, зарегистрированными средствами телеметрии. Расчет проводился для реализованного сценария увеличения расхода газа в трубопроводе с 18 до 30 млн м³/сут. Вынос накопленной жидкости продолжался в течение 45 сут. Пиковое расчетное значение скорости выноса жидкости на выходе коллектора составило 18 м³/ч, а фактическое – 20 м³/ч. Нештатных ситуаций, связанных с превышением пропускной способности УКПГ по жидкости, в процессе увеличения расхода газа не наблюдалось. В целом, несмотря на сложность исследуемого объекта и наличие не учтенных в модели факторов, полученные результаты хорошо согласуются с фактическими данными о поступлении жидкости на УКПГ.

Следует отметить, что после увеличения расхода газа в коллекторе был достигнут ожидаемый результат в виде повышения эффективности эксплуатации: фактический

способности УКПГ в течение продолжительного времени. Величина этого превышения определяется

темпом увеличения расхода газа. Чем медленнее происходит его изменение, тем ниже вероятность

перепад давления снизился с 1,01 до 0,18 МПа, а амплитуда пульсаций давления – до 0,03 МПа. Фактические и расчетные перепады давления на стационарных режимах эксплуатации трубопровода находятся в удовлетворительном соответствии, отклонения не превышают 0,10 МПа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в работе проведено исследование режимов работы протяженного рельефного трубопровода, транспортирующего газ с малым содержанием конденсата, на начальной стадии освоения месторождения. При малом расходе газа возникают условия для накопления жидкой фазы в коллекторе, что приводит к непроизводительным гидростатическим потерям давления и к эксплуатационным рискам, связанным с залповыми выбросами жидкости на УКПГ. Динамическое моделирование с использованием программного комплекса OLGA позволяет оценить время накопления жидкости в трубопроводе и ее объем. На основе проведенных гидравлических расчетов проанализированы различные сценарии

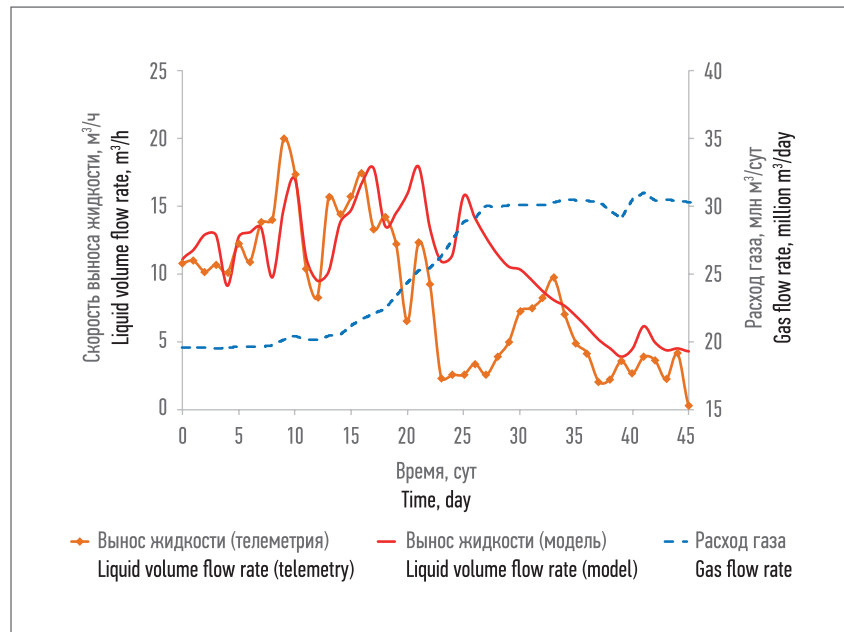


Рис. 6. Объемная скорость выноса жидкости и расход газа в коллекторе в зависимости от времени при увеличении расхода газа с 18 до 30 млн м³/сут
Fig. 6. Liquid volume flow rate at the pipeline outlet and gas flow rate in the pipeline as a function of time with an increase in gas flow rate from 18 to 30 million m³/day

дальнейшей эксплуатации коллектора и предложены решения по обеспечению его эффективной и безопасной работы при повышении расхода газа. Результаты моделирования хорошо согласуются с фактическими данными о перепаде давления в трубопроводе

и поступлении жидкости на УКПГ. Это свидетельствует о применимости использованных средств динамического моделирования для решения технологических задач, возникающих при эксплуатации протяженных трубопроводов многофазного флюида. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Поушев А.В., Гатауллин Т.И., Суллагаев А.В., Прокопенко А.В. Интегрированный подход к выбору концепции обустройства уникального газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2019. № 2 (780). С. 52–59.
2. Рыжов А.Е., Жирнов Р.А., Минко А.Г. и др. Комплексное освоение основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири» // Геология нефти и газа. 2018. № 45. С. 107–112. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4s-107-112.
3. Клычко Д.В., Кутовой Д.В., Погосов М.А. Особенности эксплуатации Киринского ГКМ с применением моноэтиленгликоля в качестве ингибитора гидратообразования // Газовая промышленность. 2019. № S1 (782). С. 22–28.
4. Харченко Ю.А., Артемьев Н.А. Пробкоуловители для морских трубопроводных систем // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. 2020. № 2. С. 25–31.
5. Bendiksen K.H., Malnes D., Moe R., Nuland S. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications // SPE Prod. Eng. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 171–180. DOI: 10.2118/19451-PA.
6. Aziz I.A.B.A., Brandt I., Gunasekera D., et al. Multiphase flow simulation – optimizing field productivity // Oilfield Rev. 2015. Vol. 27, No. 1. P. 26–37.
7. Крайнова Е.В. Применение средств моделирования для мониторинга и анализа работы трубопроводов при транспорте многофазной продукции // Инженерная практика. 2018. № 2. С. 72–78.

REFERENCES

- (1) Poushev AV, Gataullin TI, Sullagaev AV, Prokopenko AV. Integrated approach to the selection of a concept of the infrastructure development of the unique gas condensate field. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2019; 780(2): 52–59. (In Russian)
- (2) Ryzhov AE, Zhirnov RA, Minko AG, Chudin AS, Ivchenko OV, Kontarev AA, et al. Resource base of Power of Siberia gas export line: integrated development of major objects. *Oil and Gas Geology* [Geologiya nefi i gaza]. 2018; (45): 107–112. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-107-112>. (In Russian)
- (3) Klyzhko DV, Kutovoy DV, Pogosov MA. Features of operation of the Kirinskoe gas-condensate field using monoethylene glycol as an inhibitor of hydration. *Gas Industry*. 2019; 782(S1): 22–28. (In Russian)
- (4) Kharchenko YuA, Artem'ev NA. Slug catchers for the offshore pipeline systems. *Design and Development of Oil and Gas Fields* [Proektirovanie i razrabotka neftegazovykh mestorozhdeniy]. 2020; (2): 25–31. (In Russian)
- (5) Bendiksen KH, Malnes D, Moe R, Nuland S. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications. *SPE Prod. Eng.* 1991; 6(2): 171–180. <https://doi.org/10.2118/19451-PA>.
- (6) Aziz IABA, Brandt I, Gunasekera D, Hatveit B, Havre K, Weisz G, et al. Multiphase flow simulation – optimizing field productivity. *Oilfield Rev.* 2015; 27(1): 26–37.
- (7) Kraynova EV. Modelling tools application for monitoring and analysis of the pipeline operation during the multiphase product transportation. *Engineering Practice* [Ingenernaya praktika]. 2018; (2): 72–78. (In Russian)

МОНИТОРИНГ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ СКВАЖИН НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.248.3

З.А. Васильева, д.т.н., доцент, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия), zoyavac@gmail.ru

В.И. Бутузов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», vbtzz@mail.ru

В статье дана характеристика термобарических условий перспективных месторождений Восточной Сибири. Показано, что для осуществления планов долгосрочной эксплуатации месторождений нефти и газа Восточной Сибири и арктического шельфа необходимо уже сейчас начать разработку способов управления процессом предупреждения гидратообразования в скважинах. Описаны зависимости температуры от давления в стволе вертикальной скважины, учитывающие особенности тепломассопереноса в скважинах низкотемпературных месторождений. Все влияющие на термобарический режим факторы отражены в замерах температуры и давления минимум в трех точках. Полученные на основании этих данных зависимости предлагается использовать для диагностики причин падения дебита скважин и принятия мер по предупреждению гидратообразования.

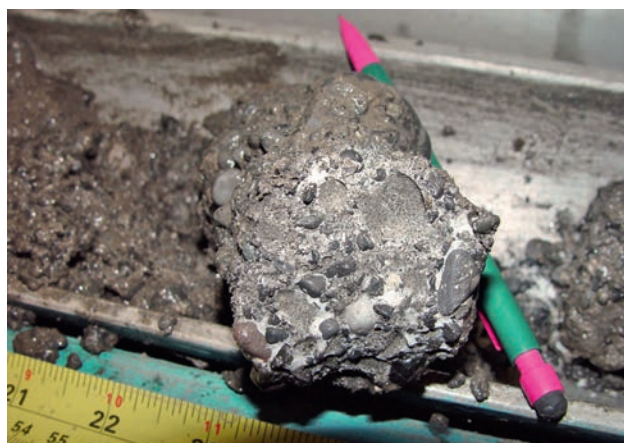
Предложен алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений. Впервые показано, что существует два критических интервала гидратообразования. Первый прилегает к устью скважины, что говорит о недостаточной теплоизоляции. Второй, попадающий в область гидратообразования за счет эффекта Джоуля – Томсона, прилегает к забою, указывая тем самым на слишком высокую депрессию или сужение входного отверстия лифтовой трубы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, МОНИТОРИНГ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ СКВАЖИН, ПЛАСТОВЫЕ УСЛОВИЯ, ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОС, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

При исследовании эксплуатирующихся скважин нефтегазоносных месторождений Восточной Сибири из-за наличия низкой пластовой температуры и присутствия диоксида углерода в природном газе возникает необходимость разработки комплекса мероприятий по предупреждению процессов гидратообразования и методики установления режима безгидратного освоения газовых месторождений с пластовыми термобарическими характеристиками, близкими к равновесным условиям гидратообразования.

