



3D БАСЕЙНОВОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
КАРСКОГО МОРЯ

ДРЕЙФУЮЩИЕ
ЛЬДЫ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[11] 2018

ГРП НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ



Входит в перечень ВАК



КВАРТИРЫ БИЗНЕС КЛАССА

Выход в парк

Просторный подземный паркинг

Транспортная доступность - 10 минут от метро

Собственный спортивный комплекс с бассейном

+7 (495) 132-10-93

official.parkalley.ru

г. Красногорск, ул. Парковая, д. 8

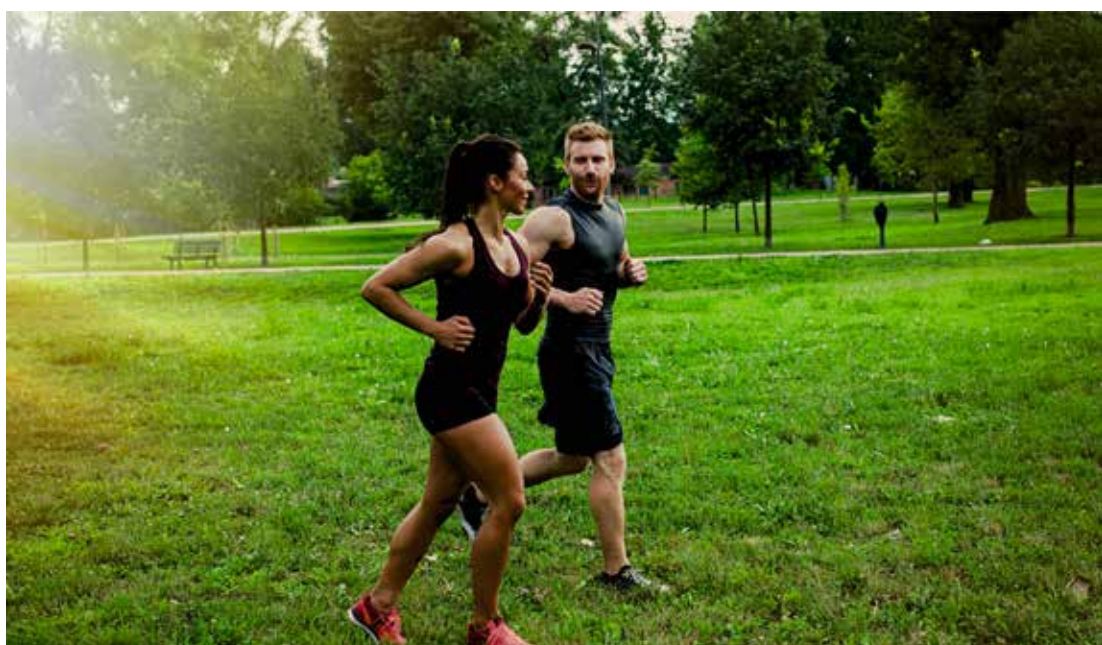
Застройщик ООО «Парк»

Проектная декларация на сайте

www.official.parkalley.ru



Живи сейчас и инвестируй в будущее!



Все включено и ничего лишнего!



Жизнь в формате All Inclusive*

Газовые перспективы



12

Нефтегазоносность Карского моря



34

СОДЕРЖАНИЕ

Made in Russia



48

Глобальное регулирование



52

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

Донор или реципиент?

6

Перемена мест слагаемых
мирового нефтегаза

8

События

10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Газовые перспективы

12

MODUS VIVENDI

Жилой комплекс премиум-класса
«БАВИЛОВО»:

территория комфортной жизни

16

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Система информационно-
аналитического обеспечения ГРП
на Арктическом шельфе

18

Перспективы нефтегазоносности
восточного борта поднятия Де-Лонга

24

3D бассейновое моделирование

30

Нефтегазоносность Карского моря

34

ИМПОРТЗАМЕЩЕНИЕ

Технологический стандарт
отрасли. Нагревательные кабели
«ССТэнергомонтаж»
для арктических проектов

44

Made in Russia

48

ОБОРУДОВАНИЕ

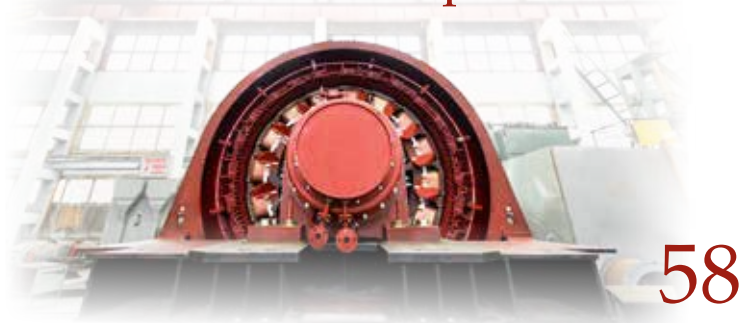
Глобальное регулирование:
экспертный мониторинг
факельных газов и ПНГ

52

Безотказная добыча

56

Максим Свиридов: подход «от потребностей»



58

Внедрение Концепции «Нулевого травматизма»



66

Дрейфующие льды



76

Залежи Северного Каспия



88

Календарь событий 57

ОБОРУДОВАНИЕ

Максим Свиридов:
подход «от потребностей» 58

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Внедрение Концепции
«Нулевого травматизма»
в компании «Зарубежнефть» 66

АРКТИКА

Численное моделирование
распространения сейсмических волн
в присутствии газовых карманов
в зоне Арктического шельфа 70

Изменение газопроницаемости
неконсолидированных коллекторов
при гидратонасыщении
и замораживании 72

Дрейфующие льды.
Система геофизических наблюдений
для изучения геосреды
под Арктическими регионами 76

ДОБЫЧА

Обоснование рациональной
динамики добычи газа на шельфовых
месторождениях Арктики 82

ЗАПАСЫ

Залежи Северного Каспия.
Природа углеводородных
и неуглеводородных компонентов
в продукции залежей в палеозойских
отложениях Северного Каспия 88

Россия в заголовках 94

Хронограф 95

Нефтегаз *Life* 96

Классификатор 98

Цитаты 100

886 лет назад

В 1132 году на территории Китая нефть добывали из скважины, которая была пробита с использованием бамбуковых шестов.

147 лет назад

В 1871 году начала работать первая нефтяная биржа. Товарно-сырьевые операции осуществлялись в штате Пенсильвания г. Тайтусвилл. Название биржи соответствует геолокации – *Titusville oil exchange*.

127 лет назад

В 1891 году начались продажи морских участков, где были обнаружены запасы углеводородного сырья. Месторождения находились в США.

100 лет назад

В 1918 году была национализирована нефтяная промышленность в России.

98 лет назад

В 1920 году создана установка по получению изопропилового спирта. Химическое соединение стало продуктом нефтепереработки.

49 лет назад

В 1969 году в Башкирии установлен монумент первооткрывателям нефти.

39 лет назад

В 1979 году в Мексиканский залив попало 460 тыс. тонн нефти. Общая сумма ущерба от аварии составила около 1,5 млрд. долл.

19 лет назад

В 1999 году впервые получена в промышленных объёмах нефть с Астохского участка, на котором была установлена первая в России стационарная ледостойкая буровая платформа.

18 лет назад

В 2000 году открыты новые газовые месторождения в Карском море: Северо-Каменское и Каменномыское.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Ольга Бахтина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Редактор

Анастасия Никитина

Выпускающий редактор

Алла Юдина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Журналисты

Анна Игнатьева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова,
Денис Савосин

Дизайн и верстка

Андрей Ключков

Корректор

Виктор Блохин

Редколлегия

Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев А.Ю.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загрянный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.А.



Издательство:

ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова
Ольга Ющенко
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе

Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами

Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение

Татьяна Петрова

Служба технической поддержки

Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
П/И №ФС77-46285

Адрес редакции:

127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru
Подписной индекс
МАП11407

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА



Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

Оснащён 11,6" широкоформатным дисплеем. Сертифицирован в соответствии с ATEX и EAC TP TC 012/2011 для использования в Зоне 2/22.



Планшет EX80 ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

Сертифицирован в соответствии с ATEX и TP TC 012/2011 для использования в Зоне 1.

 Windows 10 Pro

Getac рекомендует Windows 10 Pro.

На Защищенный планшет Getac установлена популярная и многофункциональная операционная система, совместимая с большинством домашних и офисных компьютеров — Windows 10 Pro.

Getac Russia Office

127206, Moscow, Altufievskoe shosse, 1, off.218 (BC "Beta-Center")

Phone: +7 495 755 90 96

Sales: alex.kuznetsov@getac.com

<http://ru.getac.com/index.html>

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку
RuggedSolution.getac.com/RussiaOil



Добыча УВ в Западной Сибири
сокращается на 3 % в год



Компании, применяющие современные
технологии нефтедобычи, получают льготы

ДОНОР ИЛИ РЕЦИПИЕНТ?

Анна Павлихина

На протяжении последних десяти лет на месторождениях Западной Сибири наблюдается падение добычи углеводородов. Происходит это падение со скоростью 3% в год, и этого вполне достаточно для того, чтобы при сохранении тренда главный нефтедобывающий регион страны потерял свой статус, а Россия в целом утратила лидерство в нефтедобыче на мировом рынке.

На совещании у Д. Медведева А. Новак, озвучивая прогнозы по нефтедобыче, сообщил, что в 2018 г добыча нефти в России составит 553 млн т, на пик в 570 млн т/год страна выйдет в 2021 г., но если не простимулировать отрасль в ближайшее время, то к 2035 г. показатель может упасть на 44%.

Допустить этого ни в коем случае нельзя. Недальновидная внешняя политика и отсутствие реформ (не считая недавние пенсионные недоразумения) привели к тому, что ни одна другая отрасль промышленности и даже совокупность основных из них не восполнит поступления в бюджет от упавшей нефтедобычи. А значит, в критической ситуации – это первое что надо спасать.

И меры по спасению были предложены. Традиционно они базируются на финансовой поддержке, выражающейся в налоговых льготах. Преференции планируют предоставить месторождениям на шельфе, в ДФО, СКФО и Арктике. Также поддержку получают компании, применяющие современные технологии.

Нетрудно догадаться, что это будут самые крупные компании, имеющие собственные НИЦ или возможность купить дорогие технологии. Иными словами те, кто и самостоятельно, хотя бы даже в целях сохранения уровня собственной





Правительство предоставит преференции компаниям, работающим в Арктике



Экстенсивный метод рано или поздно заставит вернуться к заброшенным месторождениям



прибыли, вполне способны уже сейчас предпринять меры для поддержания и даже увеличения уровня добычи.

Это уже не первый случай, когда правительство оказывает поддержку крупным компаниям. В 2017 г. «Роснефть» получила льготы на разработку Самотлорского месторождения, пообещав взамен больше инвестировать в бурение, увеличив тем самым добычу, а соответственно, и налоги.

Чтобы сохранить свою долю на рынке к 2035 г. Россия должна не только остаться в нынешних рамках добычи, но и увеличить объемы на 25%. А учитывая, что конкуренция среди мировых компаний будет только расти, и этого может оказаться недостаточно. При этом, расти она будет за счет ввода новых технологий, и, не вкладывая в разработки сегодня, к 2035 г. Россия окажется далеко позади. По оценкам ВР, эволюция технологий в ближайшем будущем позволит снизить себестоимость добычи на треть.

Финансовые льготы приведут в первую очередь к тому, что разработка низкорентабельных месторождений, конечно, продолжится, но общий положительный уровень по-прежнему будет поддерживаться за счет «жирных» месторождений и к 2035 г. мы подойдем с тем же технико-технологическим заделом и с наполовину исчерпанными высокопродуктивными месторождениями. Откуда такая уверенность? Все просто.

Добыча в Западной Сибири падает уже на протяжении 10 лет, т. е. о скором исчерпании запасов было известно еще тогда, когда нефть стоила 100 долл за барр. Однако, получая сверхприбыли и будучи, конечно, осведомленными, что экстенсивный метод рано или поздно приведет к тому, что придется возвращаться к старым скважинам, компании не сильно стремились вкладываться в разработки. Почему так произошло? Наверное, потому, что компании не имели достаточного стимула к тому, чтобы приложить усилия для поддержания добычи и сохранения уровня своей прибыли. Можно ли назвать таким стимулом налоговые преференции, еще раз дающие понять, что эта прибыль не будет меньше ни при каких обстоятельствах? ●

ПЕРЕМЕНА МЕСТ СЛАГАЕМЫХ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗА

Денис Савосин

ЛУКОЙЛ стал второй энергетической компанией мира, по версии S&P Global Platts, поднявшись на 4 позиции. На первую ступень пьедестала вновь вернулась ExxonMobil, которая была лидером рейтинга в течение 12 лет до 2017 г. На третьем месте американская Phillips 66, на четвертом – немецкая E.On, пятерку лидеров замыкает China Shenhua Energy Co Ltd. А вот Газпром не вошел даже в первую десятку, опустившись на 17-е место.

Свой ежегодный рейтинг 250 крупнейших глобальных энергетических компаний S&P Global Platts составляет исходя из финансовых показателей. В числе этих критериев 4 ключевых – стоимость активов, доходы, общая прибыль и прибыль от инвестированного капитала. Это во многом и определило смещение российского газового лидера на 17-е место с первого в прошлом году. А на финансовые результаты Газпрома оказывает сильное давление решение Стокгольмского арбитража, по которому Газпром оказался должен Нафтогазу 2,56 млрд долл США.

Среди российских нефтегазовых компании улучшили позиции «Сургутнефтегаз» (поднялся с 165-го на 35-е место), «Башнефть» (с 75-го на 72-е). «Транснефть» опустилась с 14-го на 30-е, «Роснефть» занимает теперь 36-е место (годом ранее была на 22-м), «Татнефть» — 54-е (была на 46-м). Опустился и «Новатэк» — с 44-го на 60-е место.

В целом российские компании в рейтинге представлены очень внушительно. Сургутнефтегаз поднялся со 165-го на 35-е место, Башнефть продвинулась с 75-го места на 72-е.

Еще 6 российских компаний ухудшили свои позиции в рейтинге S&P Global Platts Top 250: помимо Газпрома, опустившегося с 1-й на 17-ю строчку, Транснефть с 14-го места снизилась до 30-го, Роснефть опустилась с 22-го места до 36-го. Татнефть снизилась с 46-го места до 54-го, НОВАТЭК опустился с 44-й строчки до 60-й, Интер РАО заняло 87-е место против 68-го в 2017 г. Россети сохранили за собой 56-е место в рейтинге. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Для стимулирования добычи нефти в Западной Сибири Минэнерго РФ предложило меры поддержки нефтедобывающих компаний, что, по мнению чиновников, должно привлечь в бюджет страны дополнительные 7 трлн рублей. Что по этому поводу думают читатели Neftegaz.RU?

Выгодно ли добывать нефть?

14 %

Да, в ближайшее время нефть вернется к 100 долл за барр

5 %

Нет, на большей части месторождений нефть относится к ТриЗ

22 %

Да, иначе ее не добывали бы в таких масштабах

8 %

Нет, у российских компаний нет современных технологий

34 %

Да, государство всемерно поддерживает добывающие компании

17 %

Нет, лицензии на все крупные месторождения уже распроданы, а вкладываться в ГРП дорого и долго

Впервые за последние 4 года ведущие торговые дома прогнозируют возвращение нефтяных цен к 100 долл за барр. Д. Трамп пытается не допустить скачка цен, но ОПЕК не собирается уступать. При этом Саудовская Аравия, Россия и ОАЭ утверждают, что у них есть резервные возможности для удовлетворения потребностей рынка, однако они не хотят использовать их превентивно, а Иран будет добывать существенно меньше, чем раньше. Как это отразится на нефтяных котировках?

Сколько будет стоить нефть в 2019 г.?

25 %

90 долл за барр, т.к. сокращение добычи достигнет к началу года 1,5 млн барр в день

38 %

75 долл за барр, т.к. глобальных изменений не предвидится

19 %

50 долл за барр, т.к. торговая война США и Китая снизит спрос на энергоносители

19 %

100 долл за барр, т.к. экономический кризис в ряде стран и потеря Ираном части рынка уменьшат предложение на рынке нефти



ХИММАШ АППАРАТ

ИНЖИНИРИНГОВЫЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСНЫМ ПОСТАВКАМ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СМР, ШМР, ввод в эксплуатацию,
авторский надзор

Разработка, проектирование,
технологические решения

Изготовление и поставка
промышленного
оборудования

- БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ
 - АППАРАТЫ
С ПЕРЕМЕШИВАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ
 - СТАТИЧЕСКИЕ СМЕСИТЕЛИ
 - ЭЖЕКТОРЫ
- ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ
- ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- КОЛОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ЕМКОСТНОЕ И РЕЗЕРВУАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- СТАНОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АТОМНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ООО «ХИММАШ-АППАРАТ»
Россия, 141983, Московская обл, г. Дубна,
ул. Программистов, дом 4, строение 3, помещение 101
тел./факс +7(495)2-680-680 +7(495)66-99-33-5
e-mail: info@him-apparat.ru

www.him-apparat.ru

Освоение месторождений
Исследование запасов
Роснефть прирастает наукой
Уровни защиты
Цифровизация
Обработка данных
Сейсморазведка
Прогноз дебитов



Роснефть прирастет институтами

Совет директоров Башнефти одобрил сделку по продаже дочке Роснефти – РН-актив 100 % уставного капитала проектного института БашНИПИнефть. РН-актив выкупит предприятие за 1,587 млрд руб.

БашНИПИнефть – научно-исследовательский и проектный институт, ведущий работу по разведке нефтяных месторождений, является стопроцентной дочкой Башнефти.

У Роснефти в г. Уфе есть еще один проектный институт – РН-УфаниПИнефть.

В 2016 г., после перехода Башнефти под контроль Роснефти, управление БашНИПИнефтью и УфаниПИнефтью было объединено.

27 научно-проектных институтов, входящих в периметр Роснефти, объединены в единый Корпоративный научно-проектный комплекс (КНПК).

В настоящее время в КНПК работают более 12 тыс. специалистов.

В марте 2017 г. Минэкономики направило в правительство проект распоряжения о передаче структуре «Роснефти» «РН-Актив» акций восьми научно-исследовательских и проектных институтов. Сейчас

ИГиРГИ, СибНИИНП, ВОИГиРГИ, ВНИИ НП, ВНИКТИ, «ВНИПИнефть», «Гипротюменнефтегаз» и НПО «Буровая техника» находятся на балансе «Роснефтегаза».

ЦОД от Росэнергоатома

21 сентября 2018 г. в г. Удомле Тверской области состоялась техническая презентация коммерческих секций крупнейшего в России Центра обработки данных (ЦОД) вблизи Калининской АЭС. Близость с АЭС, а также наличие собственной системы электропитания, обеспечит дата-центру гарантированное качественное энергоснабжение и высокий уровень резервирования. АЭС – лучшая точка энергоснабжения. Кроме того, любая АЭС – это объект с высочайшим уровнем защиты на государственном уровне.

Первая очередь ЦОД включает до 4800 серверных стоек с проектной мощностью потребления электроэнергии от 6 кВт в расчете на одну стойку.

Уже сейчас разрабатывается площадка второй очереди, где планируется применить и апробировать другие решения, касающиеся технологии модульных ЦОДов, т.е. это будет некая экспериментальная площадка.

Рассеянные волны в сейсморазведке

Специалисты «РН-КрасноярскНИПИнефть» разработали инновационную технологию выявления залежей нефти и газа по данным сейсморазведки. Технология позволяет фиксировать и интерпретировать рассеянные волны – особый тип сейсмических волн, которые связаны с местами скопления УВ.

Методы сейсморазведки на рассеянных волнах позволяют выявить трещинные зоны и зоны с аномальным пластовым давлением. Комплексная интерпретация поля рассеянных волн базируется на математически точном решении обратной задачи рассеяния в акустическом приближении по данным многократных перекрытий.

При интерпретации поля рассеянных волн из-за отсутствия данных о коллекторах не строится карта качества коллектора целевого горизонта, а выполняются построения карты прогнозных дебитов нефти из трещинно-кавернозных резервуаров.

Точность прогноза дебитов – порядка 70 %, но вместе с временными разрезами рассеянных волн они могут служить основой при определении точки бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в зонах развития трещинно-кавернозных коллекторов. Это позволяет повысить эффективность бурения на месторождениях со сложным геологическим строением, в которых содержится около 30 % мировых запасов УВ.



Российские волки

Месторождения

Бурение скважин

Мировые запасы

Соглашение ОПЕК+

МАГАТЭ

Инвестиции в Арктику

Алжирская встреча

Россия и МАГАТЭ

Представители России и МАГАТЭ подписали соглашение о транспортировке низкообогащенного урана (НОУ) и оборудования через территорию РФ.

Транспортировка этих грузов будет осуществляться в Банк НОУ МАГАТЭ в Казахстане.

Предоставление полного комплекса логистических услуг при организации транзита НОУ по территории России обеспечит «Техснабэкспорт» (структура «Росатома»).

Банк создан в 2017 г. как механизм, который обеспечит гарантийные поставки ядерного топлива государствам-членам МАГАТЭ, которые не заинтересованы в создании полного цикла его производства и добросовестно выполняют свои обязательства по нераспространению.

Глава «Росатома» А. Лихачев сообщил, что госкорпорация ставит перед собой задачу обеспечить портфель зарубежных заказов на 10 лет вперед в объеме свыше 130 млрд долл США/год. Речь идет о контрактах на строительство энергоблоков.

На данный момент в портфеле «Росатома» насчитывается 36 таких контрактов в 12 странах.

Правительство инвестирует в Арктику

Строительство двух ледоколов типа Лидер будет профинансировано из Фонда развития в 2023 г. На развитие СМП направят 40,6 млрд руб., а на социально-экономическое развитие Арктической зоны планируется потратить 16 млрд руб. в течение трех лет.



Ожидается, что ледокол Лидер мощностью 120 МВт первым в мире сможет круглый год проводить суда по СМП при толщине льда до 4 м. Ранее стоимость одного судна оценивалась в 70 млрд руб.

В серию Лидер войдут три ледокола. Их будет строить дальневосточный СК Звезда в кооперации с Балтийским заводом и другими предприятиями.

Также планируется направить 40,6 млрд руб. из федерального бюджета на развитие СМП в ближайшие три года.

На развитие инфраструктуры морских портов, а также строительство атомных ледоколов в целях увеличения грузопотока по СМП выделят в 2019 г. 9,6 млрд руб., в 2020 г. – 15,8 млрд руб., в 2021 г. – 15,27 млрд руб.

Главное направление развития СМП связано с обеспечением вывоза минерального сырья и напрямую зависит от реализации инвестиционных проектов по добыче минеральных ресурсов.

Больше нефти

Страны, участвующие в соглашении ОПЕК+ об ограничении добычи нефти, обсудили ситуацию на нефтяном рынке. Венское соглашение сняло глобальность рисков передобычи,

но сами риски остались. Из-за геополитической нестабильности прогнозирование перспектив рынка становится более неопределенным, поэтому JMMS отказался от рассмотрения вопроса об увеличении добычи свыше 1 млн барр/сутки.

Одной из главных тем алжирской встречи стала ситуация с поставками нефти из Ирана после вступления в силу второго пакета санкций США и торговое противостояние США и Китая.

Иран в преддверии встречи JMMS обозначил свое недовольство тем, как действуют Россия и Саудовская Аравия, обвинив их в желании разделить иранскую долю рынка.

Текущие инвестиции в российские проекты по добыче нефти пока главным образом позволяют заместить ее падение на зрелых месторождениях, но не увеличить объемы.

При этом в США добыча только сланцевой нефти к 2023 г. может достигнуть 13,3 млн барр/сутки. Пика в 14,3 млн барр/сутки добыча сланцевой нефти в США достигнет к 2027–2028 гг. Перспектива переизбытка предложения заставляет ОПЕК всерьез думать о продлении соглашения ОПЕК+. ●



ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

БЮРОС-АКЦЕНТ

ГАЗОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Ирина Герасимова





ОБСКАЯ И ТАЗОВСКАЯ ГУБЫ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ РАЙОН ГАЗОДОБЫЧИ. ОЖИДАЕТСЯ, ЧТО ПО МЕРЕ ИСТОЩЕНИЯ ГАЗОВЫХ ГИГАНТОВ НА СУШЕ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО ОКРУГА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАЛИВОВ КАРСКОГО МОРЯ СМОГУТ ЗАМЕНИТЬ ЧАСТЬ ВЫПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ И ДОЗАГРУЗИТЬ УЖЕ СОЗДАННЫЕ ТРАНСПОРТНЫЕ МОЩНОСТИ. НО РАБОТАТЬ ЗДЕСЬ – СЕРЬЕЗНЫЙ ВЫЗОВ, ТРЕБУЮЩИЙ ТЩАТЕЛЬНОГО ПОДХОДА, НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И БОЛЬШИХ ИНВЕСТИЦИЙ

Не подступиться

Обская и Тазовская губы – мелководные заливы Карского моря, продолжения русел рек Обь и Таз соответственно. Протянувшаяся с юга на север на 800 км Обская губа пролегает между полуостровом Ямал и Гыданский, а более чем 300-километровая Тазовская разделяет полуострова Гыданский и Тазовский. Площадь акватории двух водоемов – около 90 тыс. км². Глубина Обской губы – до 25 м, Тазовской – до 9 м.

Начальные суммарные ресурсы газа Обской и Тазовской губ оценены более чем в 7 трлн м³. В основном это сеноманский газ.

Основные открытия в акваториях двух заливов были сделаны в 2000-х гг., когда дочерняя структура «Газпрома» «Газфлот» (ныне «Газпром флот») в результате разведочного бурения обнаружила несколько газовых месторождений, в том числе два крупных. Бурение велось с самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Амазон». Также были выделены несколько перспективных структур.

Раздача добычных лицензий на шельфе Обской и Тазовских губ началась в тех же «нулевых» годах. Значительную часть участков сохранил за собой «Газпром». Несколько лицензий получил «НОВАТЭК». Кроме того, «ЛУКОЙЛу» принадлежит прибрежно-морской Салепкапский участок, частично расположенный в акватории Тазовской губы.

Отметим, что акватория заливов относится к внутренним водам РФ, поэтому получать тут участки могут не только государственные, но и независимые компании.

Сейчас Минприроды России проводит аукцион на право пользования Южно-Обским участком недр, который находится в южной части Обской губы (итоги подведут в конце ноября). Прогнозные ресурсы газа на участке оценены в 40 млрд м³ по категории Д1, в 24 млрд – по Д2, нефти – 30,5 млн тонн по Д1 и 18,3 млн тонн по Д2. Основным претендентом на Южно-Обский считают «Газпром нефть». Нефтяная «дочка» «Газпрома» обладает крупным

ФАКТЫ

90 тыс. км²

совокупная площадь Обской и Тазовской губы

активом в регионе – сухопутным Новопортовским месторождением, которое расположено на западном берегу Ямальской губы, в 15 км к северу от Южно-Обского участка.

Но пока компании подходят к освоению акваторий Обской и Тазовской губ очень осторожно. Морская добыча углеводородов в регионе еще не ведется. Это обусловлено, в первую очередь, суровыми климатическими условиями с низкими температурами (до –50 градусов) и сильными ветрами. Межледовый период составляет всего около трех месяцев (с середины июля по середину октября). А использовать тяжелые ледоколы в большинстве районах акватории просто невозможно из-за неглубокого дна.

Добычу в регионе сдерживают и высокие требования к экологической безопасности. Обская и Тазовская губы являются водоемами высшей рыбохозяйственной категории. Непродуманное вмешательство нефте- и газодобытчиков в среду может привести к непоправимым последствиям для экологии и хозяйства региона, а также для уклада проживающих здесь традиционных народов. Поэтому недропользователям необходимо предлагать максимально безопасные технологии и находить взаимопонимание с местными властями и населением.

Кроме того, на Обской губе все еще находят мины времен Второй мировой войны. Так, необходимость разминирования акватории стала одной из причин, по которой Роснедра в 2015 г. разрешили «НОВАТЭКу» сместить на более поздний срок бурение разведочных скважин на Северо-Обском участке.

«Газпром» выходит на лед

Первым к морской добыче в акваториях Обской и Тазовской губ приступает «Газпром». У компании есть лицензии на крупные месторождения в Обской губе: Каменномысское-море и Северо-Каменномысское, а также два небольших – Чугорьяхинское и Обское. Разведанные запасы газа этих месторождений, а также участков Тазовской губы – Семаковского, Тота-Яхинского и Антипаютинского (они частично распланы на суше) – превышают 1,5 трлн м³. Годовая добыча на месторождениях Обской и Тазовской губ может достичь или даже превысить 60 млрд м³, полагают в «Газпроме».

Все эти участки расположены в ареале крупного сухопутного Ямбургского месторождения «Газпрома» на Тазовском полуострове. Поэтому монополия планирует разрабатывать их с помощью единого технологического комплекса, а для транспорта газа задействовать уже действующие мощности. Параллельно будет разрабатываться и группа сухопутных Парусовых месторождений. Проект предстоит реализовать «дочке» «Газпрома» «Газпром добыча Ямбург».

Первым из акваториальных месторождений региона в 2025 г. будет запущено Каменномысское-море с запасами 535 млрд м³ природного газа, а через несколько лет – Северо-Каменномысское. Ожидаемый совокупный объем добычи на двух месторождениях – около 30 млрд м³ в год. После этого в разработку будут вовлечены месторождения Парусовой группы и Семаковское, а только затем – Тота-Яхинское и Антипаютинское, расположенные у северного берега Тазовской губы.

ФАКТЫ

25_М

достигает глубина
Обской губы

Над проектом по обустройству Каменномысское-море «Газпром» активно работает уже несколько лет. К настоящему времени проектные технологические документы согласованы госорганами. В 2019 г. будет принято окончательное инвестрешение.

Также активно ведется работа по проекту газодобывающей платформы для месторождения. Было решено, что на Каменномысском-море, где глубина вод составляет 6–12 м, целесообразнее использовать ледостойкую стационарную платформу (ЛСП), основание которой будет закреплено на дне с помощью свай.

Центр судоремонта «Звёздочка» и АО «ПО «Севмаш» приступят к строительству ЛСП «А» для проекта в конце будущего года. Кроме того, для добычи на участке понадобятся три ледостойких блок-кондуктора, которые также будут сооружены на отечественных предприятиях.

Участники проекта подчеркивают его уникальность: добычных платформ для столь экстремальных условий еще не строил никто в России и, возможно, во всем мире. При этом угрозы для экологии должны быть сведены к минимуму.

Освоение Каменномысское-море потребует создания береговой инфраструктуры. Газ с ЛСП «А» по двухниточному подводному газопроводу будет поступать к центру подготовки углеводородов к транспорту на мысе Парусный. Здесь необходимо построить установку комплексной подготовки газа, дожимную компрессорную станцию, магистральный газопровод





и другие объекты. Потребуется реконструировать порт «Ямбург», построить вертолетную площадку и автомобильные дороги. Кроме того, нужен специализированный флот ледокольных судов, не обладающих большой осадкой, а также судов на воздушной подушке.

Обустройство месторождения Каменномысское-море потребует более 190 млрд руб., Северо-Каменномысского – свыше 90 млрд, сообщил «Газпром» в 2015 г.

«НОВАТЭК» ищет газ для сжижения

Другая компания, активно работающая в акваториях Обской и Тазовской губ, – «НОВАТЭК». Его крупнейшее месторождение – Юрхаровское (213,5 млрд м³ доказанных запасов газа SEC и более 8 млн тонн ЖУВ) по большей части расположено под водами Тазовской губы. Акваториальные участки также вовлечены в разработку, но добыча ведется с берега с помощью наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Юрхаровское в настоящее время обеспечивает около половины газовой добычи «НОВАТЭКа». Но оно разрабатывается с 2003 г., и после 2014 г., когда месторождение дало рекордные 38,1 млрд м³, добыча на нем падает.

Сегодня «НОВАТЭК» «подключает» новые участки в регионе, в том числе морские.

У компании есть лицензии на два участка в Обской губе – Восточно-Тамбейский и Северо-Обский (совокупные запасы 0,9 трлн м³ газа по категории С3), а также несколько прибрежно-морских участков. Все они в будущем могут быть задействованы в амбициозных планах «НОВАТЭКа» по созданию Арктического центра производства СПГ.

Утреннее (Салмановское) месторождение, частично расположенное в акватории Обской губы, станет основой ресурсной базы для

ФАКТЫ

7 трлн м³

газа составляют начальные суммарные ресурсы Обской и Тазовской губы

совместного с Total проекта «Арктик СПГ-2» (к строительству завода собираются приступить в будущем году, а запустить – в 2023 г.). По последним оценкам «НОВАТЭКа», запасы газа месторождения могут составлять около 2 трлн м³, жидких углеводородов – 100 млн тонн.

Для третьего СПГ-проекта «НОВАТЭКа» – «Арктик СПГ-3» может быть использован газ морского Северо-Обского участка. Летом 2018 г. компания начала здесь разведочное бурение. Работы ведутся с помощью буровой «Амазон», арендованной у «Газпром флота». Председатель правления «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон в июльском интервью «Коммерсанту» рассказал, что на Северо-Обском ожидают найти «или хорошие запасы, или очень-очень хорошие запасы».

Северо-Обский участок интересен компании с точки зрения логистики. Участок расположен в относительной близости от порта Сабетта, близ которого работает первый завод «НОВАТЭКа» по сжижению газа – «Ямал СПГ». Локализация у выхода из Обской губы в северной ее части позволяет судам ходить без подходного канала.

Время начала разработки Северо-Обского участка «НОВАТЭК» пока не озвучивает, дожидаясь результатов разведочного бурения. Но уже объявлено, что ввод проекта «Арктик СПГ-3» намечен на 2026–2030 гг. ●





- Уютный внутренний двор без автомобилей, с зонами для игр, прогулок и спорта, выполненный в виде системы террас, соединяющихся лестницами и пандусами.
- Загородную тишину и уют в доме обеспечивает высокотехнологичная звукоизоляция стен и перекрытий в квартирах, теплый фасад с использованием экологически чистых утеплителей, качественные окна и бесшумные инженерные системы.
- Единая диспетчерская служба управления всеми инженерными системами комплекса и собственная

квалифицированная управляющая компания решат все возникающие вопросы качественно и быстро.

- На территории комплекса работают две медицинские клиники, предлагающие своим клиентам уникальные методики для оздоровления всего организма.
- Закрытая охраняемая территория и круглосуточная охрана дома
- 25-метровый бассейн и 3 спортивных зала на верхних этажах комплекса с панорамными видами на Москву – уникальное место для занятия спортом, не выходя из дома.

- Всесезонная эксплуатируемая кровля комплекса даёт возможность приятного отдыха на свежем воздухе.
- Просторный подземный 3-уровневый паркинг позволяет всем жителям дома и их гостям решить вопрос комфортного размещения своего автомобиля.
- Вместительные индивидуальные кладовые комнаты на подземных этажах комплекса для размещения сезонных и габаритных вещей
- Скоростные лифты быстро и бесшумно доставят жителей дома с подземного паркинга до квартиры.

РЕКЛАМА



Жилой комплекс премиум-класса «ВАВИЛОВО»: территория комфортной жизни

Уникальный жилой комплекс «Вавилово» – яркий, масштабный проект известного российского архитектора Эразма Пепаняна, расположен на юго-западе Москвы, в Ломоносовском районе столицы.

Живописный и разнообразный ландшафт местности Ломоносовского района, отсутствие промышленных предприятий, благоприятная роза ветров, развитая инфраструктура и оптимальная

транспортная доступность, делают этот район удобным для жизни. Сочетание оригинальной авторской идеи, использование передовых технологий, высококачественных материалов, а также привлечение специалистов с многолетним опытом в строительстве, позволило создать жилой дом премиум-класса для комфортной и безопасной жизни. Визитной карточкой комплекса является впечатляющий каскад крыш,

венчающий все пять жилых секций переменной этажности, образующий цельный архитектурный ансамбль. Уникальная конструкция крыши, «парящей» в небе, придает всему комплексу неповторимую легкость и воздушность, а также защищает стены дом от неблагоприятных погодных условий.

+7 (495) 968-2-968
vavilovo.com

СИСТЕМА ИНФОРМАЦИОННО- АНАЛИТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГРР НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

УДК 004.6.553.98(268.4+268.5)





Олег Супруненко,
д.г.-м.н., профф.;
научный консультант отдела нефтегазоносности Арктики и Мирового океана, ФГБУ «ВНИИОкеангеология»



Татьяна Медведева,
зав. сектором информационного обеспечения недропользования ФГБУ «ВНИИОкеангеология»



Мария Минина,
инженер I категории ФГБУ «ВНИИОкеангеология»



Юлия Сахань,
ведущий инженер ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

НА ПРИМЕРЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РФ ПОКАЗАНЫ ВОЗМОЖНОСТИ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ШЕЛЬФОВ РОССИИ», С 90-Х ГОДОВ ПРОШЛОГО ВЕКА ФУНКЦИОНИРУЮЩЕЙ ВО ВНИИОКЕАНГЕОЛОГИИ. ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ЗА СЧЕТ СРЕДСТВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА И НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РФ ПОЗВОЛИЛИ ОЦЕНИТЬ КАЧЕСТВО И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВОДИМЫХ РАБОТ И СФОРМУЛИРОВАТЬ ПРЕДЛОЖЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. ГЛАВНОЕ ИЗ НИХ – ПРЕВРАЩЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА В ОТРАСЛЕВОЙ РЕЗЕРВ ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО В РАМКАХ ГОСПРОГРАММЫ ПОД ЖЕСТКИМ КОНТРОЛЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ И ГОСУДАРСТВЕННОЙ КОМИССИИ ПО ВОПРОСАМ РАЗВИТИЯ АРКТИКИ.

THE INFORMATION SYSTEM «THE POTENTIAL FOR HYDROCARBON RESOURCE ON THE RUSSIAN OFFSHORE» WAS INTRODUCED IN VNIIOKEANGEOLIA FROM THE 1990S. THE POSSIBILITIES OF THIS SYSTEM ARE VIVIDLY DEMONSTRATED WITH THE EXAMPLE OF THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION. COMPILATION AND ANALYSIS OF MAIN INDICATORS OF GEOLOGICAL EXPLORATION FUNDED BY ALL SOURCES ON THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION MADE IT POSSIBLE TO ASSESS THE QUALITY AND RESULTS OF PERFORMED WORK AND DEVELOP RECOMMENDATIONS FOR FURTHER DEVELOPMENT OF THE ARCTIC SHELF. THE MAIN PROPOSAL IS THE NECESSITY OF CREATION A STATE PROGRAM FOCUSED ON THE EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF THE ARCTIC OFFSHORE. TRANSFORMATION OF OIL AND GAS RESOURCES OF THE ARCTIC OFFSHORE INTO AN INDUSTRY RESERVE IS POSSIBLE UNDER TIGHT CONTROL OF THE GOVERNMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION AND THE STATE COMMISSION FOR ARCTIC DEVELOPMENT

Ключевые слова: информационная система «Нефтегазоносность шельфов России», арктический шельф, нефть, государственная программа.