В настоящее время среди первоочередных объектов освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири по степени подготовленности существует четыре перспективных центра добычи нефти (Талаканско-Верхнечонский, Юрубчено-Куюмбинский) и газа (Ковыктинский, Чаяндынский).

При рассмотрении ресурсной базы объектов нефтегазодобычи выделяют три стадии освоения месторождений [1]. На первой из них разрабатываются запасы углеводородов базовых залежей. На второй в промышленную эксплуатацию включаются более



мелкие месторождения-спутники, расположенные в пределах примерно 100-километровой зоны. На третьей стадии, помимо базовых месторождений и месторождений-спутников, в освоение вовлекаются ловушки с перспективными ресурсами, а также прогнозные источники нефти и газа.

Z.A. Vasilyeva, DSc in Engineering, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University” (Moscow, Russia), zoyavac@gmail.ru

V.I. Butuzov, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, vbtzz@mail.ru

Monitoring pressure and temperature profiles of wells at low-temperature fields

The article characterizes the pressure-and-temperature conditions of prospective West Siberian fields. It shows that developing process management methods for hydrate prevention in wells must be started now in order to enable long-term development of the oil and gas fields in the West Siberia and the Arctic shelf. The article also describes the dependence of temperature on the vertical wellbore pressure, considering the specific features of heat and mass transfer in low-temperature field wells. All the factors affecting the pressure-and-temperature regimes are reflected in temperature and pressure measurements at three points at a minimum. The dependences derived from these data are proposed to use for diagnosing production decline causes and for hydrate prevention actions.

An algorithm is proposed for determining process modes for hydrate-free well development at low-temperature fields. The existence of two critical hydrate formation intervals is shown for the first time. The first interval is adjacent to the wellhead, which indicates insufficient heat insulation. In the second one, adjacent to the bottom hole, hydrates are formed due to the Joule-Thompson effect, indicating excessive drawdown or reduced tubing inlet.

KEYWORDS: GAS HYDRATES, HYDRATE PREVENTION, WELL PRESSURE-AND-TEMPERATURE PROFILE MONITORING, RESERVOIR CONDITIONS, HEAT AND MASS TRANSFER, LOW-TEMPERATURE FIELDS.

Термобарические условия продуктивных пластов восточносибирских месторождений [3]
Pressure-and-temperature conditions of pay formations at West Siberian fields [3]

Название месторождения Field name	P_{nn} , МПа P_r , МПа	T_{nn} (T_r), °C
Соболах-Неджелинское Sobolokh-Nedzhelinskoye	15,0–21,0	37,0–45,0
Среднетюньгское Srednetyungskoye	27,6	58,0
Верхневилучанское Verkhnevilyuchanskoye	16,2	8,0
Тас-Юряхское Tas-Yuryakhskoye	14,6	11,6
Талаканское Talakanskoye	12,5	13,5
Чаяндинское Chayandinskoye	13,5	9,0–11,0
Ковыктинское Kovyktinskoye	25,7	53,0

В настоящее время ПАО «Газпром» владеет лицензиями на разработку ряда восточносибирских нефтегазоконденсатных месторождений, включая такие гиганты, как Чаяндинское нефтегазоконденсатное (ЧНГКМ) и Ковыктинское газоконденсатное (КГКМ). Кроме них, рассматривается возможность организации добычи углеводородов на месторождениях Енисей-Хатангской впадины.

Особый интерес представляют Чаяндинский, Верхневилучанский, Тас-Юряхский, Соболах-Неджелинский и Среднетюньгский лицензионные участки (ЛУ). Для этих районов характерны аномально низкие пластовые температуры и значительное присутствие диоксида углерода в составе природного газа – факторы, способствующие процессу гидратообразования. Мощность криолитозоны превышает 600 м, но геокриологические исследования сосредоточены

в необходимой для обустройства месторождений 20-метровой верхней части многолетнемерзлого разреза. Целенаправленного изучения извлеченного керна на наличие природных газогидратов (ГГ) по всей глубине скважин не проводилось.

Пластовые условия месторождений Восточной Сибири представлены в табл. Анализ температурных данных показывает, что продуктивные пласты Соболах-Неджелинского, Среднетюньгского и Ковыктинского месторождений не подвержены гидратообразованию. Следует отметить, что в такой же ситуации находятся верхние продуктивные пласты Юрубчено-Тохомского и Собинско-Пайгинского месторождений, входящих в сферу интересов ПАО «Газпром» на территории Красноярского края Восточной Сибири.

Продуктивные пласты Верхневилучанского, Тас-Юряхского, Талаканского и Чаяндинского



Рис. 1. Пластовые условия восточносибирских месторождений в сравнении с равновесными условиями гидратообразования газовой смеси с относительной плотностью 0,6 по воздуху [4].
Fig. 1. Reservoir conditions of the West Siberian fields compared with the equilibrium hydrate formation conditions of a gas mixture with a relative air density of 0.6 [4].

месторождений имеют достаточно низкие пластовые температуры (T) и высокие давления (P) для того, чтобы оказаться в области гидратообразования. Помимо аномальных термобарических условий, здесь наблюдается ряд осложнений при бурении, исследовании и освоении скважин, которые можно рассматривать как косвенные признаки наличия газогидратных залежей [2, 3].

Пластовые условия верхних горизонтов указанных месторождений в сравнении с равновесной кривой гидратообразования природного газа с относительной плотностью по воздуху 0,6 отн. ед. показаны на рис. 1 [4]. Исходя из анализа имеющихся данных по плотности газовых смесей в названных месторождениях (0,63–0,68 отн. ед.), можно предположить, что в реальности эти пласты могут находиться еще «глубже» в области гидратообразования.

На гидратообразование влияют не только термобарические условия и состав природного газа, но и величина минерализации контактирующей с ним пластовой воды, достигающая до 350–440 г/л в ботубинском и хамакинском продуктивных горизонтах ЧНГКМ [5].

Концентрация минералов по массе рассолов в пределах продуктивных горизонтов ЧНГКМ изменяется от 6 до 20 %, составляя в среднем 11 % [6]. Минерализация снижает значение равновесной температуры (T_p) на 6,5 °C при давлении 10 МПа и концентрации минералов по массе 11 % ($T_p = 14,1$ °C),

на 9 °C при концентрации по массе 13 % ($T = 11,6$ °C) и на 13 °C – при 20 % ($T_p = 7,6$ °C). Анализ термобарических условий в разрезе осадочного чехла Енисей-Хатангского прогиба и западной части Сибирской платформы показал, что зоны гидратообразования частично приурочены к интервалам залегания многолетнемерзлых пород (ММП) и распространяются до глубины 2000 м [4].

Условия гидратообразования в нефтегазоносных пластах Верхневилучанского и Тас-Юряхского ЛУ имеют некоторые особенности: в состав природного газа входят метан (85,5 %), гомологи метана (6,5 %), азот (до 7 %) и конденсатная часть (около 1 %), пластовое давление и температура соответствуют значениям 16,2 МПа и 8 °C. Минерализация пластовых вод аналогична ЧНГКМ. Залежи находятся в термодинамической зоне газогидратообразования [5].

Более глубокая газовая залежь Вилучанского горизонта венда находится на глубине 2,5 км, имеет температуру 16 °C и давление 17,7 МПа. Природный газ состоит в основном из метана (86 %), азота (до 8 %), остальные компоненты представлены гомологами метана [4]. Если принять равновесную кривую гидратообразования для сходного по составу газа ЧНГКМ, то залежь находится в термодинамической зоне газогидратообразования, но очень близко к границе его отсутствия. Учитывая, что для возникновения ГГ в породах необходима определенная степень переохлаждения, т.е. значение температуры на 2–5 °C ниже равновесной [6], в данных условиях можно предположить их отсутствие в залежи. Однако в процессе испытания скважин происходит быстрое появление ГГ в призабойной зоне.

Нефтегазоносные пласты Тас-Юряхского ЛУ залегают на глубинах 1900–2020 м. Среднее пластовое давление имеет значение 14,6 МПа, температура – 11,6 °C, по составу природный газ аналогичен углеводородам ЧНГКМ. Пласты находятся глубоко в термодинамической зоне газогидратообразования (ТЗГ).

Таким образом, многие месторождения Восточной Сибири расположены в термодинамической зоне газогидратообразования с высокой вероятностью существования природных ГГ и с благоприятными условиями для образования техногенных. Следовательно, для осуществления планов долгосрочной разработки месторождений нефти и газа Восточной Сибири и арктического шельфа необходимо проводить мониторинг термобарического профиля скважин низкотемпературных месторождений (НТМ) на всех стадиях освоения залежей углеводородов.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Закон сохранения энергии для потока флюидов в трубе постоянного сечения гласит, что количество энергии на входе заданного участка трубы минус количество энергии на выходе этого же участка трубы и плюс поступившая или поглощенная из внешней

среды тепловая энергия равно скорости накопления энергии.