Одной из задач ФГБУ «ВНИИОкеангеология имени И. С. Грамберга» в части нефтегазоносности российских шельфов является оперативное обеспечение Министерства природных ресурсов и экологии РФ геологической, геофизической и другой информацией, необходимой для решения задач организации и планирования работ на углеводородные полезные ископаемые.

Для решения поставленной задачи по информационному обеспечению Минприроды России на протяжении ряда лет, с начала 90-х годов прошлого столетия развивается компьютерная система «Нефтегазоносность шельфов России». В ее становлении и развитии огромная заслуга принадлежит М. Н. Григорьеву, В. В. Сусловой, О. И. Козловой, Р. А. Карклину, С. Ф. Стоянову и др.

Предлагаемая компьютерная система предоставляет широкие возможности для создания единого информационного пространства, включающего

самые разнообразные данные, получаемые в процессе проведения поисковых, разведочных и эксплуатационных работ на нефть и газ, аналитических работ, тематических исследований и т. д.

Одной из главных особенностей этой технологии является использование векторных графических изображений, что обеспечивает возможность детализации объектов при просмотре на экране монитора и печать графических документов, соответствующих требованиям Росгеолфонда.

С объектами на графическом изображении может связываться практически любая информация, необходимая для оценки эффективности проведенных ГРП и дальнейшего планирования ведения поисковых, разведочных и добычных работ на шельфах: карты, планы, профили, разрезы,

схемы; сейсмические и каротажные данные; результаты аналитических исследований; нормативная база природопользования; материалы по лицензиям и т.п.

Все необходимые сведения (как в графической, так и текстовой форме, равно как и сведения из структурированных массивов информации (далее СМИ)) по объекту на графическом изображении (например, по месторождению или продуктивному пласту) могут быть получены при использовании принятой последовательности уточнения и детализации сведений: нефтегазоносная область – нефтегазоносный район – карта месторождений – карта месторождения – скважина – пласт и т.д., что делает работу с ней привычной для специалиста в предметной области.

ФАКТЫ

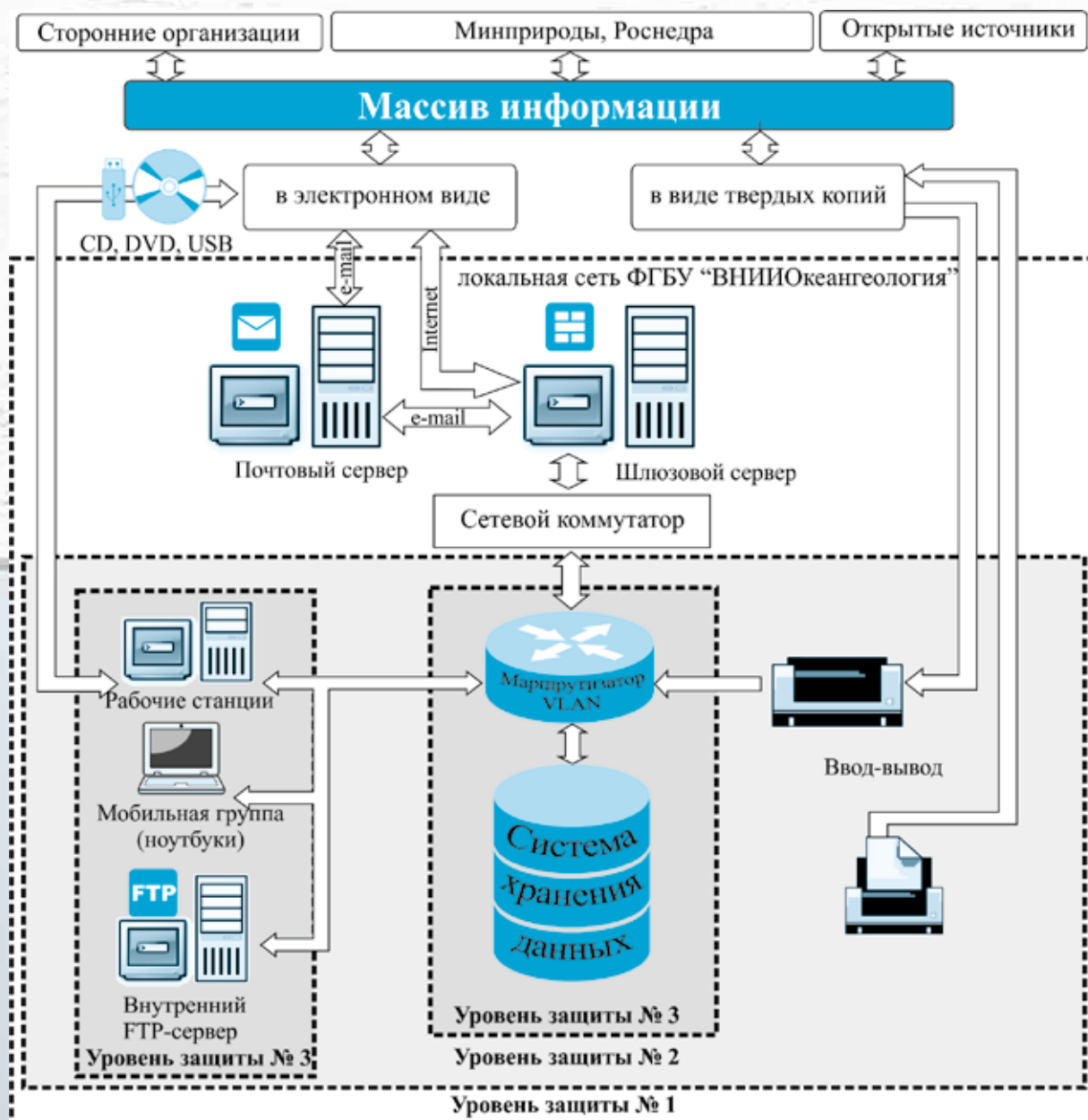
90-х

годов XX в. функционирует компьютерная система «Нефтегазоносность шельфов России»

При разработке информационной системы основное внимание было уделено созданию инструмента, обеспечивающего эффективное использование системы и высокий уровень её коммерческой безопасности (Рис. 1).

В процессе выполнения работ решался ряд задач информационно-предметного и технологического характера: мониторинг геологической изученности континентального шельфа России и прилегающих геологически однородных частей нефтегазоносных бассейнов суши на углеводородные полезные ископаемые; учет

РИС. 1. Распределенная схема обмена и защиты информационно-аналитической системы «Нефтегазоносность шельфа России».





объектов лицензирования на шельфе; анализ геологической эффективности и обобщение результатов деятельности по пользованию недрами на основании выданных лицензий; обобщение международного и отечественного опыта лицензирования недр континентального шельфа на углеводородные полезные ископаемые; развитие информационной системы «Нефтегазоносность шельфов России» Министерства природных ресурсов и экологии РФ в качестве информационной базы пользования недрами шельфа, по следующим тематическим блокам:

- Геологическая изученность
- Геофизическая изученность
- Нефтегазоносные бассейны шельфа
- Запасы и ресурсы углеводородов
- Конкурсы / аукционы на право пользования недрами
- Лицензированные ресурсные объекты
- Законодательство в области недропользования.

Документы, входящие в информационную систему, могут быть связаны одновременно с несколькими тематическими СМИ. Так, например, карты и разрезы месторождений углеводородов являются составной частью целого ряда СМИ: «Запасы и ресурсы углеводородов», «Программы освоения ресурсов шельфа», «Конкурсы / аукционы на право пользования недрами», «Лицензированные ресурсные объекты», «Нефтегазоносные бассейны шельфа».

Возможности информационной системы «Нефтегазоносность шельфов России» показаны ниже на примере изучения и освоения арктического шельфа страны, содержащего в своих недрах подавляющую часть нефтегазовых ресурсов всего континентального шельфа РФ.

С переходом России к рыночной модели экономики стало очевидно, что наиболее значимыми и востребованными из минерально-сырьевых ресурсов арктической континентальной окраины России являются нефть и газ. На территории Российской Арктики поиски месторождений нефти и газа были начаты еще в 30-е гг. XX века и привели к замечательным результатам, главным из которых стало открытие уникальных месторождений северных областей Западно-Сибирской НГП.

Историю изучения и освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа СССР/Российской Федерации можно условно разделить на 3 этапа, существенно отличающихся друг от друга темпами геологоразведочных работ и их результатами:

ФАКТЫ

30-е

годы XX века в российской Арктике были начаты поиски месторождений нефти и газа

- Советский период со второй половины XX века до конца 80-х годов XX века, когда государство являлось ведущей структурой на шельфе;
- Переходный период – 1993 г. – 2008 г. – постепенное восстановление морской геологоразведки и начало процесса массового лицензирования;
- Современный период.

Советский период

Советское время – это период после выполнения первой количественной оценки ресурсов нефти и газа по состоянию геолого-геофизической изученности на 01.01.1971 г. (ИГИРГИ, ВНИГРИ, НИИГА) до создания Главморнефтегаза (1978 г.), а затем – «золотой период» Главморнефтегаза (1978–1992 г.), когда ежегодная проходка на поиски морских месторождений составляла 25,6 тыс пог.м, на поиски новых залежей – 49,7 тыс пог.м (т.е. всего поискового бурения ежегодно более 75 тыс пог.м), а ежегодный объем разведочного бурения – 36,5 тыс пог.м. Итогом такой активности стало открытие в 1981–1990 годы на шельфе СССР 35 месторождений нефти и газа, включая уникальные газоконденсатные Штокмановское, Русановское и Ленинградское.

Переходный период (1993 – 2008 годы)

Гораздо сложнее складывалась история освоения шельфа в постсоветское время, начиная с 1993 года. Начавшееся после 1988 года снижение объемов ГРП особенно резко происходило после 1992 года (вплоть до их полного прекращения в отдельных районах шельфа). Восстановление же морской геологоразведочной подотрасли началось, по существу, после 2000 года и протекало достаточно сложно. Объемы работ испытывали резкие колебания: от менее 30 тыс пог. км сейсморазведки 2Д в 2003 и 2008 гг. до более 60 тыс. пог. км в 2005 г., причем в 2003 г., 2007 и 2008 гг. объемы работ за

счет госбюджета превосходили объемы, выполненные недропользователями. Несмотря на очевидные успехи, к концу этого периода отчетливо проявились серьезные недостатки в изучении, прежде всего, морей арктического шельфа России:

- наиболее низкий на континентальном шельфе страны уровень геолого-геофизической изученности арктических морей (кроме Баренцева и Печорского);
- полное отсутствие бурения в восточно-арктических морях (Лаптевых, Восточно-Сибирское и российский сектор Чукотского моря). При этом достаточно многочисленные скважины в Баренцевом (с Печорским) и Карском морях расположены в южных областях обоих морей, а в их обширных северных областях также не пробурено ни одной морской скважины.

Отдельно стоит отметить, что конец XX – начало XXI века ознаменовались в акваториях России переходом к реализации лицензионного процесса. Была разработана программа лицензирования участков недр шельфа до 2010 года, и в 1999 году состоялся первый конкурс «Баренц-1», а с середины 2008 г. право недропользования на континентальном шельфе было сохранено лишь за двумя государственными компаниями – ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром». После этого процесс лицензирования резко ускорился, и к настоящему времени практически все перспективные работы шельфа, в том числе арктического, перешли в распоряжение недропользователей несмотря на то, что на большинстве из них не завершён региональный этап ГРП (Рис. 2).

ФАКТЫ

33 МЛН. Т

нефти в год будут добывать к 2035 г. на арктическом шельфе согласно цели «Энергетической Стратегии – 2035»

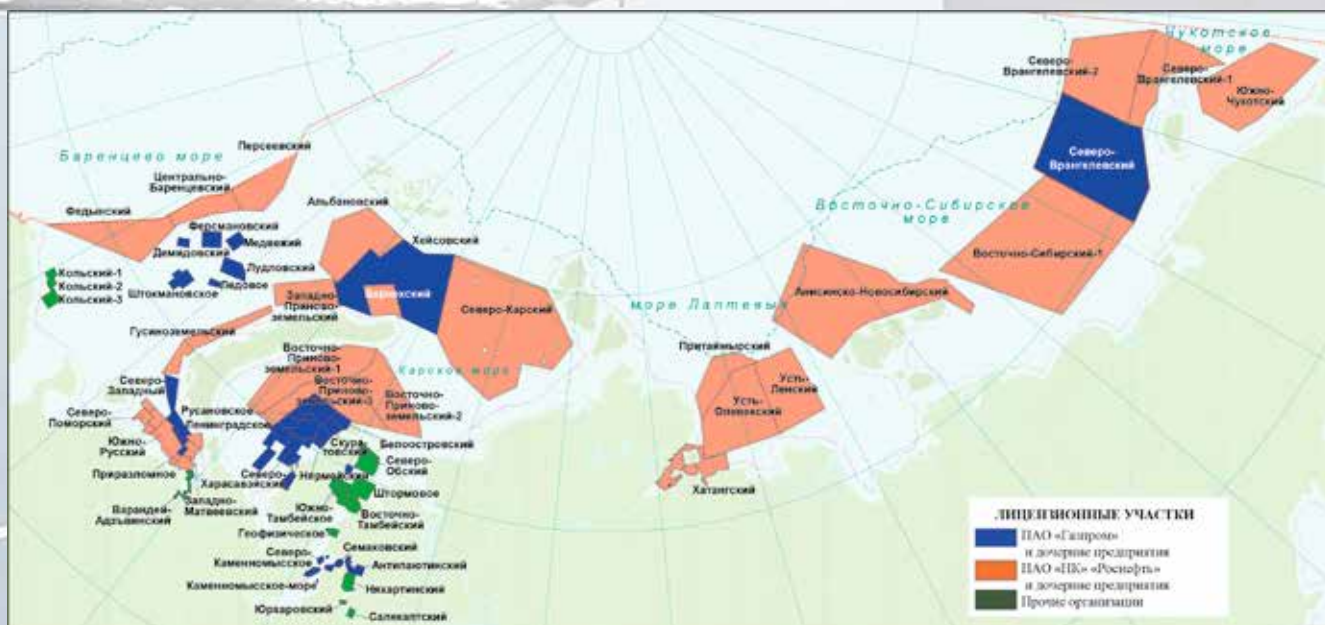
Современный период

Главные итоги ГРП 2008–2017 г.г. для арктического шельфа можно сформулировать следующим образом:

- 1) заметно вырос уровень сейсмической изученности акватории; 2) было открыто газонефтяное месторождение «Победа» в Карском море; 3) по результатам количественной оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов (УВ) на 01.01.2009 г. существенно возросли ресурсы нефти и газа; 4) количество выявленных локальных объектов на шельфе на 01.01.2017 г. составило 738 структур. В то же время, как отмечено выше, сохранились: 1) неравномерность геолого-геофизической изученности и ее невысокий уровень на больших площадях шельфа; 2) полное отсутствие бурения на большей части шельфа; 3) резкое преобладание газа в НСР УВ – более 84%; 4) доминирование в начальных суммарных УВ ресурсах низших категорий (D_1 и D_2); 5) низкая степень разведанности ресурсов – около 8% по газу и 1% – по нефти.

Принятые в 2008 г. поправки в Федеральный закон «О недрах» ограничили число компаний, допущенных к поисково-разведочным и добычным

РИС. 2. Современное лицензионное состояние арктического шельфа России.





работам на шельфе. Только компаниям ОАО «Газпром» и ОАО НК «Роснефть» было предоставлено право на заявочный, по существу, порядок получения лицензий. В условиях текущей экономической ситуации вызывает сомнение возможность изучения и освоения шельфа силами только ОАО «Газпром» и НК «Роснефть». Вместе с тем, анализ лицензионных обязательств недропользователей арктического шельфа – ПАО НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» – не свидетельствует и в пользу возможности решения задачи добычи крупных объемов нефти и в ближайшие 15–20 лет: за последнее десятилетие на арктическом шельфе (вне пределов территориального моря) была пробурена всего одна поисковая скважина, а параметрическое бурение как вид геолого-разведочных работ вообще давно исключено из повестки дня. Более того, в процессе проводимой актуализации действующих лицензий начало поискового бурения в ряде случаев было перенесено с 2021–2023 годов на 2024–2025 и даже на 2027–2029 годы, что, очевидно, обусловлено отсутствием отечественного морского бурового оборудования.



С учетом сформулированной в проекте «Энергетической Стратегии – 2035» цели добывать к 2035 году на арктическом шельфе 33 млн.т нефти в год, становится очевидным, что обоснованное выявление преимущественно нефтеносных участков шельфа, в которых необходимо сосредоточить поисково-разведочные работы, сегодня не может быть выполнено без решительного вмешательства государства. В этих условиях, не найдя лучшего решения, Минприроды России поспешило отказаться от руководства процессом освоения нефтегазовых ресурсов шельфа, финансирования ГРП (путем внедрения в отечественную практику геологоразведочных (юниорных) компаний) и вообще от необходимости подготовки государственной программы разведки континентального шельфа Российской Федерации и разработки его минеральных ресурсов, оставив за собой лишь ничтожную задачу подготовки участков для аукционов в зонах прибрежного мелководья.

KEYWORDS: information system «The potential for hydrocarbon resource on the Russian offshore», Arctic shelf, oil, state program.

ФАКТЫ

В 2017 году

проведен аукцион на право пользования участком недр, включающим Штормовое месторождение, расположенным на территории ЯНАО и в Обской и Гыданской губах Карского моря

Справочно

В 2017 г. был проведен аукцион на право пользования участком недр федерального значения, включающим Штормовое месторождение, расположенным на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и в Обской и Гыданской губах Карского моря; в сентябре 2018 г. – объявлен аукцион на право пользования Южно-Обским участком недр федерального значения, расположенным в акватории Обской губы Карского моря.

Выводы

Выполненный с помощью информационной системы «Нефтегазоносность шельфов России» анализ истории изучения и освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа доказывает: сегодня представляющие практический интерес преимущественно нефтеносные районы на арктическом шельфе, за исключением восточной части Печорского моря и приновоземельской части Карского моря, доказательно не выделены, что является следствием незавершенности регионального этапа геологоразведочных работ и интенсивного лицензирования в последние годы, фактически закрывшего для организаций Минприроды России – Роснедр возможности работы на шельфе Арктики.

В современной России Фонд недропользования, в подавляющей части унаследованный от СССР, практически полностью передан добывающим компаниям, которые, обладая пока достаточными запасами, воздерживаются от масштабного финансирования ГРП из-за высоких геологических и экономических рисков, в то время как финансирование ГРП за счет средств федерального бюджета также активно снижается.

На сегодняшний день Арктический шельф пока не может считаться надежным отраслевым резервом: эффект возможен только в рамках госпрограммы под жестким контролем Правительства РФ и Государственной комиссии по вопросам развития Арктики. ●

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПОДНЯТИЯ ДЕ-ЛОНГА

В 2016 ГОДУ ОАО «МАГЭ» ВЫПОЛНИЛА РЕГИОНАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ АКВАТОРИИ РОССИИ (ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ РИФТОВОЙ СИСТЕМЫ, ПОДНЯТИЯ ДЕ-ЛОНГА).

IN 2016 JSC MAGE PERFORMED REGIONAL INTEGRATED GEOPHYSICAL INVESTIGATIONS IN THE NORTHWEST OF THE EAST SIBERIAN SEA AIMED AT STUDY OF REGIONAL GEOLOGICAL ASPECTS AND HYDROCARBON POTENTIAL ASSESSMENT OF SEDIMENTARY BASINS OF THE EAST ARCTIC PART OF THE WATER AREA OF RUSSIA (THE EAST SIBERIAN RIFT SYSTEM, THE DE LONG HIGH).

Ключевые слова: осадочный чехол, нефтегазоносность, Восточно-Сибирское море.

**Казанин
Геннадий Семенович,**
генеральный директор
ОАО "МАГЭ", доктор технических
наук, академик РАЕН,

**Барабанова
Юлия Борисовна,**
геофизик I категории партии
геофизической интерпретации
ОАО "МАГЭ",

**Павлов
Сергей Петрович,**
главный геофизик
ОАО "МАГЭ", кандидат геолого-
минералогических наук,

**Кириллова-Покровская
Татьяна Алексеевна,**
главный геофизик партии
геофизической интерпретации
ОАО "МАГЭ"

Изучение Восточно-Сибирского моря сейсмическими методами происходило не одно десятилетие, тем не менее, район исследований характеризуется очень слабой изученностью. Существующие представления о его геологическом строении основаны на данных нескольких профилей МОВ ОГТ (ДМНГ, 2009-2011 гг.; МАГЭ, 1990, 2014 г. [4, 6]).

Стратификация поверхностей несогласий выполнена на основе реконструкции истории развития региона с учетом эвстатических колебаний уровня моря, перерывов в осадконакоплении, установленных в обнажениях и данных бурения в береговом обрамлении на островах Новосибирского архипелага, а также в разрезах скважин АСЕХ-302, пробуренных в приполюсной части хребта Ломоносова [1, 5–7].

Осадочный чехол восточного борта поднятия Де-Лонга характеризуется следующими отражающими горизонтами и поверхностями несогласий (рис. 1): ОГ А – поверхность акустического фундамента, разновозрастное диахронное несогласие PZ-MZ возраста; ОГ ESS11 – апт-альбское несогласие, отражает процессы растяжения и деструкции континентальной коры,

континентального рифтогенеза и апт-альбского платобазальтового вулканизма; ОГ ESS1 – посткампанское несогласие, обусловлено повсеместным выравниванием рельефа и корообразованием, связывается с остановкой гранитоидного плутонизма в Верхоянско-Чукотской складчатой системе в позднем мелу вслед за периодом нивелирования и образования обширных поверхностей планаций, а также выветривания горизонтов; ОГ ESS2 – нижнеолигоценовое несогласие, определено по документации эрозионного события в начале олигоцена в некоторых районах на Новосибирских островах и крупному глобальному падению уровня моря рядом с границей рупельского/хаттского ярусов, период сжатия и/или трансгрессии; ОГ ESS3 – региональное предмиоценовое несогласие, отвечающее крупнейшему миоценовому эрозионному перерыву, соответствует этапу тектонической стабилизации, приведшей к формированию кор химического выветривания, выравниванию рельефа и пенепленизации; ОГ ESS5 – мессинское несогласие – регрессия, вызвавшая интенсивное поднятие суши и осушение шельфов [2, 5, 6].



РИС. 1. Разрез осадочного чехла по профилю ESS1611

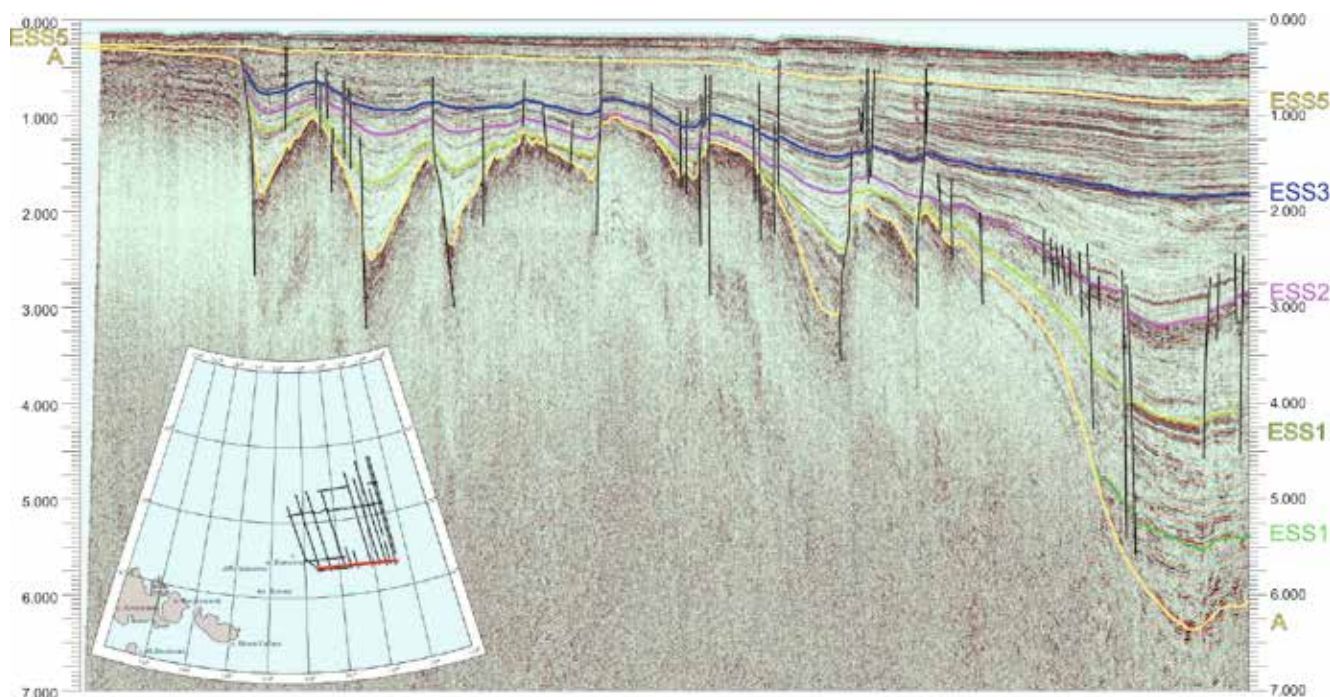
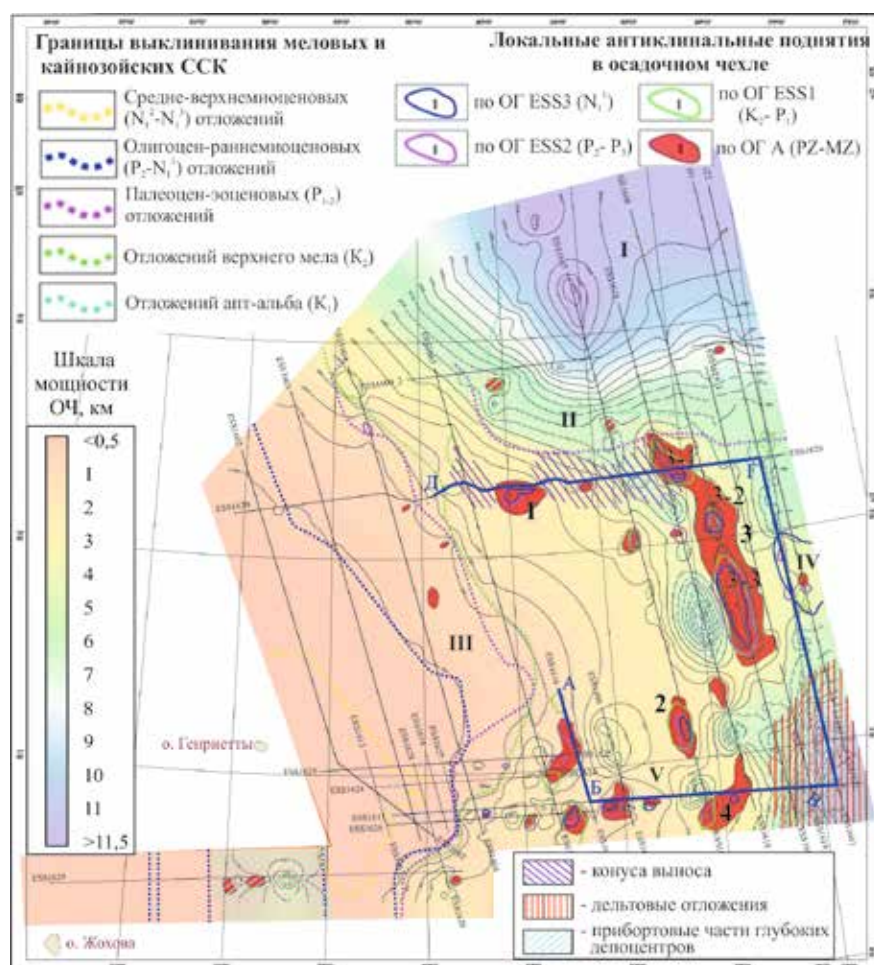


РИС. 2. Схема выявленных зон и объектов потенциального углеводороданакопления.

Тектонические элементы:

I - котловина Подводников, II - Ломоносовско-Менделеевская флексурно-разломная зона, III - поднятие Де-Лонга, IV - Демидовская седловина, V - Восточно-Сибирская рифтовая система. Локальные антиклинальные поднятия: 1 - поднятие Ахматовой, 2 - поднятие Цветаевой; 3-1 - вал Романовых; 3-2 - поднятие Александровское, 3-3 - поднятие Алексеевское; 4 - поднятие Витте.

**Результаты**

Поднятие Де-Лонга представляет собой обширный континентальный блок с кристаллическим фундаментом архейско-протерозойской консолидации [3], который по морфологическим и геологическим признакам является неотъемлемой частью комплекса центрально-арктических подводных возвышенностей (включая в себя хребет Ломоносова, поднятие Менделеева и разделяющую их котловину Подводников). В сводовой части поднятия Де-Лонга отложения дислоцированного складчатого основания практически выходят на поверхность. Это подтверждается интенсивными положительными аномалиями магнитного поля, которые, скорее всего, связаны с внедрением большого количества магматических тел, находящихся на небольшой глубине.

Поверхность акустического основания погружается от поднятия Де-Лонга по системе блоков в северо-восточном направлении в глубоководную часть (котловина Подводников), и на юго-восток – в грабен Вилькицкого. Строение юго-восточного склона поднятия определяет Восточно-Сибирская рифтовая система, имеющая ярко выраженную грабен-горстовую структуру. Таким образом строение фундамента создает крайне благоприятную структурную

обстановку для формирования локальных антиклинальных поднятий, выделение которых оказалось возможным даже по такой редкой и нерегулярной сети профилей. Закартировано 20 локальных антиклинальных поднятий (рис. 2). Наиболее крупными из них, в волновом поле которых зарегистрированы косвенные признаки УВ, даны имена, а именно: – вал Романовых размерами 130 × 30 км (осложненный поднятиями Александровским, Николаевским и Алексеевским), поднятие Витте, Цветаевой, Ахматовой. В сводовой части Демидовской седловины, фиксируется крупная аномалия «яркое пятно», что является косвенным признаком продуктивности седловины. Протяженность аномалии составляет 39,5 км (рис. 3).

По отношению к перекрывающим отложениям осадочного чехла поверхность акустического фундамента является резким угловым несогласием типа эрозионного среза. Характер волнового сейсмического поля верхней части фундамента не исключает его нефтегазоносность, например, в области Демидовской седловины.

Мощность осадочного чехла на большей части исследованной территории превышает 2 км, достигая в области котловины Подводников и грабена Вилькицкого 11,5 км. В целом, осадочный чехол восточного склона поднятия Де-Лонга формируют мощные толщи верхнемелового и кайнозойского комплексов, которые в области перехода от мелководного к глубоководному шельфу накапливались в режиме некомпенсированного осадконакопления. Подобные фациальные обстановки являются весьма благоприятными для формирования неструктурных ловушек литологического типа. Помимо этого, значительные перспективы нефтегазоносности, по-видимому, связаны с зонами выклинивания меловых и кайнозойских сейсмогеологических комплексов, с которыми можно связывать образование ловушек стратиграфического типа.

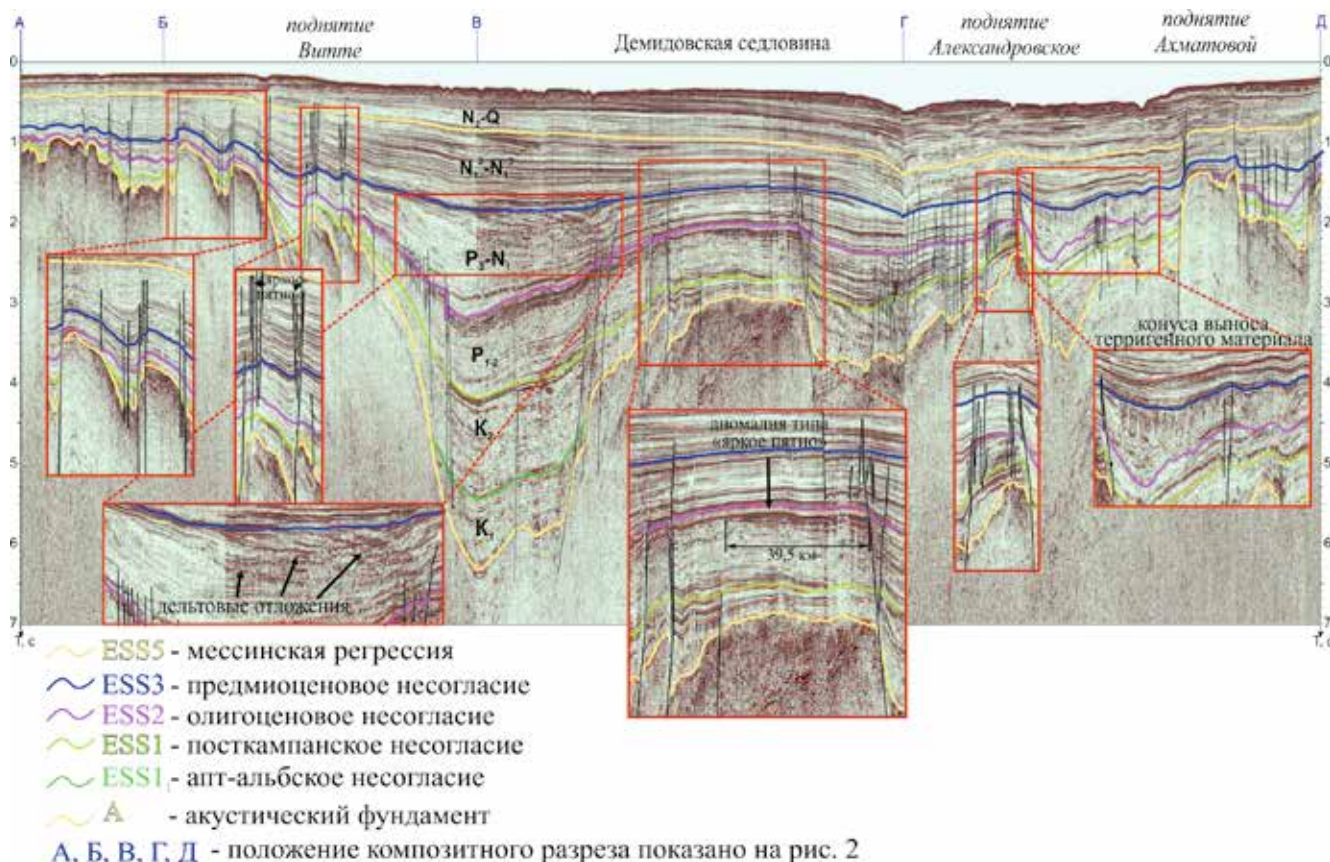
Анализ геологических аналогий бассейнов Бофорта-Маккензи и Восточно-Сибирского моря позволил дать оценку прогнозных ресурсов по категории D₂ по верхнемеловому ПНГК (K₂) и трем кайнозойским ПНГК: палеоцен-

эоценовый (P₁₋₂), олигоцен-раннемиоценовому (P₃ – N₁¹) и средне-позднемиоценовому (N₁² – N₁³) (рис. 4).

Верхнемеловой ПНГК (ОГ А-ESS1)

сформирован в пределах палеосклона шельфа (рис. 4, а). В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга. Мощность верхнемеловой толщи в депрессиях достигает 3200 и более м. Нижняя часть толщи компенсирует отрицательные элементы подстилающего рельефа, верхняя образует два крупных подводных конуса выноса терригенного материала юго-восточного направления. Верхний сгружает осадочный материал в район Демидовской седловины, нижний в депрессионную область грабена Вилькицкого. В нижней части ПНГК, скорее всего, залегают грубообломочные породы заполнения складчатой системы. Как правило, такие породы содержат в своем составе большое количество растительных остатков, часто углефицированных и могут генерировать газ. Выше, предположительно, залегают песчаники, скорее всего, мелкозернистые, алевролиты

РИС. 3. Композитный разрез через локальные антиклинальные поднятия



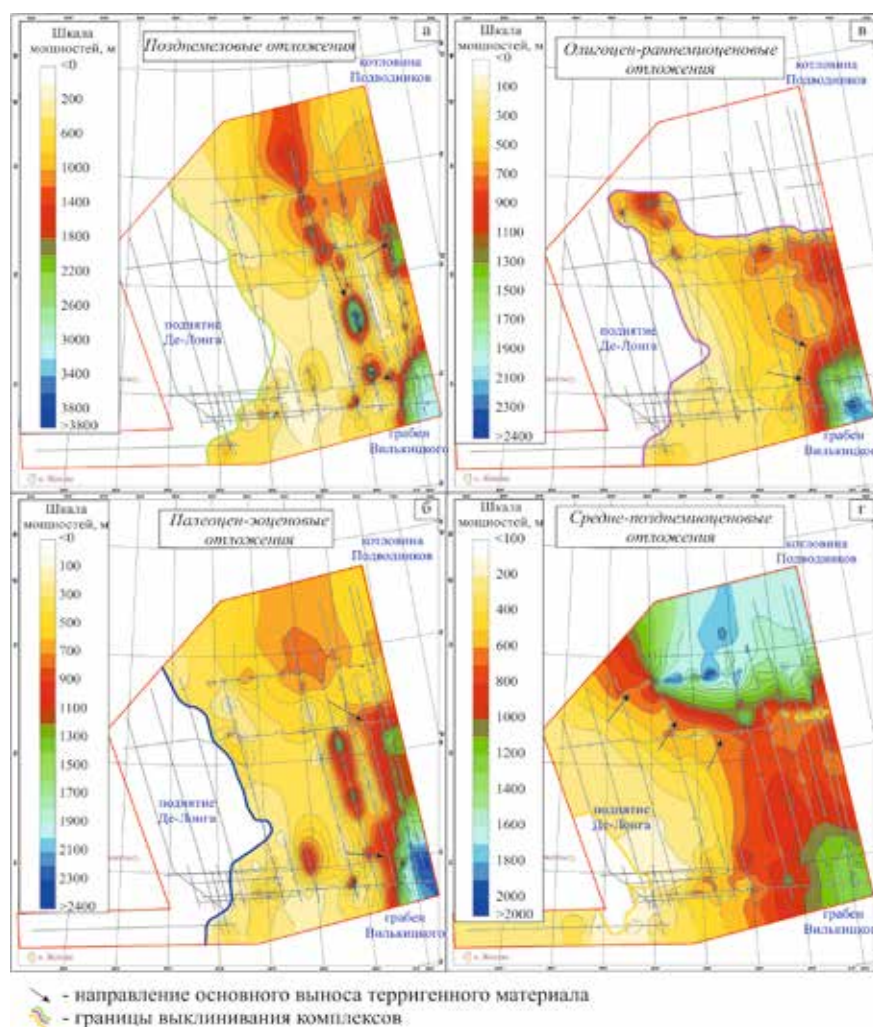


с подчиненными прослоями глин в проксимальной части конусов и преобладающим содержанием последних в дистальной. Этот набор пород обычно характерен для подводных конусов выноса и содержит, как правило, не менее пяти-десяти пластов-коллекторов, формирующих многопластовые залежи УВ. Кроме того, дистальная часть конусов выноса может служить флюидоупором для нижележащих отложений. В структуре ПНГК выявлен вал Романовых, крупные локальные объекты и ряд мелких (см. рис. 2). Локальные объекты могут содержать структурные ловушки УВ и комбинированные структурно-стратиграфические ловушки, сформированные за счет возможного размыва последующей палеоценовой трансгрессией какой-то части локального объекта. На площади преобладают брахиантиклинальные структуры, осложненные тектоническими нарушениями. Преобладающий тип ловушек – структурные, тектонически экранированные. В зоне выклинивания возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек углеводородов.