Для установившегося изохорического потока закон сохранения энергии имеет вид [7]:

$$\frac{dT}{dx} + \frac{\pi d}{C_p} Q = \varepsilon \frac{dP}{dx} - \frac{1}{C_p} g \sin \theta, \quad (1)$$

где x – координата вдоль ствола скважины; P – давление; Q – удельный тепловой поток; d – внутренний диаметр трубы; $Q = k_d(T - T_e)$ характеризуется коэффициентом теплопередачи k_d ; разницей температур окружающей среды T_e и флюида T ; ε – коэффициент Джоуля – Томсона; C_p – изобарная теплоемкость газа; θ – угол наклона скважины к горизонту (для вертикальной скважины $\theta = 90^\circ$).

В монографиях [1, 7, 8] постоянными предполагаются величины k_d , C_p , ε , θ , dP/dx , T_e . Из указанных допущений следует, что эффект Джоуля – Томсона равномерно распределен по скважине, температура окружающей среды постоянна во времени, линейно изменяется по глубине.

В работах [9, 10] предложены математическая модель, в которой используется закон сохранения энергии (1), и уравнение движения реального газа в трубе переменного сечения. Динамика образования ГГ рассматривается в рамках обобщенной формулировки задачи Стефана. Температура окружающих пород предполагается постоянной. Задача решается численно. Однако для скважин НТМ эффект Джоуля – Томсона более существенен по сравнению с тепловым потоком в породе. Интегрируем уравнение (1), считая постоянными C_p , ε и тепловой поток Q , т.е. разность температур между газовым потоком и окружающими породами ΔT , а не саму температуру окружающих пород, что является более точным приближением. Распределение температуры в стволе скважины приобретает вид:

$$T(x) = T_3 + \varepsilon_2(P(x) - P_3) + \frac{X}{H}[\varepsilon_2(P_3 - P_y) + (T_y - T_3)], \quad (2)$$

где T_3 , P_3 – температура и давление на забое; T_y , P_y – температура и давление на устье; H – глубина скважины.

Отсюда следует, что для вычисления температуры в стволе скважины достаточно снимать показания температуры и давления на устье и забое скважины. Устьевые замеры необходимо проводить в нейтральном слое, где температура не подвержена влиянию погодных условий.

Для исключения из выражения (2) координаты x используем формулу Адамова [8], в результате получаем зависимость температуры в стволе скважины от давления:

$$x = \frac{1}{2S} \ln \frac{P_3^2 + C}{P(x)^2 + C}, \quad (3)$$

где константы в системе СИ:

$$C = \frac{8P_{cm}^2 \lambda Q_{cm}^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2}{\pi^2 T_{cm}^2 g d^5} = 9,9143 \cdot \frac{10^3 \lambda Q_{cm}^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d^5},$$

$$S = \frac{P_{cm} T_{cm} g}{z_{cp} T_{cp} P_{cm}} = 0,02837 \frac{P_{cm}}{z_{cp} T_{cp}}. \quad (4)$$

Здесь λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $z_{cp} T_{cp}$ – средние значения коэффициента сверхсжимаемости и температуры газа; $P_{cm} T_{cm} P_{cm}$ – давление, температура, плотность газа при стандартных условиях; Q_{cm} – дебит скважины, приведенный к стандартным условиям.

При наличии ММП для более точного расчета температуры необходимо иметь данные замеров температуры T_i и давления P_i на подошве криолитозоны на глубине L . После исключения координаты x (3) получим зависимость температуры в стволе скважины от давления:

$$\text{При } 0 < x < L: T(x) = T_3 + \varepsilon_2(P(x) - P_3) + \frac{1}{2SL} \ln \frac{P(x)^2 + C}{P_3^2 + C} [\varepsilon_2(P_3 - P_i) + (T_i - T_3)]; \quad (5)$$

$$\text{при } L < x < H: T(x) = T_i + \varepsilon_2(P(x) - P_i) + \frac{1}{2S(H-L)} \ln \frac{P(x)^2 + C}{P_i^2 + C} [\varepsilon_2(P_i - P_y) + (T_y - T_i)]. \quad (6)$$

Аналогично для мониторинга теплоизоляции замедляется температура и давление на ее границе. Замеры термобарических параметров в стволе скважины удобно проводить с помощью современных оптоволоконных технологий.

Таким образом, получены зависимости температуры от давления в стволе вертикальной скважины. Заметим, что формулы (5, 6) не содержат термического эквивалента работы, трудно определяемого экспериментальным путем. Также они не содержат геотермального градиента и температуры окружающих пород, которые можно измерить только после длительной выстойки скважины. При расчете нет необходимости вводить поправки на оттаивание ММП. Все перечисленные факторы, влияющие на температурный режим скважины, отражены в произведенных в процессе мониторинга замерах термобарических параметров в трех точках.

На рис. 2 изображены результаты вычисления распределения температуры в скважине ЧНГКМ (хамакинский горизонт): $T_1(x)$ – по формуле из [8]; $T_2(x)$ – по формулам (5, 6); $T_p(x)$ – равновесная температура гидратообразования.

Согласно вычислениям $T_1(x)$ на устье получается равной $10,841^\circ\text{C}$, что отличается от фактического значения, составляющего 4°C . Отсюда следует, что формула, выведенная для скважин высокотемпературных месторождений, в НТМ дает высокую погрешность. Расчет температуры по обоим методам указывает на то, что вся область скважины находится в зоне гидратообразования.

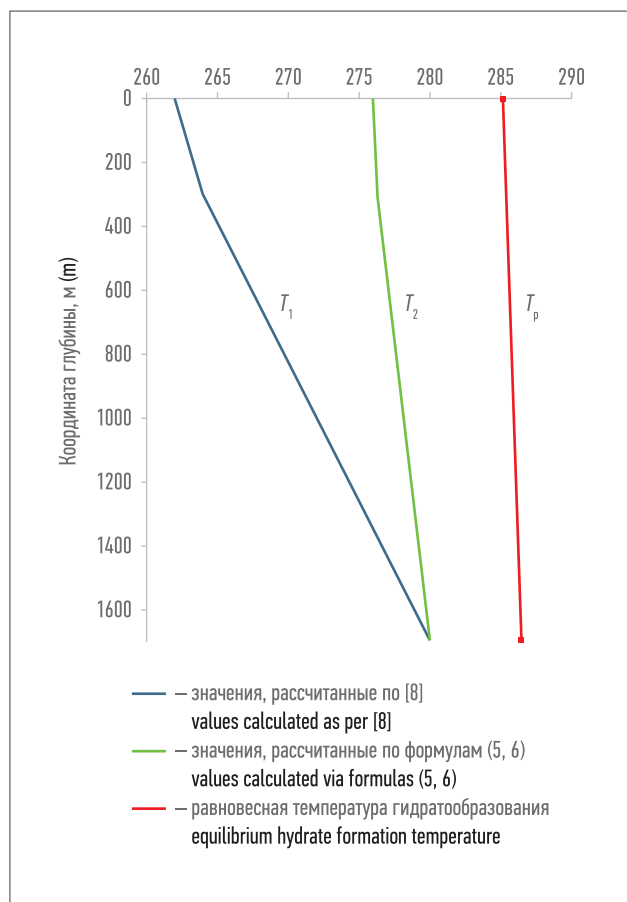


Рис. 2. Распределение температуры по стволу скважины в хамакинском горизонте Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
Fig. 2. Temperature distribution along the wellbore in the Khamakin horizon of the Chayandinskoye oil, gas, and condensate field

ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ СОПРЯЖЕНИЯ ОБЛАСТЕЙ «ПЛАСТ – СКВАЖИНА»

Для определения граничного условия сопряжения областей «пласт – скважина» вводится понятие «забойная зона» – область забоя скважины, газ по которой движется из каналов пористой среды во входное отверстие лифтовой трубы радиуса r_i (м) [11]. Из законов сохранения массы газа и энергии выводится трансцендентное уравнение для вычисления изменения давления ΔP в забойной зоне:

$$\ln\left(\frac{P_3}{P_3 + \Delta P}\right) = \frac{G^2 z_{cp} R}{2\pi^2 M (T_3 - \varepsilon P_3)} \left(\frac{(T_3 + \varepsilon \Delta P)^2}{(2r_c h m (P_3 + \Delta P))^2} - \frac{T_3^2}{(r_i^2 P_3)^2} \right) + \frac{\varepsilon}{(T_3 - \varepsilon P_3)} \Delta P, \quad (7)$$

где P_3 – забойное давление, замеренное или вычисленное в конце лифтовой трубы; $P_3 + \Delta P$ – давление газа при его выходе из пористой среды пласта; G – массовый дебит газа; R – универсальная газовая постоянная; M – молекулярная масса; m – пористость; h – эффективная толщина пласта.