Палеоцен-эоценовый ПНГК (ОГ ESS1– ОГ ESS2) (рис. 4, б).

По мощности уступает выше описанному комплексу. В современном структурном плане наблюдается уменьшение мощности комплекса в северо-западном направлении от 2100–2400 м в депоцентре грабена Вилькицкого до полного выклинивания в своде поднятия Де-Лонга. Нижняя часть толщи компенсирует отрицательные элементы подстилающего рельефа, достигая в депрессиях 1500 м. Направление основного выноса терригенного материала в юго-восточном направлении, в район Демидовской седловины и грабена Вилькицкого, сохраняется. Комплекс сформирован на трансгрессивно – регрессивной стадии седиментации в зоне палеошельфа и, исходя из его сейсмической записи, подразделяется на две части: нижнюю трансгрессивную (палеоценовую), в которой предполагается преобладание глинистых пород, и верхнюю (эоценовую) сформированную на регрессивно-трансгрессивной стадии седиментации и, предположительно,

РИС. 4. Сопоставление палеопланов верхнемеловых и кайнозойских осадочных комплексов



сложенную пластами песчаников и представляет собой перспективную коллекторскую пачку.

Эоценовая толща ПНГК является одним из наиболее перспективных на предмет обнаружения в нем залежей УВ, поскольку имеет в своем составе как коллекторские толщи, так и региональные флюидоупоры. С другой стороны, предполагаемая возрастная характеристика комплекса (эоцен) свидетельствует о том, что он (его глинистая часть) мог бы рассматриваться и как генерирующая нефть-газ-конденсат материнская толща в том случае, если она прошла стадию МК₂ – МК₃ преобразования ОВ. Следует отметить, что эоценовое время практически в планетарном масштабе характеризуется пиком накопления ОВ сапропелевого типа в глинистых толщах, обеспечивающего генерацию преимущественно нефтяной составляющей УВ. Но нельзя исключать накопления и какой-то части гумусовой органики.

Олигоцен-раннемиоценовый ПНГК (ОГ ESS2 – ОГ ESS3) (рис. 4, в).

Исходя из сейсмической записи, комплекс имеет ограниченное распространение на площади. В современном структурном плане наблюдается полное выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга и котловины Подводников. Направление основного выноса терригенного материала в юго-восточном направлении в сторону грабена Вилькицкого, сохраняется. Мощность олигоцен-раннемиоценовой толщи в его депоцентре достигает 2400 и более м.

В олигоцен-нижнемиоценовой толще грабена Вилькицкого развиты мощные дельтовые комплексы, а в центральной части района исследований определены области развития подводных конусов выноса терригенного материала, которые также представляют значительный интерес, являясь зонами развития неструктурных ловушек литологического типа.

Нижняя часть комплекса в зоне палеошельфа сформирована в трансгрессивной стадии седиментации, в ней предполагается преобладание глинистых пород. Она может служить региональным флюидоупором для подстилающих ее эоценовых песчаных толщ. Судя по сейсмической записи, верхняя часть комплекса сложена переслаивающимися терригенными породами различной зернистости: мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами. В зоне современного шельфа пласты песчаников более-менее выдержаны по простиранию, а в склоновой части наблюдается довольно резкое увеличение глинистой составляющей. Региональный флюидоупор отсутствует, преимущество, вероятно, будет принадлежать флюидоупорам локального и зонального типа. Характер сейсмической записи позволяет предполагать преобладание в составе комплекса глинистых толщ с подчиненными пластами песчаников и алевролитов. Последние могут представлять собой коллекторские толщи. Но, все же, большая роль здесь принадлежит глинистым отложениям, которые могут рассматриваться как внутренние флюидоупоры для коллекторов самого ПНГК и как внешние – для подстилающего ПНГК. Перспективы комплекса предполагаются не очень высокими в связи с невыдержанностью по площади литологического состава пород-коллекторов.

Средне-позднемиоценовый ПНГК (ОГ ESS3 – ОГ ESS5) (рис. 4, г).

Условия формирования комплекса, судя по характеру изменения мощностей, демонстрирует смену условий осадконакопления и направления основного выноса терригенного материала с юго-восточного на северо-восточное направление. В современном структурном плане полного выклинивания комплекса практически не наблюдается.

На поднятии Де-Лонга осадки ближе к склоновым и подножия склона, что позволяет предполагать преобладание в составе комплекса глинистых клиноформных толщ с подчиненными пластами песчаников и алевролитов. Возможно выклинивание отдельных пластов-коллекторов в направлении поднятия Де-Лонга. В зонах выклинивания

возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек углеводородов.

В пределах ПНГК структурные ловушки закартированные по подошве ПНГК на уровне кровли не проявляются. Однако в палеоплане кровли ПНГК особенности строения горсто-грабеновой Восточно-Сибирской рифтовой системы и северо-восточной ступени поднятия Де-Лонга сохраняются. Четко проявилась в палеоплане структура Демидовской седловины, отделяющая бортовые террасы грабена Вилькицкого и котловины Подводников. Площадь самой котловины увеличилась в юго-западном направлении.

Повсеместно в волновом поле осадочного чехла восточного борта поднятия Де-Лонга фиксируются аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно», приуроченные к сводам локальных поднятий и разрывным нарушениям. Так, например, «яркие пятна», приуроченные в области контакта грабена Вилькицкого с Восточно-Сибирской рифтовой системой к разломным зонам, позволяют предполагать наличие неструктурных, тектонически экранированных ловушек, перспективных на поиски УВ.

Выводы

Современный структурный план осадочного чехла и фундамента восточного склона поднятия Де-Лонга сформировался в результате растяжения и медленного погружения сопредельных областей котловины Подводников и грабена Вилькицкого в ходе их формирования.

Основные черты строения осадочного чехла, а именно, его мощность, структурные и фациальные особенности, зона выклинивания отдельных комплексов и наоборот их нарастание в пределах проградирующего шельфа, делают его достаточно перспективным в нефтегазоносном отношении.

Объекты возможного накопления углеводородов закономерно располагаются на разломно-флексурных блоках и террасированных склонах, приурочены к разрывным нарушениям и флексурным перегибам.

К наиболее перспективным в нефтегазоносном отношении тектоническим элементам следует отнести Восточно-Сибирскую рифтовую систему, вал Романовых и Демидовскую седловину, в пределах которых широкое развитие имеют ловушки УВ как структурного, так и не структурного типов, которые в тектоническом отношении являются самыми подвижными, что резко увеличивает перспективы развития в этих толщах большого количества тектонически экранированных структурных и неструктурных стратиграфических ловушек УВ. В прибортовых частях глубоких депоцентров можно предполагать, что доля нефти будет повышенной (за счет вытеснения ее на борта депоцентров, формирующимися в главной зоне газообразования).

Прогнозные геологические ресурсы нефти и газа континентальной окраины Восточно-Сибирского моря по категории D₂ составили 0,45 млрд. т. у.т. Соотношение прогнозных ресурсов газ:нефть (в процентах) для района работ принято – 64:36%. Оценка ресурсов по кат. D₂лок составила 128 млн. т. у.т. ●

Литература

1. Иванов В.Л., Каминский В.Д., Поселов В.А., Супруненко О.И., Смирнов О.Е. [2016] Предпосылки нефтегазоносности «расширенного» юридического шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане. Арктика: экология и экономика, 2, 14–23.
2. Казанин Г.С., Барабанова Ю.Б., Кириллова-Покровская Т.А., Черников С.Ф., Павлов С.П., Иванов Г.И. [2017] Континентальная окраина Восточно-Сибирского моря: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Разведка и охрана недр, 10, 51–55.
3. Казанин Г.С., Барабанова Ю.Б., Кириллова-Покровская Т.А., Черников С.Ф., Павлов С.П., Иванов Г.И. [2018] Тектоника и нефтегазоносность Восточно-Сибирского моря Нефть. Газ. Новации, 2 (207), 38–44.
4. Казанин Г.С., Поселов В.А., Заяц И.В., Иванов Г.И., Макаров Е.С., Васильев А.С., Смирнов О.Е. [2017] Комплексные геофизические исследования в районе центральной глубоководной части Северного Ледовитого океана Разведка и охрана недр, 10, 25–30.
5. Петровская Н.А., Савишкина М.А. [2014] Сопоставление сейсмокомплексов и основных несогласий в осадочном чехле шельфа Восточной Арктики Нефтегазовая геология. Теория и практика, Т.9, 3 – http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2014.pdf
6. Поселов В.А., Буценко В.В., Жолондз С.М., Жолондз А.В., Киреев А.А. [2017] Сейсмостратиграфия осадочного бассейна котловины Подводников и Северо-Чукотского прогиба. Доклады Академии Наук, Т.474, 5, 1–5.
7. Kazanin G.S., Ivanov G.I., Verba M.L., Kirillova - Pokrovskaya T.A. [2016] The Tectonic Map of the East Siberian Sea: the Undisturbed Paleozoic Cover (According to the Data Acquired by MAGE) Abstract 35th International Geological Congress, Cape Town, South Africa. – <http://www.americangeosciences.org/information/igc>

KEYWORDS: *sedimentary cover, oil and gas content, East Siberian sea*

16-я Международная выставка
нефтегазового оборудования и технологий

НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE

23–26 апреля 2019

Москва · Крокус Экспо

РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС / RPGC

mioge.ru

564
участника

36
стран

17 575
посетителей

55
мероприятий
деловой
программы



Организатор

ITE Москва
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru





3D БАССЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮЖНО-КАРСКОГО РЕГИОНА





В АКВАТОРИИ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ ЗАМЕЧАТЕЛЬНАЯ ДОЛЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА СВЯЗАНА С ЮЖНОЙ ЧАСТЬЮ КАРСКОГО МОРЯ. ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ СЛОЖНЫХ ОБЪЕКТОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ЭТОЙ ЧАСТИ АРКТИКИ ЯВЛЯЕТСЯ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС, СУЩЕСТВЕННЫЕ РИСКИ ПРИ ПРОГНОЗЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ ЗДЕСЬ СВЯЗАНЫ С НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬЮ ДАННЫХ О РАСПРОСТРАНЕНИИ КОЛЛЕКТОРСКИХ ПРОСЛОЕВ С ХОРОШИМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ. НА ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ФАКУЛЬТЕТЕ МГУ БЫЛИ ОЦЕНЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-КАРСКОГО БАСЕЙНА, ДЛЯ ЧЕГО АВТОРАМИ БЫЛ ИСПОЛЬЗОВАН МЕТОД БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, КОТОРЫЙ ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ УВЯЗАТЬ МЕЖДУ СОБОЙ И УЧЕСТЬ ВСЕ НАКОПЛЕННЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ И ГЕОХИМИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ В ЕДИНУЮ ЧИСЛЕННУЮ МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА?

A SIGNIFICANT PART OF THE RESOURCE POTENTIAL IN THE RUSSIAN ARCTIC WATER AREA IS RELATED TO THE SOUTHERN PART OF KARA SEA. THE LOWER-MID-JURASSIC OIL-AND-GAS PRODUCING COMPLEX IS ONE OF THE MOST COMPLICATED OBJECTS FOR SEARCH AND EXPLORATION. SIGNIFICANT RISKS WHILE FORECASTING CARBOHYDRATE ACCUMULATIONS HERE ARE RELATED TO INDEFINITENESS TO THE DATA OF RESERVOIR PRO-HORIZONS WITH GOOD FILTRATION AND CAPACITIVE PROPERTIES. IN THE MOSCOW STATE UNIVERSITY DEPARTMENT OF GEOLOGY PROSPECTS OF SOUTH KARA SEA BASIN LOWER-MID-JURASSIC DEPOSITS OIL-AND-GAS PRODUCTIVITY HAVE BEEN ESTIMATED. FOR THAT PURPOSE, THE BASIN MODELING METHOD WHICH GIVES AN OPPORTUNITY TO LINK INSIDE AND CONSIDER THE WHOLE GEOLOGIC AND GEOGRAPHIC MATERIAL INTO THE UNITED NUMERICAL MODEL OF THE OIL-AND-GAS PRODUCING BASIN, WAS APPLIED BY THE AUTHORS.

**Санникова
Ирина Алексеевна,**
аспирант кафедры геологии
и геохимии горючих ископаемых,

**Большакова
Мария Александровна,**
к.г.-м.н., старший научный
сотрудник кафедры геологии
и геохимии горючих ископаемых,

**Баранова
Дарья Борисовна,**
магистрант кафедры геологии
и геохимии горючих ископаемых,

**Ступакова
Антонина Васильевна,**
д.г.-м.н., профессор, заведующий
кафедрой геологии и геохимии
горючих ископаемых,

**Суслова
Анна Анатольевна,**
к.г.-м.н., старший научный
сотрудник кафедры геологии
и геохимии горючих ископаемых,

**Сауткин
Роман Сергеевич,**
к.г.-м.н., старший научный
сотрудник кафедры геологии
и геохимии горючих ископаемых,

Геологический факультет МГУ
имени М.В. Ломоносова

ФАКТЫ

420 тыс. км²

составляет общая площадь
региона исследования.

От **9,3** до **20** %

эффективная
пористость группы
кварцевых граувакков,
к которым относится
песчаник аллювиально-
континентальных
обстановок.

9 скважин

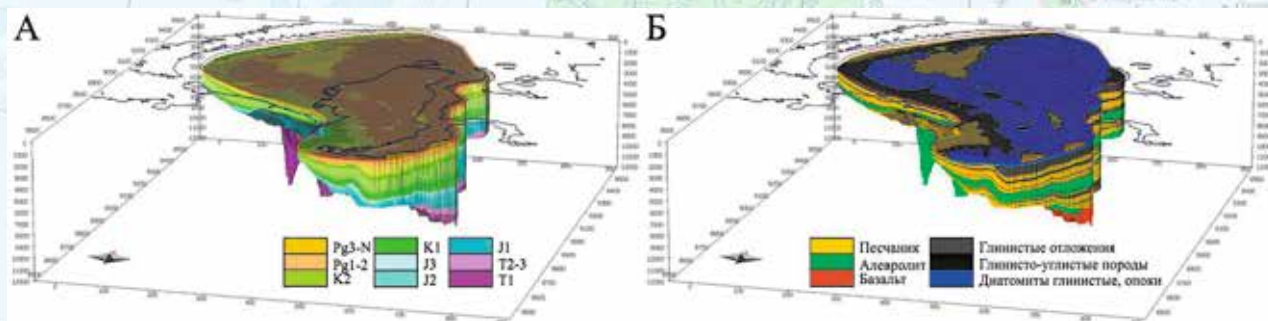
по значениям пластовых
температур и давлений были
задействованы в проведении
проверки на соответствие
натурным испытаниям.

Общая площадь региона исследования составляет 420 тыс. км². Принципиальная трехмерная бассейновая модель для южной части Карского моря была создана в ПО Petromod (Шлюмберже). Структурный каркас модели был создан с использованием структурных поверхностей для основных отражающих горизонтов. Каркас состоит из 30 поверхностей (от кровли гетерогенного палеозойского складчатого основания до дневной поверхности) с разрешением ячейки грида 3 км.

Для различных стратиграфических горизонтов были составлены фациальные схемы, горизонтам в 3D модели были присвоены соответствующие литологические типы (рис. 1).

Осадочный разрез Южно-Карского бассейна сложен терригенными отложениями мезозойского возраста. При построении модели были учтены результаты исследования керна пород, ранее выполненных в МГУ. Особое внимание при заполнении модели лито-петрофизической информацией было уделено характеристике коллекторов нижне- (джангодская свита) и среднеюрского (вымская, малышевская свиты) возраста. По результатам керновых исследований скважин Ямало-Гыданского региона нижнеюрские коллекторские

РИС.1. Стратиграфическая и литофациальная 3D модель Южно-Карского бассейна



горизонты плинсбахского возраста представлены мелкозернистыми песчаниками с глинистым и кварцевым регенерационным цементом. Песчаник аллювиально-континентальных обстановок относится к группе кварцевых граувакков с эффективной пористостью от 9,3 до 20%. Среднеюрские байосс-батские, преимущественно мелководно-морские, отложения представлены мелкозернистыми, преимущественно кварцевыми, песчаниками и относятся к полевошпат-кварцевым грауваккам с пористостью 10,4 – 24% [1, 2].

Свойства выделяемых в разрезе нефтематеринских толщ (НМТ) в модели заданы в соответствии с данными геохимической лаборатории геологического факультета МГУ по результатам пиролитических исследований.

Проверка модели на соответствие натурным испытаниям проводилась по значениям пластовых температур и давлений для 9 скважин, а также по T_{max} пиролитиза (индикатора зрелости пород) образцов керна [3].

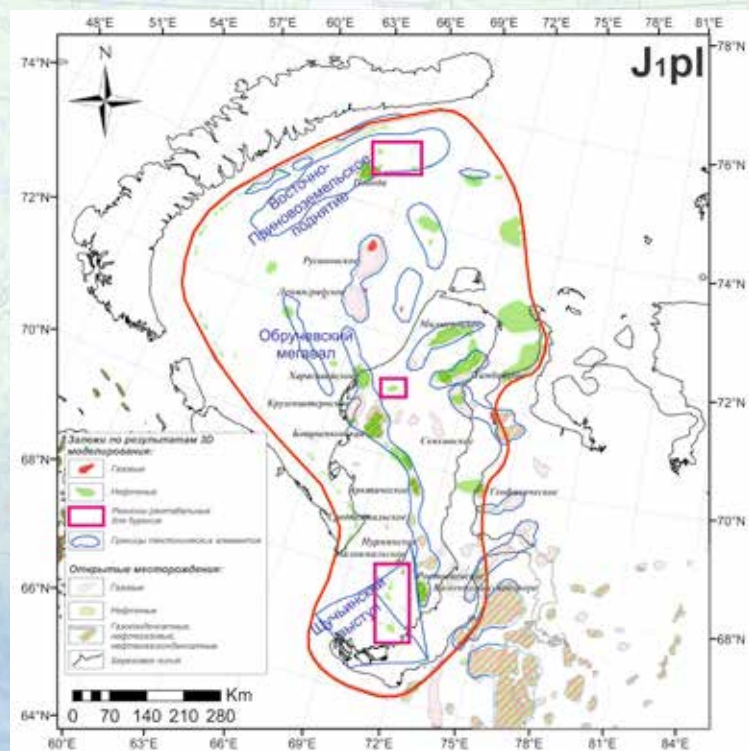
Литература

1. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Карты. Том 2. ГИН АН СССР. Робертсон групп. Лондон, 1990.
2. Маргулис Е.А. История формирования осадочного чехла Баренцево-Карского региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №4.
3. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 99–115.

По результатам проведенного 3D бассейнового моделирования новые перспективные и рентабельные для бурения скопления нефти и газа в песчаных коллекторах джангодской, вымской и малышевской свитах прогнозируются на территории Восточно-Приновоземельского поднятия, в пределах локальных валов Южно-Карского и Восточно-Приуральских прогибов, а также на территории Щучинского и Южно-Ямального выступов (рис. 2).

Проведенный анализ геологического строения и эволюции бассейна свидетельствует о высоком углеводородном потенциале и перспективности на нефть и газ юрских отложений Приямальского шельфа Карского моря. ●

РИС.2. Схема перспектив нефтегазоносности для раннеюрского (J_{1pl}) комплекса



KEYWORDS: Kara sea, exploration, Arctic, lower-middle Jurassic oil and gas complex, reservoir layers.

29.10–01.11.2018

www.chemistry-expo.ru



21-я международная
выставка химической
промышленности
и науки

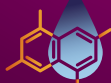
ХИМИЯ

Генеральный
информационный
партнер:

ЦЕНОВОЕ АГЕНТСТВО
ХИМ
КУРЬЕР
www.chem-courier.ru
КОНФЕРЕНЦИИ



Инновации
и современные
материалы



НЕФТЕГАЗОХИМИЯ



Startup ChemZone



Автоматизация
и цифровизация

Организатор: АО «Экспоцентр»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ



Химмаш. Насосы



Хим-Лаб-Аналит



Зеленая химия



Индустрия пластмасс



Салон защиты
от коррозии «Коррус»

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

12+

Реклама



ЭКСПОЦЕНТР



НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРСКОГО МОРЯ



УДК: 550.34.06.013.3 (26); 550.8.011



Владимир Конторович,
д.г.-м.н., чл.-корр. РАН;
главный научный сотрудник
ФГБУ Институт нефтегазовой
геологии и геофизики СО РАН,
доцент Новосибирского
национального
исследовательского
государственного университета

В РАБОТЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕЙСМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ДАННЫХ БУРЕНИЯ И СВЕДЕНИЙ ПО ОСТРОВАМ РАССМОТРЕНЫ МОДЕЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ОЦЕНЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ. СДЕЛАН ВЫВОД О ТОМ, ЧТО В ПРЕДЕЛАХ АКВАТОРИИ ВЫДЕЛЯЕТСЯ ДВА САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ БАСЕЙНА, РАЗДЕЛЕННЫХ СЕВЕРО-СИБИРСКИМ ПОРОГОМ. ЮЖНАЯ ЧАСТЬ АКВАТОРИИ КАРСКОГО МОРЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЮЖНО-КАРСКУЮ РЕГИОНАЛЬНУЮ ДЕПРЕССИЮ, КОТОРАЯ ЯВЛЯЕТСЯ СЕВЕРНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА. В НЕФТЕГАЗОНОСНОМ ОТНОШЕНИИ ЭТА ЧАСТЬ АКВАТОРИИ ВЫДЕЛЕНА В СОСТАВЕ ЮЖНО-КАРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ (НГО), В ПРЕДЕЛАХ КОТОРОЙ НАИБОЛЬШИЙ ИНТЕРЕС В ОТНОШЕНИИ ГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДСТАВЛЯЕТ АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКИЙ КОМПЛЕКС ПОРОД, В ОТНОШЕНИИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – НЕОКОМСКИЕ И ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ. СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ КАРСКОГО МОРЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ САМОСТОЯТЕЛЬНУЮ СЕВЕРО-КАРСКУЮ ПЕРСПЕКТИВНУЮ НЕФТЕГАЗОНОСНУЮ ПРОВИНЦИЮ (ПНГО), НА БОЛЬШЕЙ ЧАСТИ КОТОРОЙ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СВЯЗАНЫ С ПАЛЕОЗОЙСКИМИ ОСАДОЧНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ КЕМБРИЯ-ПЕРМИ

THE PROBLEM OF THE NECESSITY TO CONSIDER ADDITIONAL LIMITATIONS, CAUSED BY MARINE FIELD DEVELOPMENT SPECIFICITY, WHILE ITS DEVELOPMENT IS DESIGNED. IN PARTICULAR, THE INFLUENCE OF GAS PRODUCTION UPON A MARINE PLATFORM BASED BOOSTER COMPRESSOR SET DEVELOPMENT IS SHOWN. AS EXEMPLIFIED BY ONE OF THE GULF OF OB GAS FIELDS, THE TECHNOLOGICAL INDICES ACCOMMODATION PRINCIPLE OF GAS RESERVE DEVELOPMENT AND BOOSTER COMPRESSOR SET PARAMETERS WITH A GOAL OF A MARINE PROJECT ECONOMIC EFFICIENCY AND PRACTICAL FEASIBILITY ELEVATION

Ключевые слова: море, континент, акватория, временной разрез, сейсмогеологический комплекс, осадочный комплекс, временной разрез, отражающий горизонт, сейсмическая аномалия, нефтегазоносная провинция, нефтегазоносная область, месторождения, залежи углеводородов.

На современном этапе одной из приоритетных задач, стоящих перед геологами, геофизиками и нефтяниками, является изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Арктических регионов России, в первую очередь, шельфов северных морей, ресурсный потенциал

РИС. 1. Схема изученности акватории Карского моря.
1 – административные границы, 2 – нефтегазовые месторождения, 3 – региональные сейсмические профили МОГТ, 4 – профили, временные разрезы, которые приведены в работе.



ФАКТЫ

5

сейсмогеологических мегакомплексов выделено на севере Западной Сибири в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений

которых должен обеспечить энергетическую безопасность России во второй половине XXI века.

Настоящая работа посвящена анализу геолого-геофизических материалов по Карскому морю, акватория которого является одним из самых нефтегазоперспективных регионов на арктическом шельфе России. На шельфе Карского моря отработана сеть региональных сейсмических профилей МОГТ (рис. 1), научный анализ которых в комплексе с материалами бурения и геологическими данными позволяет осуществить построение новой, отвечающей современной степени изученности модели геологического строения и уточнить перспективы нефтегазоносности этого региона.

В акватории Карского моря выделяется два самостоятельных осадочных бассейна,

характеризующихся различными особенностями геологического строения и различными перспективами нефтегазоносности осадочных комплексов.

Южная часть акватории, расположенная к югу от архипелага Новая Земля, выделена в составе Южно-Карской региональной депрессии, которая является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна [1, 6]. В нефтегазоносном отношении эта часть акватории выделена в составе Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО), входящей в состав Западно-Сибирской нефтегазносной провинции.

Северная часть Карского моря представляет собой самостоятельную Северо-Карскую перспективную нефтегазоносную провинцию (ПНГО). Учитывая, что эта часть акватории не изучена глубоким бурением, модель геологического строения этого бассейна может базироваться только на геофизических материалах и геологических данных по островам и архипелагам.

ФАКТЫ

893 400 км²

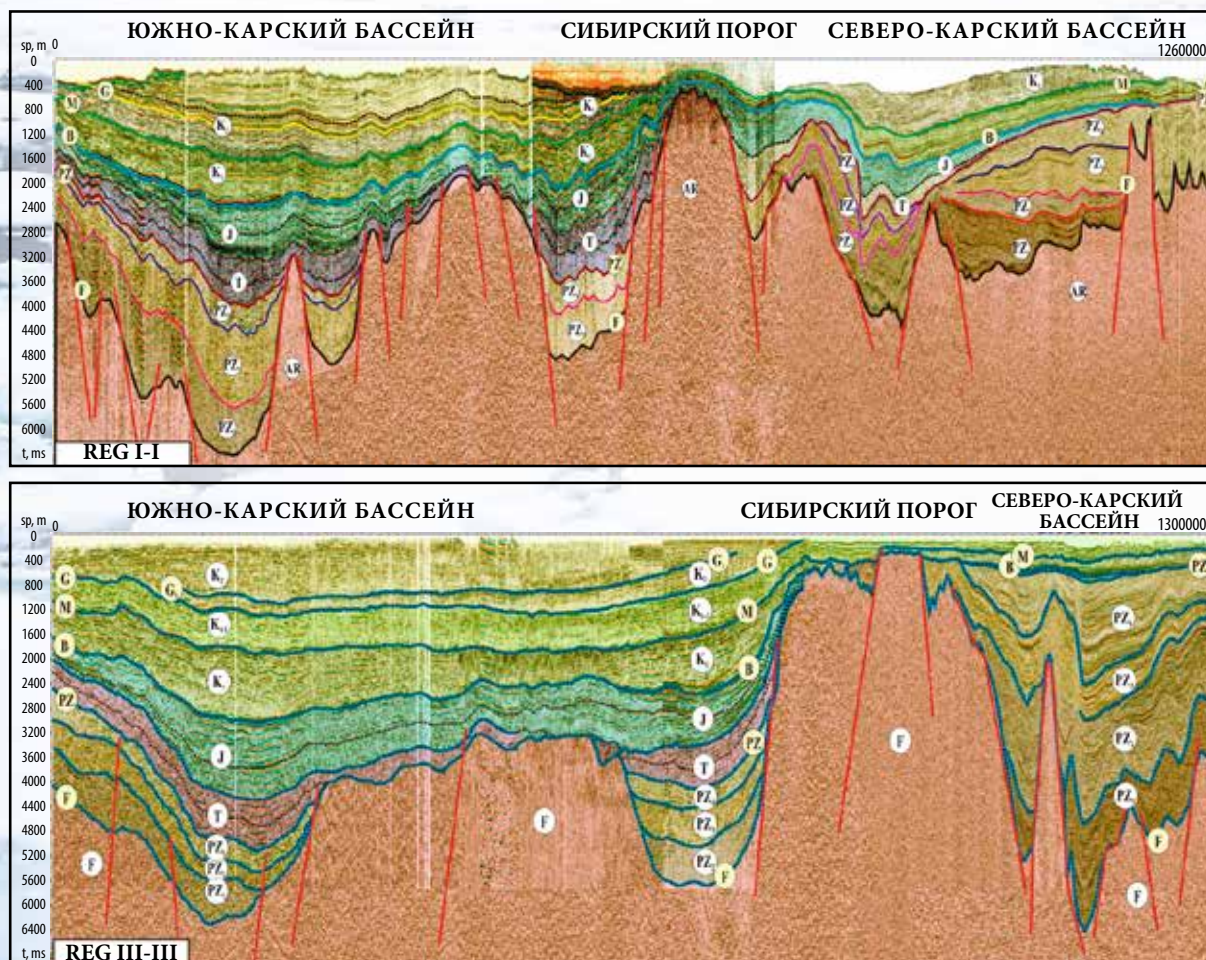
площадь Карского моря

Южно-Карский и Северо-Карский осадочные бассейны разделены Северо-Сибирским порогом, который представляет собой крупный, контрастный эрозионно-тектонический выступ фундамента. Наличие этого барьера не позволяет осуществить сопоставление сейсмогеологических комплексов в Южно-Карской региональной депрессии и Северо-Карской ПНГО (рис. 2).

Южно-Карская НГО

На севере Западной Сибири в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений выделено 5 сейсмогеологических мегакомплексов: триас-юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский), апт-альб-сеноманский, турон-маастрихтский и кайнозойский. Все мезозойско-кайнозойские осадочные мегакомплексы контролируются

РИС. 2. Сейсмогеологические разрезы по профилям, проходящим по линии Южно-Карский бассейн – Сибирский порог – Северо-Карский бассейн.





в кровле регионально развитыми морскими глинистыми пачками – мегарегиональными флюидоупорами, которые характеризуются аномально низкими акустическими характеристиками и к ним приурочены наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты [2, 3].

Триас-юрский (T_{2-3-J}), неомемский (берриас-нижнеаптский) (K_1) и апт-альб-сеноманский (K_1-K_2) мегакомплексы являются основными нефтегазоносными комплексами на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Анализ региональных временных сейсмических разрезов и данных глубокого бурения позволяет сделать вывод о том, что палеозойские и мезозойско-кайнозойские отложения в континентальной части севера Западной Сибири и в южной части Карского моря имеют аналогичное строение.

В качестве примера на рис. 3 приведен временной разрез по региональному профилю, пересекающему полуостров Ямал и южную часть Карского моря, протяженность которого составляет 890 км. Профиль пересекает Татариновское и Западно-Маточкинское поднятия, расположенные в Карском море, Крузенштернское месторождение, которое находится на границе «море-континент», а также Бованенковское, Среднеямальское и Новопортовское месторождения, расположенные на полуострове Ямал.

Характер волновых полей на временном разрезе однозначно подтверждает вывод о том, что все осадочные сейсмогеологические мегакомплексы, получившие развитие на севере Западной Сибири, продолжают в южную часть акватории Карского моря и получили развитие в Южно-Карской НГО.

ФАКТЫ

620 м

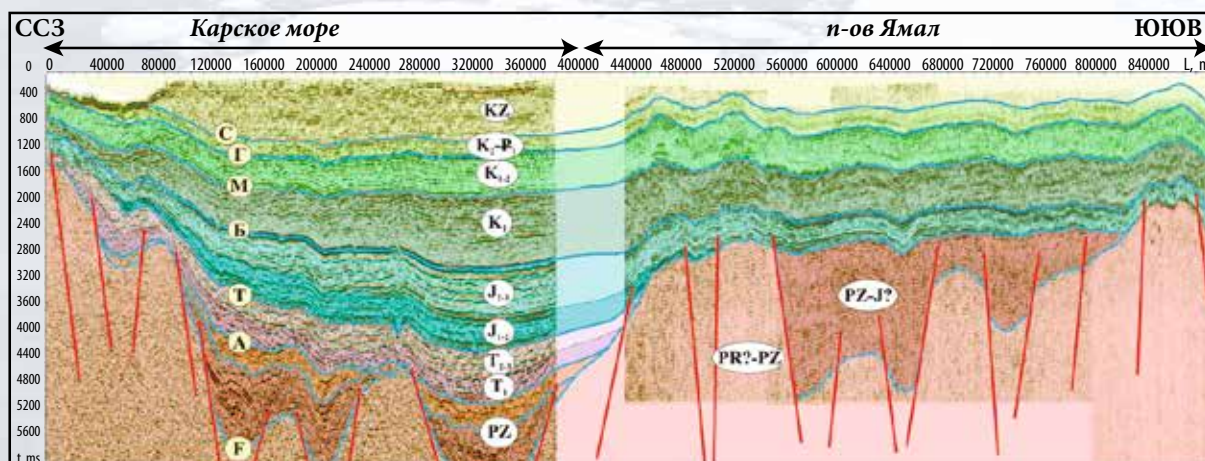
наибольшая глубина
Карского моря

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол залегает на палеозойском основании. На большей части Западной Сибири палеозойские отложения претерпели процессы герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза. В этих регионах дислоцированные и метаморфизованные палеозойские породы выполняют роль фундамента.

На востоке Западно-Сибирского бассейна и в Енисей-Хатангском региональном прогибе под мезозойско-кайнозойскими отложениями залегают неопротерозойско-палеозойские платформенные отложения, аналогичные комплексам Сибирской платформы. Анализ сейсмических данных позволяет предполагать, что венд-кембрийские платформенные отложения Енисей-Хатангского прогиба протягиваются на северо-восток Западной Сибири, получили развитие на полуострове Гыданский и в виде отдельных блоков продолжают в южную часть Карского моря (см. рис. 3).

В региональном плане в Южно-Карской НГО выделяются два крупных погруженных массива, в пределах которых мощность платформенных отложений увеличивается до 12000 м. Эти погруженные блоки, расположенные, главным образом, в западной и восточной частях Южно-Карской региональной

РИС. 3. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_II-II (Карское море – п-ов Ямал).



депрессии, разделены крупным выступом фундамента, в пределах которого толщина платформенных отложений сокращается до 5000 м.

Нефтегазоносность. В арктических регионах Западной Сибири наиболее перспективным в отношении газоносности является апт-альб-сеноманский комплекс пород, с которым связаны уникальные газовые месторождения, контролируемые высокоамплитудными антиклинальными структурами. Учитывая, что геологическое строение мезозойско-кайнозойских отложений Южно-Карской региональной депрессии аналогично строению расположенных на крайнем севере Западной Сибири Ямальской и Гыданской НГО, перспективы газоносности южной части Карского моря также, в первую очередь, связаны с апт-альб-сеноманским комплексом пород.

В настоящее время непосредственно в акватории открыто 3 месторождения, основные запасы которых сконцентрированы в апт-альб-сеноманских резервуарах. Уникальные по запасам Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения были открыты еще в Советские годы, соответственно, в 1989 и 1990 гг. В 2013 г. бурением скважины на Университетской структуре,

ФАКТЫ

апт-альб-сеноманский

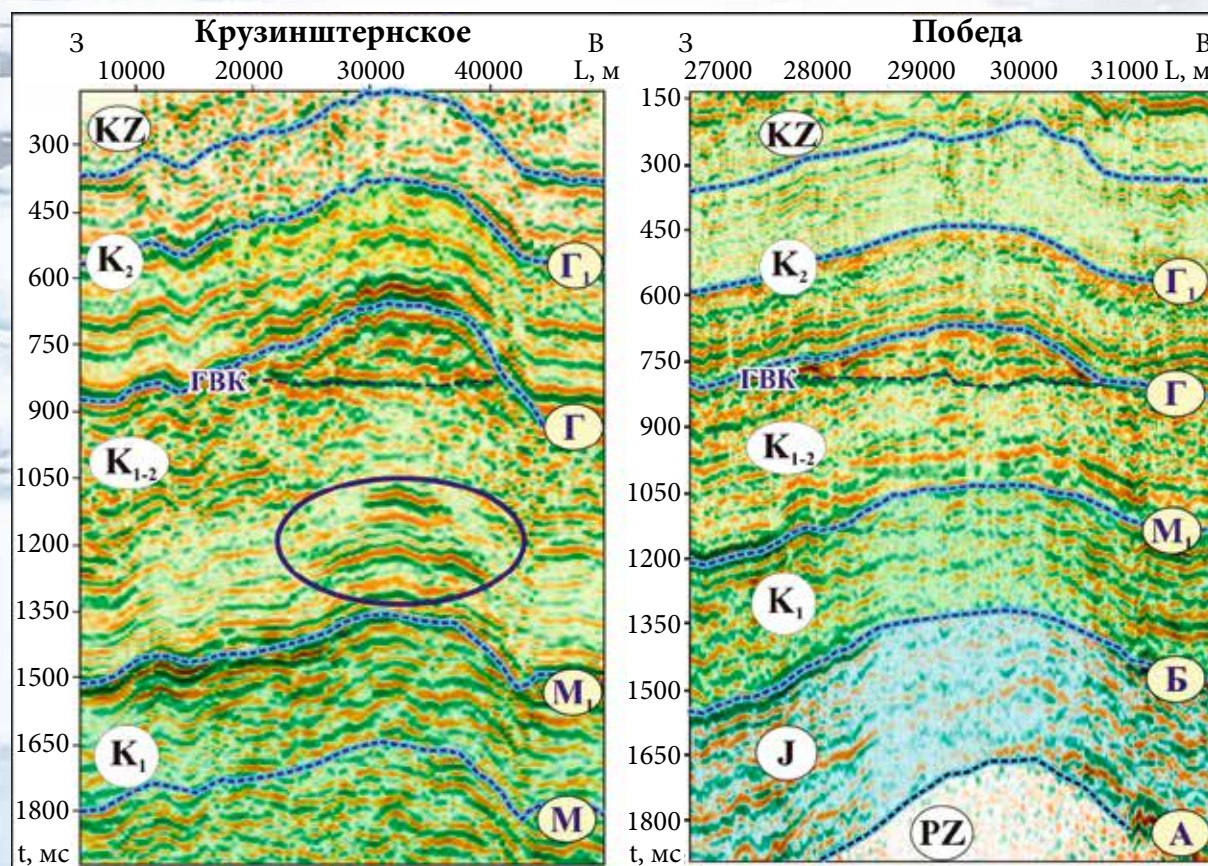
комплекс пород является наиболее перспективным в отношении газоносности в арктических регионах Западной Сибири

расположенной в непосредственной близости от архипелага Новая Земля, компанией ОАО «Роснефть» открыто нефтегазоконденсатное месторождение, получившее название «Победа». Кроме того, частично на полуострове Ямал, а большей частью в акватории Карского моря, открыты Харасавэйское и Круженштернское месторождения, газоносность которых также связана с меловыми отложениями.