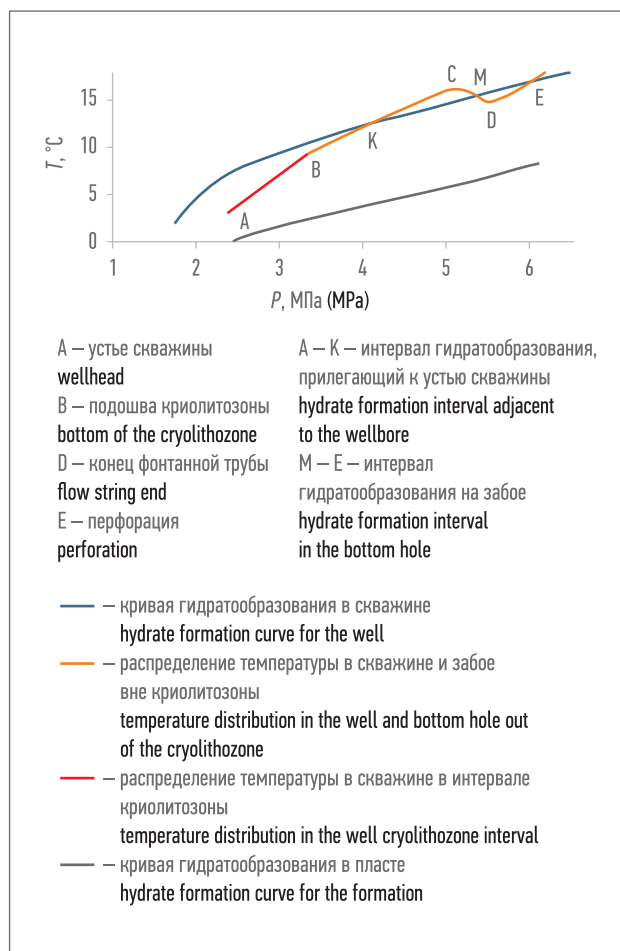


Рис. 3. Зависимость температуры от давления при движении газа в ствол скважины
Fig. 3. Dependence of temperature on the pressure during gas flow in the wellbore

В инструкции [12] для выноса капельной жидкости и песка из забоя на насосно-компрессорных трубах предлагается применять сужающую воронку или воронку-«перо». В ней же приведены результаты расчетов перепада давления в зависимости от забойного давления, при низких значениях которого после установки насадки «перо» перепад может достигать 3 МПа, а температура понизиться на 12 °С.

МОНИТОРИНГ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ СКВАЖИН ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

Формулы (2)–(6) удобно использовать для мониторинга термобарического профиля скважин во время их исследования и эксплуатации подобно тому, как проводится мониторинг на газосборных шлейфах [13].

При движении газа из каналов пористой среды в скважину изменение скорости движения приводит к соответствующему изменению давления и снижению температуры за счет эффекта Джоуля – Томсона. В скважинах НТМ, когда термобарические

условия гидратообразования близки к равновесным, такое охлаждение может привести прежде всего к образованию ГГ на перфорациях.

В процессе мониторинга термобарического профиля скважины падение забойного давления свидетельствует о возможном образовании ГГ в пласте и на перфорациях, а его повышение в сочетании со снижением устьевого давления – об образовании ГГ в стволе скважины на приустьевом участке, что происходит в основном в результате недостаточной теплоизоляции.

Из-за необходимости изменения параметров давления и дебита в большом диапазоне значений в процессе исследования скважин при различных режимах эксплуатации вероятность образования ГГ становится значительно выше, чем в заданных условиях. Наиболее прогнозируемо их образование при остановке скважины в период снятия кривой восстановления давления, поскольку этот процесс происходит более высокими темпами, чем восстановление температуры.

Технологию распределенного измерения барометрических параметров предлагается использовать в целях диагностики причины падения дебита скважин и принятия мер по его увеличению. Алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин НГМ заключается в следующем (рис. 3).

- Экспериментально либо аналитически строятся две равновесные кривые гидратообразования: в стволе скважины и в пористой среде с учетом минерализации воды;
- измеряются значения давления и температуры на устье (А), на забое в конце фонтанной трубы (С) и на уровне подошвы криолитозоны (В);
- рассчитывается давление газа на выходе из пористой среды по формуле (7);
- находится участок кривой зависимости давления от температуры, соответствующий падению этих величин в забойной зоне (отрезок DE);
- определяется участок кривой (AC) зависимости давления от температуры, соответствующий движению газа по стволу скважины по формулам (5, 6);
- построенные кривые фазового равновесия совмещаются с полученной зависимостью давления от температуры в забойной зоне и стволе скважины на одной плоскости;
- в точках пересечения указанных кривых К и М определяются давление и по формуле (3) соответствующие им координаты x_k и x_m ;
- определяются критические зоны гидратообразования: в приустьевой области Hx_m и на забое $x_m O$.

После прогноза и локализации критических зон образования ГГ оптимизируются режимы работы скважины, исключая риски гидратообразования. При этом можно применить следующие подходы:



– в случае, если критическая область гидратообразования прилегает к устью скважины, что указывает на недостаточную теплоизоляцию, необходимо предпринять меры по ее усилению либо произвести закачку метанола в данный интервал;

– в условиях прилегания критической области гидратообразования к забою скважины рекомендуется снижение депрессии либо использование насосно-компрессорных труб наибольшего диаметра без сужающих воронок.

В том случае, когда предпринимаемые меры не оказывают воздействия, а дебит и давление на забое продолжают падать, рекомендуется проведение «метаноловых ванн» после остановки скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из термобарических условий перспективных нефтегазовых месторождений Восточной Сибири следует, что для осуществления планов их долгосрочной разработки необходимо проводить целенаправленные исследования на наличие природных ГГ и разрабатывать способы предупреждения гидратообразования в скважинах.

Показано, что полученные расчеты температуры для скважин высокотемпературных месторождений по формулам, предполагающим постоянными эффект Джоуля – Томсона и температуру окружающих пород, для скважин НТМ дают высокую погрешность. В данной работе решается уравнение баланса энергии, которое исходит из предположения о постоянстве теплового потока в породе (разница температур между газовым потоком и окружающими породами), являющегося более точным приближением для скважин НТМ, в отличие от вычислений, основанных на эффекте Джоуля – Томсона.

Полученные зависимости температуры от давления в стволе вертикальной скважины не содержат

трудно определяемых параметров. Эти зависимости и данные измерений термобарических характеристик в определенных точках предлагается использовать для диагностики причин падения дебита скважин и принятия мер по предупреждению гидратообразования при недостаточной геокриологической изученности криолитозоны.

При движении газа из каналов пористой среды в скважину изменение скорости движения приводит к пропорциональному изменению давления и снижению температуры за счет эффекта Джоуля – Томсона. В скважинах НТМ, когда термобарические условия гидратообразования близки к равновесным, такое охлаждение может привести прежде всего к образованию ГГ на перфорациях.

В процессе мониторинга термобарического профиля скважины падение забойного давле-

ния рассматривается как признак возможного образования ГГ в пласте, на перфорациях и в интервале, прилегающем к забою. Причиной этих осложнений служит эффект Джоуля – Томсона, что указывает на слишком высокую депрессию или сужение входного отверстия лифтовой трубы. В свою очередь, повышение забойного и снижение устьевого давления означают образование ГГ в стволе скважины на приустьевом участке, происходящее в основном по причине недостаточной теплоизоляции. Замеры термобарических параметров в стволе скважины предлагается проводить с помощью современных оптоволоконных технологий.

Таким образом, в статье предложен алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин газовых НТМ. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
2. Васильева З.А., Джафаров Д.С., Аметова Т.А. Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне // Криосфера Земли. 2011. Т. 15, № 1. С. 61–67.
3. Васильева З.А., Родичкин А.В. Термогидродинамические исследования скважин низкотемпературных залежей // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020. № 10 (106). С. 89–93.
4. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии / под ред. Р.И. Вяхирева. М.: Изд-во Акад. горных наук, 1998. 576 с.
5. Косачук Г.П., Буракова С.В., Будревич Н.В. и др. Содержание полезных компонентов в рассолах месторождений Непско-Ботубинской НГО и их промышленная значимость // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2011. № 3 (8). С. 151–157.
6. Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Лапшин В.И. и др. О возможной гидратонасыщенности пористых сред низкотемпературных газовых залежей // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. в 4 ч. Ухта: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. Ч. 2. С. 32–45.
7. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах / пер. с англ. Ю.В. Русских; под ред. М.Н. Кравченко. Ижевск и др.: Ин-т компьютер. исслед., 2006. 384 с.
8. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов. М.: МАКС Пресс, 2011. 340 с.
9. Бондарев Э.А., Габышева Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. 1982. № 5. С. 105–112.
10. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Криосфера Земли. 2011. Т. 15, № 2. С. 65–69.
11. Васильева З.А. Условия сопряжения полей давления и температуры газа в скважине и пласте // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 6. С. 45–47. DOI: 10.30713/0132-2222-2018-6-45-47.
12. Р Газпром 086–2010. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. Часть II [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный (дата обращения: 14.05.2022).
13. Способ управления процессом предупреждения гидратообразования в газосборных шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера: пат. 2560028 РФ / О.П. Андреев, А.К. Арабский, Б.С. Ахметшин и др.; № 2006137680; заявл. 26.10.2006; опубл. 20.07.2008 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2329371C1/ru> (дата обращения: 14.05.2022).