Анализ геолого-геофизических материалов по северным районам Западной Сибири показал, что крупные газовые залежи апт-альб-сеноманского комплекса находят отражение в волновых сейсмических полях [2, 3].

В частности, на поднятиях, к которым приурочены массивные сеноманские газовые залежи, на временных разрезах часто выделяются газо-водяные контакты (ГВК) – на контакте газо- и водонасыщенных

РИС. 4. Сейсмические образы газовых залежей месторождений Круженштернское и Победа.



песчаников горизонта $ПК_1$, залегающего под кузнецовским региональным флюидоупором, формируется интенсивная отраженная волна (см. рис. 2). На таких объектах под антиклинальными структурами, выделяемыми в рельефе, приуроченного к кровле сеномана отражающего горизонта Γ , фиксируются локально развитые отражающие сейсмические горизонты, которые в направлении склонов поднятй сливаются с горизонтом Γ . Приуроченные к ГВК отражающие горизонты, как правило, прослеживаются квазигоризонтально, или имеют выпуклую вниз форму и секут разновозрастные отложения.

Апт-альбские пластовые газовые залежи отображаются на временных разрезах резким увеличением амплитуд сейсмической записи и формированием сейсмической аномалии «яркого пятна». Причем этот эффект существенно усиливается в случае наличия серии залежей в близкорасположенных песчаных пластах, что является типичным для месторождений севера Западной Сибири. В этом случае формирование интерференционной волны происходит на серии обладающих аномально-низкими акустическими характеристиками

ФАКТЫ

3 месторождения

открыто в настоящее время непосредственно в акватории

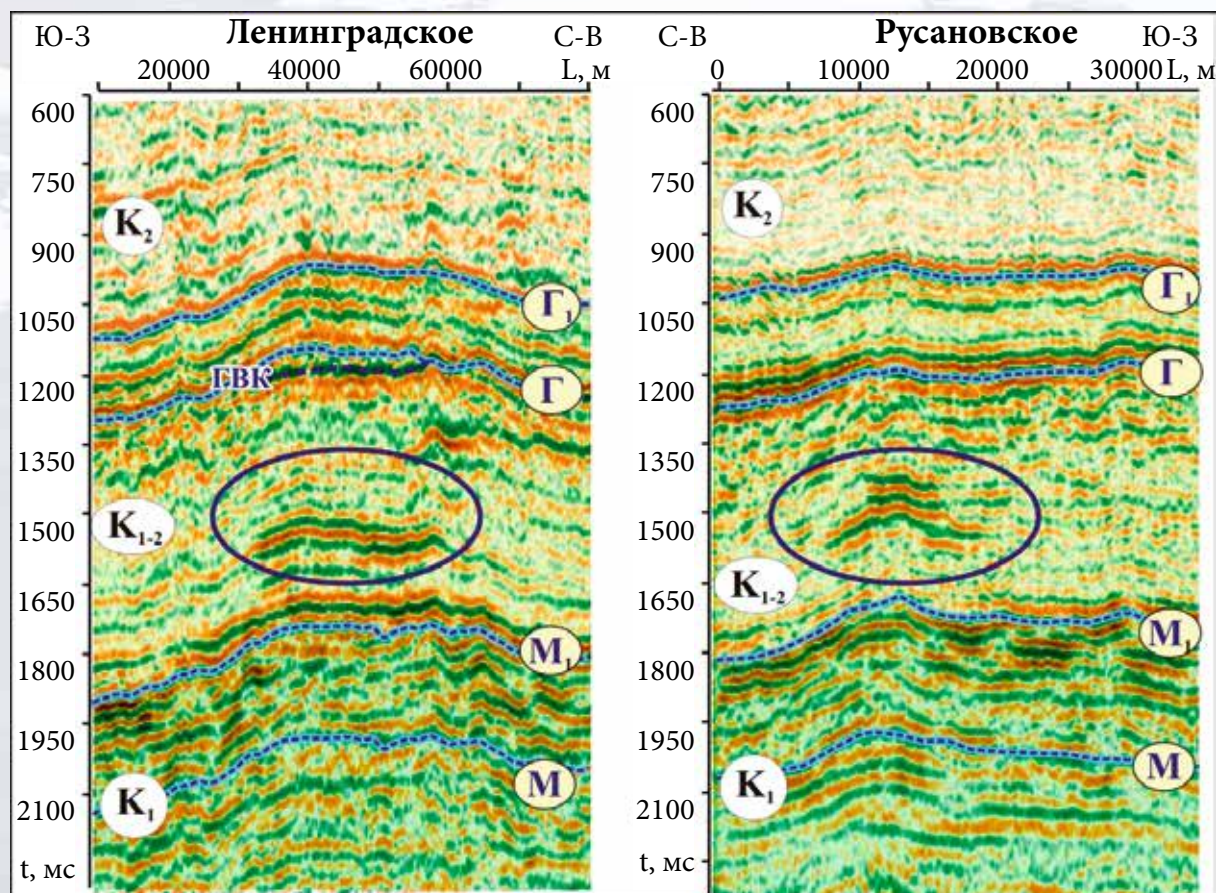
близкорасположенных газонасыщенных песчаников, и энергия сейсмической аномалии существенно возрастает.

Эти особенности волновых полей фиксируются и на месторождениях Карского моря.

На расположенных в северной и южной частях Южно-Карской НГО **месторождениях Победа и Крузенштернское** крупные сеноманские газовые залежи контролируются контрастными поднятиями (амплитуды составляют 120–150 м), выделенными в рельефе горизонта Γ , под которыми на сейсмических разрезах четко фиксируются квазигоризонтальные отражающие горизонты, формирующиеся на газодовых контактах (рис. 4).

На Крузенштернском месторождении, где крупные газовые скопления сконцентрированы также в апт-альбских песчаных пластах, выше горизонта M_1 на временных разрезах выделяются

РИС. 5. Сейсмические образы газовых залежей Ленинградского и Русановского месторождений.



локально развитые высокоамплитудные сейсмические аномалии, фиксируется эффект «яркого пятна» (см. рис. 4).

Ленинградское и Русановское месторождения расположены в погруженной части Южно-Карской региональной депрессии и контролируются слабоконтрастными поднятиями, амплитуды которых в рельефе кровли сеномана составляют 60 и 40 м соответственно.

Основные запасы газа Русановского месторождения сконцентрированы в апт-альбских песчаных пластах, на Ленинградском месторождении газовые залежи локализованы в сеноманском горизонте ПК₁, в верхах апта и в альбских резервуарах.

Несмотря на относительно небольшую амплитуду структуры, на сейсмических разрезах по Ленинградскому месторождению достаточно надежно выделяется газо-водяной контакт сеноманской залежи, ниже которого выше горизонта М₁ фиксируется аномалия «яркого пятна», отвечающая апт-альбским продуктивным пластам (рис. 5).

На Русановском месторождении, где залежь углеводородов в сеномане не выявлена, в апт-альбской части также надежно выделяется локальная высокоамплитудная аномалия, характеризующая газовую залежь (см. рис. 5).

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и, в частности, в южной части Карского моря наиболее перспективными в отношении жидких УВ являются неокотские и средне-верхнеюрские отложения. В настоящее время в Южно-Карской НГО залежь легкой нефти открыта в верхнеюрских песчаных пластах месторождения Победа и небольшой приток нефти получен из готтеривских отложений в скважине, пробуренной на острове Белый.

На территории Западной Сибири неокотский комплекс пород, с которым связано более 80 % нефтяных залежей, имеет клиноформное, косослоистое строение и с ним связаны залежи УВ, контролируемые как антиклинальными структурами, так и литологическими ловушками. Источниками терригенного материала при формировании неокотских отложений Западной Сибири являлись юго-восточное складчатое обрамление Западной Сибири и Сибирская платформа, что предопределило погружение клиноформ в северо-западном направлении.

ФАКТЫ

35

поднятий потенциальных ловушек для залежей УВ выделено в результате исследований ИНГГ СО РАН в южной части акватории Карского моря

Анализ сейсмических материалов по южной части акватории Карского моря свидетельствует о том, что в этом регионе неокотские клиноформы погружаются в южном направлении, а на широтных профилях сходятся в центральной части Южно-Карской региональной депрессии, погружаясь как в западном, так и в восточном направлениях. Это позволяет сделать вывод о том, что источником сноса при формировании неокотских клиноформ в этом регионе служил архипелаг Новая Земля и Сибирский порог, которые, вероятно, существенно возвышались над уровнем моря.

В целом в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции подавляющее большинство залежей УВ контролируется антиклинальными структурами. По результатам выполненных в ИНГГ СО РАН исследований в южной части акватории Карского моря в различных стратиграфических уровнях выделено 35 поднятий – потенциальных ловушек для залежей УВ [3].

Северо-Карская ПНГП

Северо-Карский бассейн бурением не изучен. Вследствие этого модель геологического строения этого региона может быть построена только по результатам анализа сейсмических материалов, потенциальных полей и данных геологических съемок по островам. В настоящее время в северной части Карского моря отработана сеть региональных сейсмических профилей МОГТ, интерпретация которых легла в основу настоящих исследований. На рис. 6 приведен композитный региональный сейсмогеологический разрез по профилю Reg-5, который пересекает Северо-Карский бассейн сначала в южном, а затем в широтном направлении и характеризует геологическое строение этого региона.

На северо-западе Северо-Карский бассейн граничит с Баренцевоморским бассейном, который достаточно хорошо изучен сейсморазведочными

работами и глубоким бурением. В настоящее время в Баренцевоморской провинции в триасе и юре открыты Штокмоновское, Муромцевское, Ледовое, Лудловское и др. месторождения. Анализ сейсмических материалов позволяет сделать вывод о том, что в северо-западной части Карского моря развит Баренцевоморский тип разреза.

В этой зоне на временных разрезах выделяются серия палеозойских, триасовый, юрский и меловой осадочные сейсмокомплексы, которые хорошо стыкаются с Баренцевоморскими комплексами. В южном и юго-восточном направлениях мезозойские сейсмогеологические комплексы регионально воздымаются мощности их резко сокращаются, и они выклиниваются на эрозионную поверхность фундамента (см. рис. 6).

Эта часть акватории Карского моря, в тектоническом плане отнесена к Баренцево-Карскому мегапрогибу. В целом, эта зона, в пределах которой интерес в отношении нефтегазоносности представляют мезозойские, в первую очередь, триасовые и юрские отложения, занимает относительно небольшую часть акватории Карского моря.

На большей части Северо-Карского бассейна на временных разрезах четко фиксируется эрозионная поверхность, разделяющая палеозойские и маломощные мезозойские отложения, с которой в этом регионе связан крупный перерыв в осадконакоплении. Анализ временных сейсмических разрезов позволяет выделить в толще палеозойских платформенных отложений Северо-Карской ПНГП [4–5] согласно залегающих сейсмогеологических комплексов, контролируемых энергетически-выраженными отражающими горизонтами (см. рис. 6).

ФАКТЫ

80

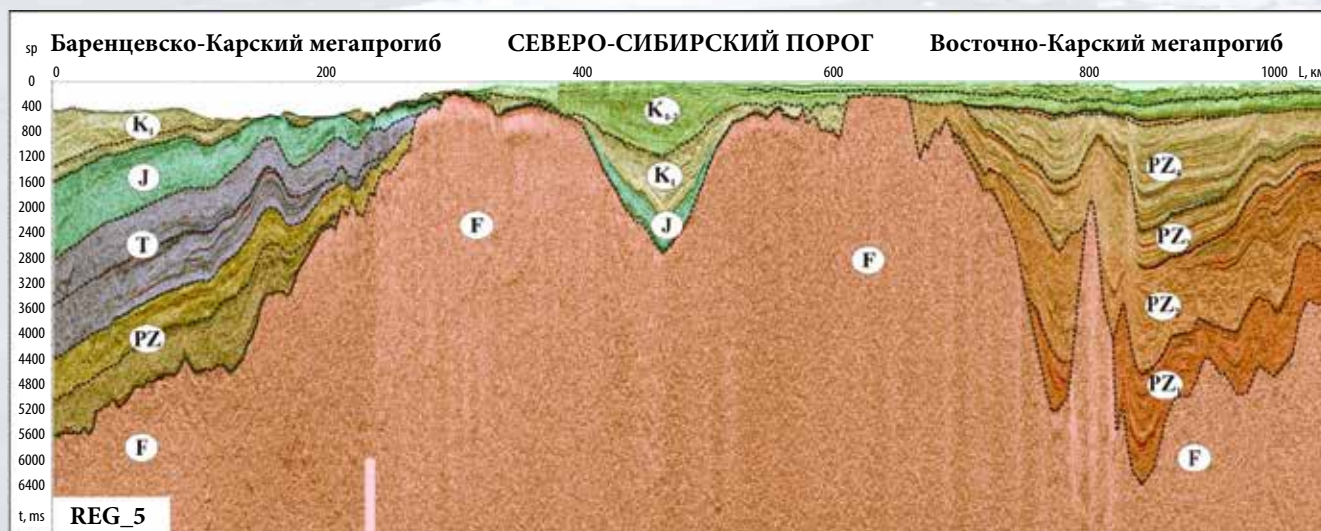
CM

достигает высота прилива в Карском море

В Арктическом секторе палеозойские отложения повсеместно залегают на больших глубинах и скважинами практически не изучены. Вследствие этого при стратификации сейсмогеологических комплексов, как правило используют данные по островам [5].

Сводный разрез архипелага Новая Земля включает полную последовательность палеозойских отложений от кембрия до перми включительно. Если оперировать средними толщинами осадков, слагающих различные комплексы, то при наличии в разрезе полной последовательности средняя мощность палеозойских отложений на архипелаге Новая Земля составит порядка 10000 м. На островах Северной Земли сводный разрез палеозойских отложений включает кембрийско-девонский интервал разреза, средняя толщина которого составляет порядка 8500 м. Учитывая, что в наиболее погруженных частях Северо-Карского бассейна оцененная по сейсмическим данным максимальная мощность палеозойских осадков составляет 13000 м, можно полагать, что в этих зонах получил развитие полный разрез палеозоя. В этом случае базальный сейсмокомплекс может быть условно датирован кембрием, а перекрывающие его сейсмокомплексы, соответственно, ордовиком-силуrom, девонем-карбоном и пермью.

РИС. 6. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_5 (Северо-Карская ПНГП).



Характер волновых полей на сейсмических разрезах позволяет сделать вывод о том, что в центральной части бассейна под эрозионную поверхность, перекрытую мезозоем, выходят наиболее молодые отложения, а по направлению к бортовым частям под мезозой выходят все более древние сейсмокомплексы (см. рис. 6). Таким образом, в разных частях бассейна в кровле палеозоя будут залегать разновозрастные толщи, вероятно, от ордовика до перми. Базальный комплекс, сложенный предположительно кембрийскими отложениями, развит только в контрастных депрессионных зонах и под эрозионную поверхность не выходит, а выклинивается на сопредельные выступы фундамента.

Анализ временных разрезов и результатов структурных построений позволяет сделать вывод о том, что с сейсмостратиграфических и структурно-тектонических позиций Северо-Карский бассейн представляет несомненный интерес в отношении нефтегазоносности. Здесь в отложениях различных осадочных комплексов выделяются антиклинальные, структурно-тектонические, структурно-стратиграфические, структурно-литологические, тектонически-экранированные ловушки. Результаты сейсмофациального анализа также позволяют связывать перспективы нефтегазоносности этого региона с рифогенными постройками и солянокупольными структурами [4].

ФАКТЫ

-1,8 °C

составляет температура верхних слоев Карского моря в зимние месяцы

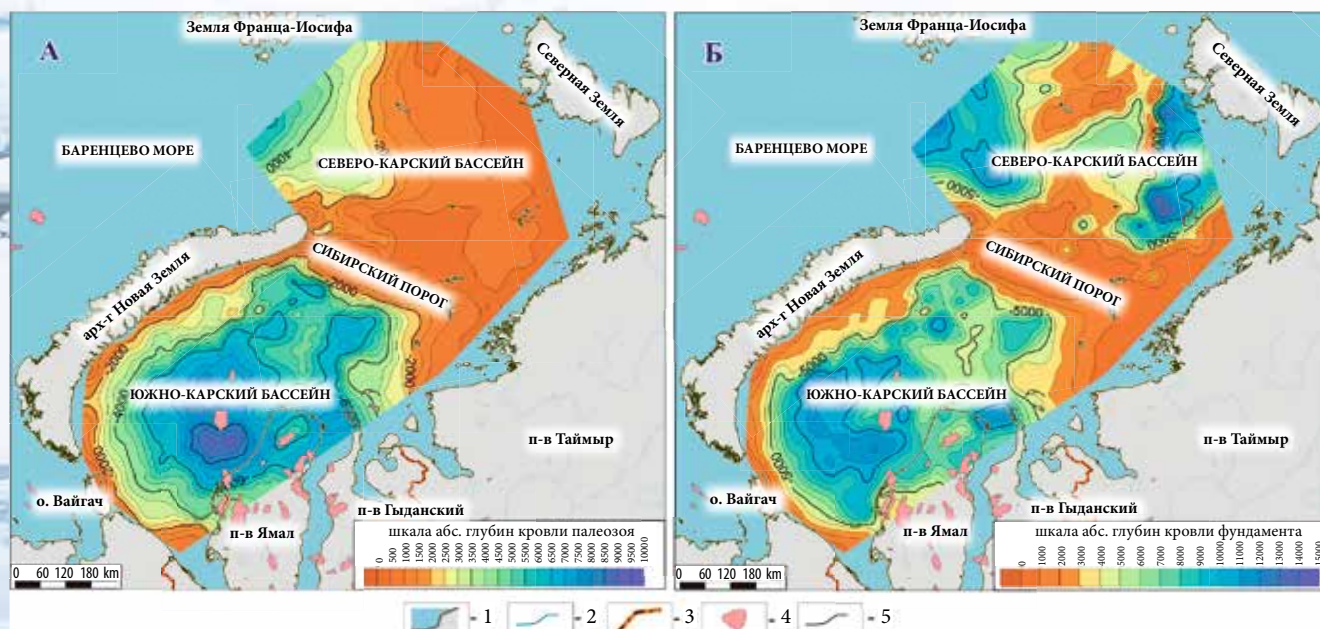
Структурно-тектоническая характеристика

В рамках проведенных исследований была выполнена комплексная интерпретация материалов сейморазведки МОГТ по Южно-Карской региональной депрессии и Северо-Карскому бассейну, и построены наборы структурных карт, в том числе, единые структурные по кровле палеозоя и подошве платформенных отложений – кровле фундамента (рис. 7). На временных разрезах кровля палеозоя, к которой приурочен отражающий горизонт А, отбивается вполне уверенно, корреляция кровли фундамента (горизонт F) осуществлялась по огибающей отражающих горизонтов, подчеркивающих платформенный облик осадков. Ниже этого горизонта на временных разрезах фиксируется хаотический рисунок сейсмической записи.