REFERENCES

- (1) Mirzajanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliiev Z.S. *Fundamentals of Gas Production Technology*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 2003. (In Russian)
- (2) Vasil'eva Z.A., Dzhaifarov D.S., Ametova T.A. Indirect technogenic indicators of gas hydrates in cryolithozone. *Earth's Cryosphere* [Kriosfera Zemli]. 2011; 15(1): 61–67. (In Russian)
- (3) Vasilyeva Z.A., Rodichkin A.V. Temperature and pressure transient testing of low-temperature pool wells. *Neftegaz.RU*. 2020; 106(10): 89–93. (In Russian)
- (4) Vyakhirev R.I. (ed.). *Short Encyclopedia of Petroleum Geology*. Moscow: Academy of Mining Sciences [Izdatel'stvo Akademii gornyh nauk]; 1998. (In Russian)
- (5) Kosachuk G.P., Burakova S.V., Budrevich N.V., Melnikova Ye.V., Butochkina S.I. The contents of useful components in brines of the Nepa-Botuoba oil-and-gas bearing region and their industrial significance. *News of Gas Science* [Vesti gazovoy nauki]. 2011; 8(3): 151–157. (In Russian)
- (6) Istomin V.A., Iziumchenko D.V., Lapshin V.I., Kosachuk G.P., Burakova S.V., Butochkina S.I. On possible hydrate saturation of porous media in low-temperature gas pools. In: Gurlenov Ye.M., Ivanov V.V., Danilov V.N., Severinova L.N., Nazarov A.V., Volkov A.N. (eds.) *Efficiency of Hydrocarbon Reserve Development. Part 2*. Ukhta, Russia: Gazprom VNIIGAZ; 2010. p. 32–45. (In Russian)
- (7) Brill J.P., Mukherjee H. *Multiphase Flow in Wells*. Trans Kravchenko M.N. (ed.), Russkikh Yu.V. Izhevsk, Russia, et al.: Institute of Computer Science; 2006. (In Russian)
- (8) Aliiev Z.A., Marakov D.A. *Natural Gas Field Development*. Moscow: MAX Press [MAKS Press]; 2011. (In Russian)
- (9) Bondarev É.A., Gabysheva L.N., Kanibolotskii M.A. Simulation of the formation of hydrates during gas flow in tubes. *Fluid Dynamics* [Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza]. 1982; 17: 740–746.
- (10) Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. Mathematical models of hydrate formation in gas wells. *Earth's Cryosphere*. 2011; 15(2): 65–69. (In Russian)
- (11) Vasil'eva Z.A. The conditions of conjugation of gas pressure and temperature fields in a well and a reservoir. *Automation, telemechanization and communication in oil industry* [Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti]. 2018; (6): 45–47. <https://doi.org/10.30713/0132-2222-2018-6-45-47>. (In Russian)
- (12) OAO Gazprom (open joint-stock company). *R Gazprom 086–2010 (company regulatory). Procedure for comprehensive gas and gas condensate well survey. Part 2*. [Access restricted]. (In Russian)
- (13) Andreev O.P., Salikhov Z.S., Akhmetshin B.S., Arabskiy A.K., Vit' G.E., Talybov E.G. *Method of hydration control in intrafield flowlines of gas and gas-condensate pools in Far North*. RU2560028 (Patent) 2006.

Сокращая
бюджет на рекламу,
рискуете остаться
незамеченными!

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

info@neftegas.info

+7 (495) 240-54-57

Р.А. ХАБИБУЛИН: «МЫ БУДЕМ ИСХОДИТЬ ИЗ КЛИЕНТСКИХ ЗАДАЧ, А НЕ КОПИРОВАТЬ ЗАПАДНЫЕ ПРОДУКТЫ»

С уходом из страны под санкционным давлением лидирующих мировых игроков нефтесервисных решений возросло внимание к отечественным создателям программного обеспечения для геологоразведки и добычи нефти и газа. О том, способен ли российский рынок не только предложить что-то взамен недоступных сейчас зарубежных продуктов, но и совершить скачок в развитии и выйти на уровень мировых конкурентов, мы поговорили с Русланом Асгатовичем Хабибулиным, генеральным директором компании «Геонафт» (входит в ГК «Цифра»), которая уже 12 лет разрабатывает и внедряет инженерные и ИТ-решения для повышения эффективности бурения и разработки месторождений.



Р.А. Хабибулин,
генеральный директор
ООО «ГеоНавТех»

– Руслан Асгатович, вы возглавили «Геонафт» в весьма непростое время. Как компания встретила вызовы нынешней весны?

– На самом деле я бы не назвал это время непростым. Это другое время. Наверное, простого времени не бывает. Некоторые вопросы, которые существовали всегда, сейчас встали более остро из-за ухода зарубежных поставщиков или ограничения доступа к их технологиям для российских нефтегазовых компаний. Отраслевые отечественные предприятия, которые традиционно пользовались программными продуктами мировых нефтесервисных лидеров, с их уходом стали с возросшим интересом смотреть на наши решения для сопровождения разработки месторождений. Интерес проявляется не только в более глубоком анализе рынка российских предложений – количество запросов на внедрение тоже растет. Уже сейчас мы достаточно интенсивно внедряем продукты компании, такие как «Геонафт», «ГеоТензор», и усиленно развиваем те из них, которые пользуются большим спросом и призваны закрыть первоочередные сложности на рынке. GeoTrack – яркий такой пример. Плюс во всех проектах компания стремится оказать максимальную техническую поддержку, чтобы переход от импорт-

ного программного обеспечения (ПО) был более плавным.

– Какие продукты «Геонафта» для геологоразведки и добычи нефти и газа сегодня наиболее востребованы?

– В первую очередь заказчики сейчас сосредоточены на закрытии тех задач, которые раньше решались с помощью зарубежного ПО. Я бы выделил три самых востребованных для этих целей продукта. Первый – это наш одноименный комплекс «Геонафт» для инженерно-технологического сопровождения бурения как разведочных, так и эксплуатационных скважин. Он связывает модули геонавигации, геомеханики, петрофизики и функционал сопровождения бурения, благодаря чему облегчаются и ускоряются расчеты. Например, при изменении траектории геонавигационной модели автоматически пересчитываются и обновляются другие данные, основанные на этой траектории. Второй – «ГеоТензор», он предназначен для осуществления геомеханического 3D-моделирования для проектирования и сопровождения разработки месторождений. И третий – GeoTrack, для коррекции замеров при бурении скважин с учетом влияния различных природных и техногенных факторов и моделирования компоновки

низа бурильной колонны (КНБК). Последний сейчас – лидер по количеству внедрений, на российском рынке ему нет аналогов.

– В чем особенность решения GeoTrack?

– При бурении периодически снимаются замеры – фиксируются глубина бурения, азимут, инклинометрия. Эти замеры нужно корректировать. Например, требуется поправка на изгиб бурильной колонны или растяжение. GeoTrack позволяет производить коррекцию замеров, используя широкий набор методов. Это имеет огромное значение, так как точность влияет на качество скважин, их продуктивные возможности и безопасность – цена ошибки в данных высока. Буквально на днях с помощью GeoTrack мы закончили анализ бурения одной из скважин, и в ближайшее время у нас будет еще одно внедрение. Получились довольно интересные результаты, показывающие, что истинное положение ствола скважины практически на 1 м по вертикали выше, чем предполагалось, при этом отход по латерали составил 74,5 м. Для качественного понимания цены неучета корректировок стоит привести пример, когда в вертикально интегрированных компаниях в разработке участвуют пласты толщиной 1–5 м.

Еще один функционал решения – моделирование КНБК (комплекс приборов, применяющихся при строительстве скважин). Здесь тоже учитываются многочисленные параметры оборудования с расчетом прогиба сформированной колонны и выводением результатов как в табличном, так и в графическом виде. В целом функционал GeoTrack позволяет сопровождать строительство скважины от моделирования КНБК до окончания бурения.

– Поменялась ли ваша продуктовая стратегия под влиянием ухода зарубежных игроков?

– Стратегия не поменялась. Программное обеспечение компании сопоставимо с зарубежными аналогами, и дальнейшее развитие будет связано с дополнительными требованиями и пожеланиями заказчиков. В настоящее время происходит переломный этап, когда компания «Геонафт» переходит из роли «догоняющих» в роль лидера по отдельным дисциплинам. Мы будем отталкиваться от клиентских задач, а не копировать западные продукты, будем создавать программные инструменты, которые лучшим образом помогут решить эти задачи с учетом перспектив развития отрасли. В планах компании – расширение на международном рынке, движение вперед в конкурентной борьбе с мировыми лидерами сегмента нефтесервисного ПО.

– Сейчас российское ПО дотягивает до мирового уровня?

– Есть мнение разработчика, а есть мнение заказчика. Развитие продукта никогда не заканчивается. Наш основной программный комплекс «Геонафт» ни в чем не уступает мировым аналогам. У нас есть 3D-геомеханика – «ГеоТензор», тоже на уровне. Другой вопрос, что у каждого клиента есть свое видение, как ПО должно работать, и эти программные продукты развиваются вместе с заказчиком, по сути, мы их дорабатываем

и делаем уникальными при каждом внедрении. Какие-то идеи, которые приходят к нам в ходе этих доработок, конечно, воплощаются в продукте для всех клиентов. Но двух одинаковых систем ни у кого не стоит.

– Насколько сейчас нефтегазодобывающая отрасль зависит от зарубежных технологий?

– Безусловно, зависимость существует, в большей степени от технологического оборудования. Прежде всего это связано с геофизическими методами, которые у нас развиваются активно, но российское высокотехнологичное оборудование и отдельные технологии на рынке просто отсутствуют. Тут ведущий

ТОЛЧОК К РАЗВИТИЮ ВНУТРЕННЕЙ КОНКУРЕНЦИИ ДАЛИ УШЕДШИЕ С РЫНКА ЗАРУБЕЖНЫЕ ИГРОКИ. В НИХ РАБОТАЛИ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО РОССИЙСКИЕ ИНЖЕНЕРЫ И РАЗРАБОТЧИКИ, И ОНИ В БОЛЬШИНСТВЕ СВОЕМ ОСТАЛИСЬ В СТРАНЕ.

игрок – компания Schlumberger, которая начинала свой бизнес с геофизики. То есть нишу занимает либо западная компания, либо никакая. Что касается роторных управляемых систем, есть российские предложения, так что в этом плане импортозамещение будет ускорено. Еще один важный элемент – пластоиспытатель. Здесь аналогов, дотягивающих до конкуренции с Schlumberger, тоже пока нет. Но тем не менее этот сектор развивается и когда-нибудь достигнет необходимого уровня.

В плане ПО дела обстоят лучше. Да, есть незакрытые или слабо закрытые российскими продуктами сегменты, но я не вижу больших проблем, так как технологических компетенций для замещения большинства зарубежных решений у нас на рынке достаточно.

– Соответственно, можно сказать, что сейчас исторический момент для российских разработчиков?

– Я согласен с такой оценкой. Это, безусловно, шанс для российских компаний занять ту нишу, в которой

традиционно были представлены зарубежные компании. Однако эти шансы были и до 2022 г. Нужно просто разрабатывать конкурентоспособный продукт.

– Давайте сейчас поговорим о российском рынке ПО для геологоразведки и добычи нефти и газа. Есть ли на нем конкуренция?

– Конкуренция реально существует в ряде сегментов среди российских программных комплексов. Например, для «Геонафта». Это держит нас в тонусе – продукт постоянно дорабатывается. Частично какие-то функции «ГеоТензора» реализованы в конкурирующих решениях, но далеко не все.

Тут следует сказать, что некоторый толчок к развитию внутренней конкуренции дали ушедшие с рынка зарубежные игроки. В них работали преимущественно российские инженеры и разработчики, и они в большинстве своем остались в стране и постепенно займут места в нашей компании, у конкурентов или, кто знает, может, создадут свой бизнес. Соответственно, развитие за счет конкуренции у нас будет.

– Стоит ли нам тогда ожидать сдвига в инхаус-разработку?

– Есть добывающие компании, которые уже давно и успешно практикуют инхаус-разработку, но я не думаю, что их количество как-то возрастет – экономический фон не тот. ИТ-специалисты в дефиците, уровень зарплат достаточно высокий, создание ПО требует значительных инвестиций, а экономической отдачи стоит ожидать не ранее чем через 5–10 лет. Разработка сложного продукта с нуля – долгий процесс. Например, «Геонафт» мы разрабатываем уже 12 лет, постоянно что-то добавляя и совершенствуя.

КОМПАНИЯ АКТИВНО СОТРУДНИЧАЕТ И С ЗАКАЗЧИКАМИ – ПРОВОДИТ ОБУЧАЮЩИЕ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ, И С УЧЕБНЫМИ ЗАВЕДЕНИЯМИ – ОТКРЫТИЕ ЛАБОРАТОРИЙ С НАШИМИ ПРОГРАММНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ ЗАПЛАНИРОВАНО В РОССИЙСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ УНИВЕРСИТЕТЕ (НИУ) НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ ГУБКИНА, ТЮМЕНСКОМ ИНСТИТУТЕ НЕФТИ И ГАЗА, НА КАФЕДРЕ ГЕОЛОГИИ МОСКОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА ИМЕНИ М.В. ЛОМОНОСОВА.

На «ГеоТензор» ушло около четырех лет. Сегодня же, из-за меняющегося рынка, планировать инвестиции на год вперед сложно. Так что инхаус-бума не будет. Тем не менее есть компании, которые разрабатывают самостоятельно искусственный интеллект, роботов, системы для решения узкоспециализированных задач и даже частично коммерциализируют свои продукты. Это единичные случаи, и, скорее всего, так и останется.

– Понятно, что сейчас в приоритете замещение функционала, доступ к которому компании потеряли из-за санкций. Планируете ли вы на перспективу? Что будет востребовано, когда горящие вопросы будут закрыты?

– Мы предвидим большую потребность объединения разнородных решений в единую систему, которая охватит все этапы – от геологоразведки до эксплуатации скважин. Она существовала и раньше, просто ее немного отодвинули в связи с последними экономическими и геополитическими обстоятельствами. Мы разрабатываем Geonaft Web Solution. Это комплексное облачное решение, которое поможет объединить данные и наших систем, и систем других производителей на каждом этапе, в том числе те, которые в реальном времени поступают с буровой установки, накапливать и единообразно их хранить, анализировать, а также обеспечивать их обмен. Например, если происходит изменение информации в одной системе, оно автоматически будет транслироваться в смежные с необходимыми перерасчетами. Такая структурированная работа с данными – необходимое условие для успешной реализации проектов машинного обучения.

Geonaft Web Solution – это работа на перспективу, но компания уже в ближайшее время выйдет на этап его тестирования у заказчика.

– Вы сказали, что это облачное решение. То есть у заказчиков могут возникнуть опасения насчет безопасности. Эти вопросы сейчас довольно остро стоят.

– Да, поэтому вопросы защиты корпоративной информации в облаке первоочередные, и над ними сейчас работают и провайдеры облачных услуг, и корпоративные команды. Все понимают, что невозможно построить мощные серверы для каждой компании, а для хранения и обработки большого объема данных они нужны. Так что рано или поздно мы все пойдем в сторону облачных решений.

– Развитие продукта – это, несомненно, важно. А что насчет развития человеческого потенциала?

– Сейчас, помимо развития существующих продуктов, мы сосредоточены на том, чтобы приучить специалистов работать с ними. В этом направлении компания активно сотрудничает и с заказчиками – проводит обучающие программы для пользователей, и с учебными заведениями – открытие лабораторий с нашими программными комплексами запланировано в Российском государственном университете (НИУ) нефти и газа имени Губкина, Тюменском институте нефти и газа, на кафедре геологии Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

– Ранее вы сказали о необходимости выхода на зарубежные рынки, чтобы развивать продукты в конкуренции с мировыми лидерами.

– Да, такие планы имеются. Компания смотрит в сторону Ближнего Востока и Африки, где есть большие месторождения и потенциальная востребованность предлагаемых данных технологических решений. Прежде всего на международный рынок мы пойдем с нашими наиболее зрелыми продуктами – «ГеоНафтом», «ГеоТензором» и GeoTrack. Geonaft Web Solution сначала обкатаем дома.

Помимо этого, нам важно иметь доступ к мировым научным знаниям. Компания работает в очень наукоемкой сфере, на стыке целого ряда дисциплин. Обмен знаниями, мнениями и опытом здесь критичен для развития общего технологического кругозора и понимания путей развития рынка и потребностей заказчиков. Мы уже давно сотрудничаем с российскими научными центрами по нашему направлению – «Сколково», Московским государственным университетом имени М.В. Ломоносова, Казанским федеральным университетом, Тюменским индустриальным университетом и др., являемся постоянными участниками международных нефтегазовых конференций, наши сотрудники выпустили более 80 научных статей. Присутствие на международной арене поможет компании развить это направление тоже. ■



ООО «ГеоНавТех»
119234, Россия, г. Москва,
ул. Ленинские Горы, влад. 1,
стр. 75Д, пом. II, комн. 3
Тел.: +7 (985) 963-76-84
E-mail: info@geonaft.ai
www.geonaft.ai

ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ — НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



26 МАЯ
2022

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ. Награждение лучших нефтегазостроительных подрядчиков. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



29 СЕНТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



27 ОКТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками — нефтегазовыми компаниями. Награждение лучших нефтесервисных компаний. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



28 ОКТЯБРЯ
2022

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром флот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей. Награждение лучших компаний, способных поставлять продукцию/услуги для шельфа. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



16 ФЕВРАЛЯ
2023

ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях. Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике.



30 МАРТА
2023

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка. Награждение лучших поставщиков продукции и услуг для нефтегазового комплекса. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА «МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ» И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

УДК 550.832.5

С.К. Ахмедсафин, к.т.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

S.Akhmedsafin@adm.gazprom.ru

С.А. Кирсанов, к.т.н., ПАО «Газпром», S.Kirsanov@adm.gazprom.ru

С.А. Егурцов, ООО «ИНТ «Геоспектр» (Москва, Россия),

s_egurtsov@int-geos.ru

А.Л. Поляченко, д.ф.-м.н., ООО «ИНТ «Геоспектр», info@int-geos.ru

И.В. Бабкин, д.т.н., ООО «ИНТ «Геоспектр», i_babkin@int-geos.ru

Ю.В. Иванов, к.т.н., ООО «ИНТ «Геоспектр», y_ivanov@int-geos.ru

Д.С. Шамаева, ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова» (Москва, Россия),

Daryam.msu@gmail.com

В статье представлены достижения ПАО «Газпром» в области развития нейтронных технологий исследования скважин нефтегазоконденсатных месторождений. Изложены результаты комплекса теоретических и опытно-экспериментальных работ, математического и натурного моделирования, направленных на совершенствование и настройку методов обработки и интерпретации данных нейтронного каротажа скважин для повышения эффективности их использования в сложных горно-геологических условиях. Рассмотрен успешный опыт применения на объектах ПАО «Газпром» технологии мультиметодного многозондового нейтронного каротажа при решении геолого-промысловых задач исследования обсаженных газовых скважин и количественного определения коэффициента газонасыщенности коллекторов, проанализирована актуальная нефтегазопромысловая практика. Обоснована целесообразность развития нейтронных технологий исследования скважин нефтегазоконденсатных месторождений на основе платформенного подхода. Изложены принципы построения технологической платформы мультиметодного многозондового нейтронного каротажа и намечены направления развития. Подчеркнуто, что она объединяет максимально полный набор нейтронных методов геофизического исследования скважин, взаимодействующих на единой комплексной методической основе с развитым программно-интерпретационным обеспечением. Создание платформы – результат перехода на новый, более высокий уровень технологического развития и применения нейтронных технологий исследования скважин, позволяющий повысить качество и эффективность решения актуальных задач геолого-геофизического сопровождения разработки нефтегазоконденсатных месторождений в сложных горно-геологических условиях. Создание импортоопережающих отечественных разработок, подобных технологической платформе мультиметодного многозондового нейтронного каротажа, – это значимый вклад в обеспечение технологической независимости и устойчивости работы ПАО «Газпром», особенно актуальных в обстановке беспрецедентного санкционного давления на Российскую Федерацию и одну из основ ее экономического благосостояния – топливно-энергетический комплекс.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, СТАЦИОНАРНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА.

Современный этап освоения месторождений углеводородного сырья (УВС) характеризуется существенным усложнением горно-геологических и геолого-технических условий проведения геофизических исследований скважин (ГИС), в связи с чем объективно повышаются требования к их информативности, достоверности, чувствительности и точности.

В таких обстоятельствах наметился определенный дефицит возможности методик, алгоритмов, программно-интерпретационного обеспечения (ПИО) методов ГИС, традиционно используемых для решения геолого-промысловых задач. Возникла необходимость в проведении комплекса теоретических и опытно-экспериментальных исследований, математического и натурного моделирования, направленных на совершенствование и настройку методик, учитывающих специфические особенности коллекторов в процессе доизучения верхних и нижних этажей разрезом зрелых месторождений, а также на изучение сложного геологического строения новых месторождений.

МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ – ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ РЕШЕНИЯ СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эффективным инструментом преодоления современных вызовов служат методы нейтронного каротажа (НК) скважин, играющие одну из основных ролей в процессе освоения нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ). Значительный потенциал их развития позволяет существенно расширить круг решаемых геолого-промысловых задач и повысить качество получаемой геофизической информации на всех этапах эксплуатации скважин.

Современные методы НК включают две группы – интегральные

и спектрометрические, действие которых основано на различных физических принципах. Такое разделение относится ко всем типам используемых источников – стационарным радионуклидным и импульсным генераторам нейтронов.

Интегральные методы (стационарные с радионуклидными источниками и импульсные модификации нейтронных методов) независимо от вида регистрируемых частиц и типа источника в процессе зондирования пластов дают физико-геологическую информацию о породе, сформированную на этапе переноса, замедления, тепловой диффузии и поглощения нейтронов разных энергий. Необходимо отметить доступность, экономичность и широкое распространение данных технологий в науке и производстве РФ.

В качестве примера успешного применения методов НК на объектах ПАО «Газпром» в последние годы можно привести технологию мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК). Было показано [1], что в комплексе с методами ГИС в открытом стволе стационарный ММНК способен успешно решать геолого-промысловые задачи исследования обсаженных газовых скважин и количественного определения коэффициентов относительной и объемной газонасыщенности коллекторов в геолого-технических условиях большинства типовых НГКМ и подземных хранилищ газа РФ. Однако в более сложных и экзотических обстановках, например на месторождениях Восточной Сибири с характерной для них галитизацией коллекторов, рапопроявлением и сверхвысокой минерализацией пластовых вод, а также на прочих смешанных газонефтеконденсатных объектах, нефтяных пластах и объектах с невысокой минерализацией пластовых вод и т.п., более эффективными представляются импульсные варианты ММНК [2]. Эти методы используют импульсный генератор

нейтронов и регистрацию нестационарных полей тепловых нейтронов и гамма-излучения радиационного захвата и реализованы в серийной многозондовой аппаратуре интегральных методов импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК).

НОВЫЙ УРОВЕНЬ РАЗВИТИЯ НЕЙТРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Исходя из вышеизложенного, для успешной разработки НГКМ любой геологической сложности перспективным и экономически рентабельным представляется развитие в нефтегазовой отрасли России всей совокупности интегральных методов ММНК. Такое крупное направление научно-технологического развития ГИС требует рассмотрения различных модификаций нейтронных методов в рамках единого комплекса – технологической платформы ММНК (ТП ММНК), обеспечивающей синергетический эффект от их совместного использования. В дальнейшем будем пользоваться этим названием и производными от него.

В контексте инженерно-технологических разработок под понятием «платформа» имеется в виду система объединенных, взаимодействующих базовых и прикладных технологий в области НК скважин, включающая научно обоснованный и взаимоувязанный комплекс методического, программно-интерпретационного, метрологического и аппаратного обеспечения методов НК. Данные методы создаются и развиваются специально для решения многочисленных актуальных задач, стоящих перед недропользователями при разработке вновь вводимых месторождений со сложными горно-геологическими условиями, а также месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации. Практическая выгода от использования «платформенного» подхода состоит в том, что благодаря объединению и цифровизации



Рис. 1. Общий вид основного нейтронного модуля аппаратуры ряда мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – КРНЗ-48

технологических процессов преобразования измеренной, априорной и расчетной геолого-геофизической информации, совершенствованию их методического обеспечения и ПИО появляется возможность получать оперативные и достоверные ответы на вызовы, возникающие на современном этапе развития отрасли при решении геолого-промышленных и геолого-технических задач. Проблемы, появляющиеся при истощении эксплуатируемых месторождений, освоении новых уникальных залежей (Чаяндинское НГКМ, Ковыктинское ГКМ и др.), в условиях санкционных ограничений могут быть решены с помощью ТП ММНК, открывающей новые горизонты эффективности освоения как зрелых, так и вводимых в эксплуатацию месторождений УВС.

В современной отечественной разработке ТП ММНК используется максимально полный набор нейтронных методов ГИС, взаимодействующих на единой комплексной методической основе с развитым ПИО, что позволяет получать разностороннюю информацию о состоянии пласта, прискважинной и призабойной зонах.

ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ МУЛЬТИМЕТОДНОГО МНОГОЗОНДОВОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Формирование технологической платформы на базе нейтронных методов основано на следующих принципах:

- мультиметодность – широкий охват методов нейтронной скважинной, единая технология обработки и интерпретации данных, основанная на одновременном анализе результатов комплекса ядерно-геофизических методов. Так, в основном нейтронном модуле стационарной аппаратуры ряда

ММНК может быть установлено до шести разноглубинных зондов, реализующих все известные модификации применяемого в нефтегазовых скважинах стационарного НК: по надтепловым нейтронам, по тепловым нейтронам, нейтронного гамма-каротажа и спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК). Такой подход обеспечивает максимальную информативность технологии ММНК в условиях многоколонных конструкций скважин, высокую точность и надежность определения коллекторских и литологических параметров, в т.ч. фильтрационно-емкостных свойств (рис. 1);

- многозондовость – реализация в аппаратурно-методических комплексах (АМК) большого числа зондов, дающая уникальную возможность разноглубинного зондирования прискважинной зоны коллекторов (ПЗК) газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 2) для оценки характера распределения и изменения насыщенности (заколонных перетоков, техногенных скоплений углеводородов и воды) и позволяющая выполнять

контроль состояния цементной крепи при любом заполнении скважин (жидкость, газ, смесь) методом НК-Ц – интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии;

- комплексность – объединенные (сопряженные в пространстве) в одном АМК модули интегрального НК, спектрометрического гамма-каротажа, магнитоимпульсной дефектоскопии, термометрии, барометрии, резистивиметрии и пр. позволяют одновременно получать данные о горных породах, их насыщении, техническом состоянии и термобарических условиях эксплуатации скважины, расширяя область применения ММНК [1]. Таким образом существенно повышается эффективность проведения ГИС за счет снижения количества спуско-подъемных операций (СПО), позволяющих за одну СПО наряду с пластом исследовать и техническое состояние скважины, цементного камня, термобарические и прочие геолого-технические условия. Это возможно делать как в обсаженном, так и открытом стволе скважины (в том числе

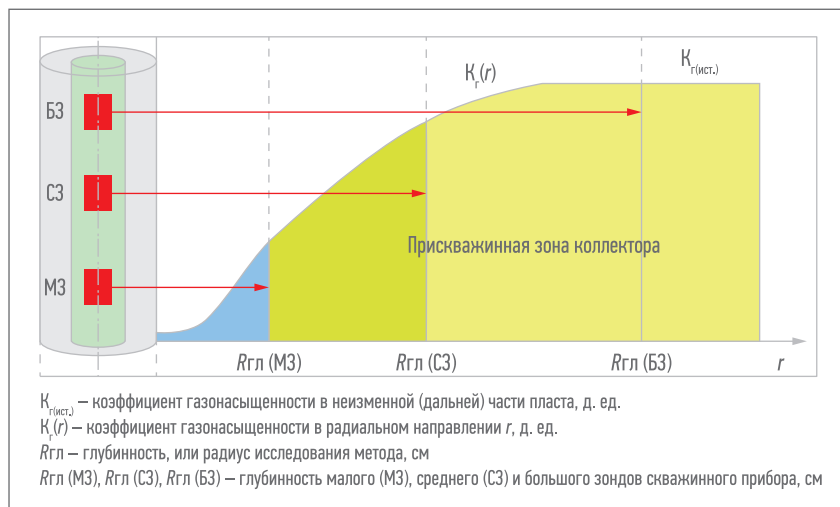


Рис. 2. Исследования аппаратурой ряда мультиметодного многозондового нейтронного каротажа прискважинной зоны коллектора с переменной газонасыщенностью K_r в радиальном направлении r

в осложненных стволах строящихся скважин через буровой инструмент);

- открытость платформы – включение в единую технологию обработки дополнительных алгоритмов и методик интерпретации данных ИННК, ИНГК-С;

- цифровизация – математическое моделирование прямых задач ядерного каротажа с точным учетом любых геолого-технических особенностей исследуемых объектов и решение на его основе обратных задач интерпретации данных ММНК в целях определения емкостных параметров коллекторов.

Благодаря вышеперечисленным принципам ТП ММНК обеспечивает достоверное решение актуальных задач нефтегазовой геофизики:

- определения нефте- и газонасыщенности пластов-коллекторов на количественном уровне, характеризующихся коэффициентами K_n и K_r ;

- оценки состояния цементного камня, наличия техногенных каверн, заколонных перетоков;

- определения литологического строения пласта и пр.

Целесообразность и своевременность введения комплексного понятия «технологическая платформа» связаны прежде всего с актуальной нефтегазопромысловой практикой, ставящей перед исследователями новые сложные вызовы:

- в разрезах многих нефтегазовых объектов встречаются углеводороды всех типов – нефть, газ, конденсат и любые их смеси с пластовой водой различной минерализации. Для определения характера насыщения, а тем более его количественной оценки желательно иметь один или несколько АМК, реализующих возможности как стационарных, так и импульсных нейтронных методов, поскольку стационарные методы НК лучше работают на газ и конденсат, а импульсные – на нефть;

- на результаты измерений стационарных методов НК боль-

шое влияние оказывает наличие и состояние цементного камня, расположенного в ближней зоне зондирования ПЗК. Это требует разработки алгоритмов компенсации воздействия, позволяющих также решить важную проблему цементометрии скважин. Подобный технологический подход был реализован в приборах ряда ММНК для решения задачи одновременного исследования насыщенности пласта и состояния цементного кольца в ходе одной СПО, нуждающейся в использовании различных модификаций стационарного НК с зондами различной длины;

- особую группу объектов исследования представляют месторождения с широким диапазоном изменения хлоросодержания порового пространства коллекторов в пластовых водах с величиной минерализации, находящейся в интервале от низкой (пресной) до ультравысокой (более 350–400 г/л на Чаяндинском НГКМ) и даже достигающей значения 650 г/л в рапоносных рассолах Ковыктинского ГКМ. Также в названную группу входят родственные задачи учета галитизации порового пространства твердой фазой различных хлоридов (Чаяндинское НГКМ). Эти условия требуют использования комбинации нескольких модификаций методов НК, включая стационарные и импульсные;

- в смешанных нефтегазовых объектах заполнение обсаженных скважин флюидами часто характеризуется сложным чередованием нефти, газа, воды и их смесей. Как правило, для каждого типа флюидозаполнения скважины существует одна, наиболее эффективная для применения, модификация НК, что подразумевает мультиметодность аппаратуры НК для исследования обсаженных скважин в подобных разрезах;

- в зрелом фонде газовых скважин, имеющих долгую историю разработки и испытывавших различные техногенные воздействия, ПЗК часто значительно нарушена и имеет непостоянное газонасыще-

ние. Это приводит к экранированию дальней неизменной части продуктивного пласта и препятствует разделению эффектов, связанных с газонасыщением и техногенными процессами. В итоге существенно затрудняется интерпретация полученных с помощью методов НК данных, используемых для правильной оценки характера насыщения пласта в целом. Для разрешения данной проблемы приборы ММНК должны иметь достаточное количество зондов (многозондовость) разной длины, позволяющих определять истинный текущий характер радиального распределения газонасыщенности в ПЗК. Полученные таким образом характеристики будут служить индикатором тех или иных техногенных нарушений (перетоки, газовые пробки и т.п.). В случае большого радиуса дислокаций потребуются приборы ММНК с реализацией импульсного НК, имеющего более высокую глубину, которая возрастает с увеличением времени задержки.

Таким образом, ТП ММНК представляет собой следующий уровень развития и применения нейтронных технологий исследования скважин, позволяющий повысить качество и эффективность решения актуальных геолого-геофизических задач. Следует подчеркнуть, что данная платформа – это не простое механическое объединение стандартных методов НК и реализующей их аппаратуры. Наибольшей динамикой развития ТП ММНК, определяющей облик и успешность решения геолого-геофизических задач, обладает научно обоснованный комплекс методического обеспечения и ПИО.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ МУЛЬТИМЕТОДНОГО МНОГОЗОНДОВОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Важным результатом в направлении развития ТП ММНК в ПАО «Газпром» стала защита в 2020 г. на экспертно-техническом совете ФБУ «Государственная

комиссия по запасам полезных ископаемых» Методических рекомендаций по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа для определения газонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищах газа в целях использования их при подсчете текущих запасов углеводородов и подготовке проектов разработки месторождений УВС. На сегодняшний день технология ММНК успешно используется на объектах ПАО «Газпром», ее применение в дальнейшем планируется расширить.

Разработанное в рамках ТП ММНК специализированное ПИО включает комплекс обрабатывающих, обеспечительных и моделирующих программ, защищенных свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ. Его использование обязательно для успешного функционирования ТП ММНК.

Также большое влияние на эффективность применения методов ГИС, в том числе НК, оказывает

уровень развития скважинной аппаратуры. В настоящее время разработаны новые модификации аппаратуры ряда ММНК, например комплексный прибор нейтронного зондирования – КРНЗ-48 (рис. 1).

Качественный скачок в нейтронном аппаратуростроении на более высокий технологический уровень может произойти после завершения создания принципиально нового типа геофизической аппаратуры на базе управляемого генератора нейтронов. Разработка такой аппаратуры ведется в сотрудничестве с ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова».

Результаты совместной интеллектуальной деятельности ПАО «Газпром» и ООО «Институт нефтегазовых технологий «Гео-Спектр», касающиеся основных технических решений по созданию и применению ТП ММНК, а также программных продуктов, защищены в установленном порядке, что подтверждается различными видами охранных документов общим числом более 20 (например, свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

[3–6], патенты на изобретения [7–9]), которые уже применяются на практике.

ВЫВОДЫ

Создание ТП ММНК, объединившей в себе максимально полный набор нейтронных методов ГИС, взаимодействующих на единой комплексной методической основе с развитым ПИО, – результат перехода на новый, более высокий уровень развития и применения нейтронных технологий исследования скважин, позволяющий повысить качество и эффективность решения актуальных геолого-геофизических задач разработки НГКМ.

Развитие и применение подобных инновационных, импортозамещающих технологий вносят действенный вклад в обеспечение технологической независимости и устойчивости работы ПАО «Газпром», особенно актуальных в обстановке беспрецедентного санкционного давления на Российскую Федерацию и одну из основ ее экономического благосостояния – топливно-энергетический комплекс. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Егурцов С.А. и др. Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж: перспективы развития для решения геолого-промысловых задач на месторождениях природного газа Восточной Сибири // Недропользование XXI век. 2020. № 4 (87). С. 72–97.
2. Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Бабкин И.В. и др. Техно-технологическая платформа «Нейтронный каротаж». Новая методика оценки газонасыщенности галитизированных коллекторов на газовых месторождениях Восточной Сибири // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. № 4 (88). С. 3–9.
3. Программа интерпретации данных мультиметодного многозондового нейтронного каротажа для определения газонасыщенности пластов – ММНК «α-GeoGaz»: свид. о регистрации прог. для ЭВМ 2019660547 РФ / А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко, Ю.А. Поляченко и др.; № 2019618273; заявл. 03.07.2019; опубл. 07.08.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019660547&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).
4. Программа расчета радиального распределения газонасыщенности в прискважинной зоне по данным мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК «β-GeoGaz»: свид. о регистрации прог. для ЭВМ 2019661276 РФ / Ю.А. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов и др.; № 2019618261; заявл. 03.07.2019; опубл. 26.08.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019661276&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).
5. Программа декомпозиции временных сигналов импульсного нейтронного каротажа на сумму экспонент (программа «DECOMP»): свид. о регистрации прог. для ЭВМ 2021610440 РФ / Л.Б. Поляченко, И.В. Бабкин, А.Л. Поляченко и др.; № 2020667701; заявл. 25.12.2020; опубл. 14.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610440&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).
6. Программа синтеза теоретико-экспериментальных палеток для аппаратуры скважинной ядерной геофизики (программа «ТЕР2»): свид. о регистрации прог. для ЭВМ 2021610818 РФ / А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко; № 2020667623; заявл. 25.12.2020; опубл. 19.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610818&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).
7. Способ оценки газонасыщенности галитизированных коллекторов газовых скважин в процессе проведения нейтрон-нейтронного каротажа: пат. 2766063 РФ / С.А. Егурцов, И.В. Бабкин, А.И. Лысенков и др.; № 2021112686; заявл. 30.04.2021; опубл. 07.02.2022 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2766063&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).
8. Способ выделения рапонасыщенных интервалов в геологическом разрезе скважин нефтегазоконденсатных месторождений по данным мультиметодного многозондового нейтронного каротажа: пат. 2755100 РФ / И.В. Бабкин, А.Л. Поляченко, С.А. Егурцов и др.; № 2020139153; заявл. 04.02.2021; опубл. 13.09.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2755100&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).
9. Способ диагностики заполнения легкими и облегченными цеменстами заколонного пространства нефтегазовых скважин нейтронным методом и сканирующее устройство для его реализации: пат. 2732804 РФ / С.А. Егурцов, С.Н. Меньшиков, С.К. Ахмедсафин и др.; № 2019137879; заявл. 25.11.2019; опубл. 22.09.2020 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2732804&TypeFile=html (дата обращения: 20.04.2022).



Подписывайтесь
на журнал
«Газовая
промышленность»

Подробности у менеджеров:
+7 (495) 240-54-57
gp@neftegas.info

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**



ХІ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ПАО «ГАЗПРОМ»

26–30 сентября 2022 г.
г. Сочи



Тел.: +7 (495) 215-23-29
E-mail: mm@mediamiry.ru