С использованием этих материалов на акваторию Карского моря также были построены карты толщин палеозойских и мезозойских отложений, а структурная карта по кровле фундамента послужила основой для построения схемы тектонического районирования акватории Карского моря (Южно-Карская НГО, Северо-Карская ПНГП).

РИС. 7. Структурные карты по ко кровлям палеозоя (А) и фундамента (Б).

1 – береговая линия; 2 – реки; 3 – административные границы; 4 – нефтегазовые месторождения; 5 – изогипсы.





Анализ структурных карт по кровлям палеозоя и фундамента показал, что в Южно-Карской региональной депрессии эти поверхности в значительной мере подобны. В западной части выделяется крупная депрессионная зона – Южно-Карская мегасинеклиза, на востоке – крупная вытянутая в широтном направлении полузамкнутая положительная структура – Северный мегавыступ, осложненный более мелкими замкнутыми поднятиями.

В Северо-Карском бассейне структурные планы кровли палеозоя и фундамента различаются кардинально. В этой части акватории в рельефе кровли палеозоя выделяется погружающаяся в северо-западном направлении моноклираль, практически не осложненная положительными и отрицательными структурами. Рельеф кровли фундамента, напротив, сильно расчленен и здесь выделяется серия крупных положительных и отрицательных структур.

Анализ карт толщин палеозойско-мезозойских платформенных отложений в целом, а также отдельно карт толщин палеозойских и мезозойских отложений показал, что в Южно-Карском и Северо-Карском осадочных бассейнах, площади которых составляют 410 000 км² и 335 000 км², объем осадочного выполнения составляет, соответственно, 2 300 000 км³ и 1 550 000 км³. При этом на долю палеозойских платформенных отложений в Южно-Карской НГО приходится 23 % осадков, в Северо-Карской ПНГО – 71 %.

Заключение

Анализ геолого-геофизических материалов по Карскому морю позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на то, что расположенные в акватории Южно-Карский и Северо-Карский осадочные бассейны имеют принципиально разное геологическое строение, они представляют несомненный интерес в отношении нефтегазоносности.

Нефтегазоносность Южно-Карской НГО доказана открытием месторождений Ленинградское, Русановское и Победа. В этой части акватории выделено 35 поднятий – потенциальных ловушек для залежей УВ, развит неоконский клиноформный комплекс, с которым в Западной Сибири связано более 80 % нефтяных залежей, и доказана нефтегазоносность верхней юры.

Анализ геолого-геофизических материалов по Северо-Карской ПНГО позволяет сделать вывод о том, что с сейсмостратиграфических и структурно-тектонических позиций этот регион также является одним из наиболее

ФАКТЫ

23 %

осадков приходится на долю палеозойских платформенных отложений в Южно-Карской НГО

перспективных на шельфе Российской Арктики. В этом бассейне:

- получил развитие мощный, до 14 000 м осадочный чехол;
- в структурных планах различных стратиграфических уровней выделяются крупные депрессии и поднятия, которые могут ассоциироваться с зонами нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции;
- в различных осадочных комплексах выделяются антиклинальные, структурно-тектонические, структурно-стратиграфические, структурно-литологические и тектонически-экранированные ловушки;
- в волновых сейсмических полях фиксируются сейсмofации, характерные для рифогенных построек и солянокупольных структур. ●

Работа выполнена в рамках проектов НИР ИНГГ СО РАН при финансовой поддержке РФФИ Ресурсы Арктики, проект 18-05-70105.

Литература

1. Долгунов К.А., Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Сапожников Б.Г. Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности северной части Баренцево-Карского региона // Геология нефти и газа. – 2011. – №6. – С. 70–83.
2. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Ершов С.В., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Шестакова Н.И. Сейсмостратиграфия, история формирования и газонасность структур Надым-Пурского междуречья // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, №8. – С. 1583–1595.
3. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 423–444.
4. Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Устрицкий В.И., Супруненко О.И., Винокуров И.Ю. Север Карского моря – высокоперспективная на нефть область Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2011. – №6. – С. 59–69.
5. Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. – 2011. – №6. – С. 99–115.
6. Супруненко О.И., Устрицкий В.И., Зуйков О.Н. Геолого-геофизическое районирование севера Баренцево-Карского шельфа по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 17–25.

KEYWORDS: *multilateral well, the Novoportovskoye field, the construction of wells, the project "Technical limit" net wells.*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

Нагревательные кабели «ССТЭнергомонтаж» для арктических проектов



УДК 621

РЕГИОНЫ СЕВЕРНЫХ ШИРОТ, КУДА ПЕРТЕКАЕТ АКТИВНОСТЬ КОМПАНИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, ПРЕДЛАГАЮТ НЕ ТОЛЬКО НЕСЧЕТНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ БОГАТСТВА, НО И БРОСАЮТ СЕРЬЕЗНЫЕ ВЫЗОВЫ ЧЕЛОВЕКУ И ТЕХНИКЕ. КРУГЛОГОДИЧНАЯ, БЕЗОТКАЗНАЯ РАБОТА ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НЕВОЗМОЖНА БЕЗ СИСТЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОГРЕВА. ВЫБИРАЯ НАДЕЖНЫЕ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ И БЕЗОПАСНЫЕ СИСТЕМЫ ОБОГРЕВА ВСЕ БОЛЬШЕ ВЕДУЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТДАЮТ ПРЕДПОЧТЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЮЩИМСЯ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМ КАБЕЛЯМ. ПРИ ЭТОМ, В НЫНЕШНЕЙ СИТУАЦИИ ВАЖНО ОБЕСПЕЧИТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ АВТОНОМНОСТЬ, НО ЕСТЬ ЛИ В НАШЕЙ СТРАНЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ, ЧЬЯ ПРОДУКЦИЯ ОБЛАДАЛА БЫ ВСЕМИ НЕОБХОДИМЫМИ КАЧЕСТВАМИ? ОБ ЭТОМ, А ТАКЖЕ О ТОМ, КАКИМИ ДОЛЖНЫ БЫТЬ НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ КАБЕЛИ РАССКАЗЫВАЕТ КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР ОДНОГО ИЗ ЛИДЕРОВ РЫНКА – КОМПАНИИ «ССТЭНЕРГОМОНТАЖ» – **АНТОН ЛЕОНИДОВИЧ ПОСТНИКОВ**.

THE NORTHERN REGIONS, WHERE ACTIVITY OF OIL AND GAS COMPANIES FLOWS, OFFER NOT ONLY UNTOLD HYDROCARBON WEALTH, BUT ALSO POSE SERIOUS CHALLENGES TO MAN AND TECHNOLOGY. YEAR-ROUND, TROUBLE-FREE OPERATION OF THE EQUIPMENT OF OIL AND GAS ENTERPRISES IS IMPOSSIBLE WITHOUT ELECTRIC HEATING SYSTEMS. WHEN CHOOSING RELIABLE, ENERGY-EFFICIENT AND SAFE HEATING SYSTEMS, MORE AND MORE LEADING ENTERPRISES PREFER SELF-REGULATING HEATING CABLES. AT THE SAME TIME, IN THE CURRENT SITUATION IT IS IMPORTANT TO ENSURE TECHNOLOGICAL AUTONOMY, BUT ARE THERE ANY MANUFACTURERS IN RUSSIA WHOSE PRODUCTS WOULD HAVE ALL THE NECESSARY QUALITIES? ANTON POSTNIKOV, COMMERCIAL DIRECTOR OF SST ENERGMONTAZH, ONE OF THE MARKET LEADERS, TELLS ABOUT THIS, AS WELL AS WHAT THE HEATING CABLES SHOULD BE.

Ключевые слова: нагревательные кабели, системы электрообогрева, саморегулирующиеся кабели, кабельная продукция, «ССТЭнергомонтаж», ГК «ССТ», электрообогрев, добыча в Арктике.



**Постников
Антон Леонидович,**
Коммерческий директор
«ССТЭнергомонтаж»
(входит в ГК «ССТ»)

— Группа компаний «Специальные системы и технологии» входит в тройку лидеров мировых производителей нагревательных кабелей и систем электрообогрева на их основе. Как удается сохранять лидерство, учитывая постоянно меняющуюся рыночную и политическую конъюнктуру?

— Сегодня Группа компаний «Специальные системы и технологии» является крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире производителей нагревательных кабелей и систем электрообогрева промышленного и бытового назначения.

Этого удалось достичь благодаря ряду факторов, первый среди которых, — это качество продукции, соответствующее международному уровню, а по некоторым показателям даже превосходящее

его. Мы работаем с крупнейшими европейскими сертификационными центрами, такими как VDE, DEKRA, Sira, TÜV, NANIO CCVE. Системы промышленного электрообогрева ГК «ССТ» сертифицированы на соответствие стандартам Международной Электротехнической комиссии для взрывоопасных сред (IEC Ex). Кроме того, производство аттестовано международными EPC-подрядчиками. Получены сертификаты взрывозащиты ATEX и VDE.

Также конкурентными преимуществами ГК «ССТ» являются полный производственный цикл и полный комплекс услуг.

Следует также сказать, что в современном мире, чтобы идти в ногу со временем, надо быть всегда на шаг впереди конкурентов. Держать планку в этом отношении нам помогает собственный R&D-центр. Благодаря



специалистам и ученым научно-исследовательского центра компания пополняет свою производственную линейку технологическими новинками и оперативно отвечает на самые привередливые запросы рынка. Мы разрабатываем и внедряем уникальные технологии, в частности, такие, как саморегулирующиеся кабели, системы на основе скин-эффекта, система обогрева скважин Stream Tracer™, система электрообогрева VeLL для трубопроводов длиной до 150 км с подачей питания из одной точки и другие.

Результатом этого стало второе место в глобальном рейтинге производителей нагревательных кабелей по версии независимого исследовательского центра QYResearch.

— С 2015 г. ГК «ССТ» является одним из исполнителей государственного Плана по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения. Скажите, что удалось сделать за три года в этом направлении?

— Мы продолжили участвовать в программах господдержки. Инвестпроект по расширению производства токопроводящих полимеров и саморегулирующихся кабелей ОКБ «Гамма» (производственная компания, входящая в ГК «ССТ») получил льготный займ от Фонда развития промышленности. В декабре прошлого года мы получили субсидию из федерального бюджета на производство пилотной партии нового вида продукции. А в мае 2018 г. Министерство промышленности и торговли выдало заключение о локализации технологий электрообогрева в России. Включение в официальный реестр российских производителей означает, что ГК «ССТ» —

единственный российский производитель систем обогрева на основе электрических нагревательных кабелей на территории Российской Федерации.

— Есть примеры успешного применения отечественных систем электрообогрева на объектах нефтегазового комплекса?

— Да, с момента своего создания, в 1991 году, ГК «ССТ» реализовала более 10 000 проектов. Промышленные системы обогрева трубопроводов и резервуаров ГК «ССТ» работают на объектах ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Татнефть», ОАО «АК «Транснефть», АК «АЛРОСА», Total и многих других компаний. Мы участвовали в крупнейших мега-проектах страны: МГП «Восточная Сибирь — Тихий океан», Ямбургское, Харьгинское, Бованенковское, Заполярное, Пякхинское месторождения, морские месторождения им. Ю. Корчагина и В. Филановского, Таманский перегрузочный комплекс, комплекс в Усть-Луге, Московский НПЗ, ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез. «Заполярье-Пурпе», «Куюмба-Тайшет», «Ямал СПГ» и другие.

В целом, отмечу, что ГК «ССТ» является единственным российским предприятием, обладающим технологиями производства ключевых для нефтегазовой индустрии продуктов — саморегулирующихся кабелей и скин-систем.

— Среди проектов компании много тех, что реализуются за полярным кругом. Какие решения для арктического региона предлагает ГК «ССТ»?

— Одной из серьезных проблем при добыче нефти является отложение тяжелых компонентов нефти на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, что затрудняет её добычу и транспортировку. Особенно активно этот процесс происходит при низких температурах. Чтобы избежать этого мы разработали гибкий самонесущий нагреватель для скважин с зонами повышенной и пониженной мощности, созданный для профилактики и ликвидации АСПО в трубе, который применяется в системе обогрева скважин Stream Tracer™.

Для освоения Арктики у нас есть и другие решения. В частности, к ним относятся высокотемпературные нагревательные кабели, устойчивые к коррозии и морскому климату, для шельфовых платформ, а также, специальные нагреватели для безопасности авиapolетов, противообледенительные системы для объектов инфраструктуры. Решения ГК «ССТ» также помогают предотвращать обледенение судового оборудования, обеспечивают бесперебойную работу систем пожаротушения, безопасное передвижение персонала на путях эвакуации судна, поддержание функционирования спасательного оборудования при температурах до -50°C .





Кроме того, работая в арктическом климате с вечномерзлыми почвами, технологическую температуру приходится поддерживать в любое время года.

Для этого мы предлагаем системы на основе саморегулирующихся и резистивных кабелей, а для межплощадочных и магистральных трубопроводов – индукционно-резистивную систему или систему на основе скин-эффекта.

Наши специалисты разработали резистивные системы по обогреву сверхдлинных трубопроводов длиной до 150 км с подачей питания из одной точки или без ограничений по длине с сопроводительной сетью (система Very Longline – VeLL). На сегодняшний момент это самая длинная система электрообогрева в мире.

Дело в том, что прямой обогрев трубопроводов позволяет замедлить или даже на время

прекратить отложение парафинов и образование гидратных пробок в морских трубопроводах в период низких объемов добычи.

— Каким образом?

— Активный обогрев трубопровода предусматривает поддержание нейтрального или позитивного температурного градиента по всей длине трубопровода. Кроме того, активный нагрев в элементах как добывающей, так и транспортной инфраструктуры месторождений позволит на порядок повысить экономическую привлекательность отдаленных залежей, увеличить эффективность доразработки зрелых месторождений, а также свести к минимуму потери транспортных мощностей и сократить общие производственные расходы. Не говоря уже о снижении техногенных рисков для окружающей среды.

— В чем еще заключается эффективность саморегулирующихся кабелей и скин-систем?

— Саморегулирующиеся нагревательные кабели можно по праву назвать «умными» изделиями. Специальная матрица





из токопроводящего полимера сама регулирует мощность тепловыделения в зависимости от изменений температуры окружающей среды. Таким образом, обогрев включается только тогда, когда это необходимо.

Индукционно-резистивная система (или система на основе скин-эффекта) – это единственное решение для обогрева протяженных трубопроводов длиной до 60 км с подачей питания из одной точки. Ее применение позволяет отказаться от сопроводительной сети, больших первоначальных вложений за счет низкой материалоемкости, а также она полностью электробезопасна. К преимуществам системы на основе скин-эффекта также относится высокая температура поддержания – до 200 °С.

— Ваши технологии можно назвать экологически эффективными?

— Наши технологии однозначно можно назвать энергоэффективными и повышающими экологическую безопасность добычи, транспортировки и хранения углеводородов.

Поддержание температуры в трубопроводе – вопрос экологической безопасности, а заодно и способ избежать больших финансовых потерь. В случае остановки перекачки нефти по каким-либо причинам, нефть начинает остывать, происходит увеличение ее вязкости. Если произойдет ее полное остывание, это грозит полным разрушением трубопровода. Можно построить резервуарный



парк, и сливать остывшую нефть туда, но это очень дорого. Еще вариант – сливать на рельеф, что недопустимо. Третий вариант – установить системы обогрева на основе нагревательных кабелей. Применение саморегулирующихся кабелей позволяет существенно снижать эксплуатационные расходы – кабель греет только тогда, когда это необходимо.

Система обогрева скважин Stream Tracer™ с уникальным скин-нагревателем снижает расход электроэнергии на 47 % по сравнению с обогревом резистивным кабелем. В этом году она получила награду за энергоэффективность ECO BEST AWARD в номинации «Инновация».

— Многие арктические проекты предполагают создание технологий под конкретный замысел. Готова ли ГК «ССТ» предлагать заказчикам индивидуальные решения?

— В ГК «ССТ» накоплен уникальный опыт проведения отраслевой экспертизы научно-технических проектов, сформирована одна из лучших в мире R&D-команд и создан собственный не имеющий аналогов в Российской Федерации лабораторно-испытательный комплекс.

Комплекс производственных подразделений, высокий технический потенциал и применение самых современных технологий позволяют создавать решения, не имеющие аналогов. ОКБ «Гамма», входящее в ГК «ССТ», разрабатывает технические решения по индивидуальным заказам, соответствующие высоким требованиям надежности, долговечности, электро- и пожаробезопасности.

— В каком направлении будете двигаться дальше в сфере разработки инновационных решений электрообогрева для арктического шельфа?

— Защита от образования АСПО – один из важных факторов обеспечения безопасной и бесперебойной транспортировки нефти и газа на арктическом шельфе. В этой связи мы уже начали разработку подводных решений электрообогрева, среди которых система VeLL, о которой я говорил выше. Именно в этом направлении мы и будем дальше работать. ●



KEYWORDS: heating cables, electric heating systems, self-regulating heating cables, cable products, SST Energomontazh, SST Group, electric heating, production in the Arctic

MADE IN RUSSIA

ЕДИНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА СУДОВОГО КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ КАК ИНСТРУМЕНТ РАЗВИТИЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ И ИЗМЕНЕНИЯ МИРОВОЙ КОНЪЮНКТУРЫ РЫНКА ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ СТАНОВИТСЯ ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ СТРАНЫ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ ПРЕДПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫЙ НА ЗАЩИТУ ВНУТРЕННЕГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ ПУТЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ИМПОРТИРУЕМЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТОВАРОВ ТОВАРАМИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА. ОСНОВНЫМИ ЦЕЛЯМИ РАЗВИТИЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ГОСУДАРСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И ДОСТИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ В КРИТИЧЕСКИХ ОБЛАСТЯХ. ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ?

IN THE MODERN CONDITIONS OF ECONOMIC DEVELOPMENT AND WORLD MARKET CONJUNCTURE, IMPORT SUBSTITUTION BECOMES ONE OF THE MOST IMPORTANT ELEMENT OF THE COUNTRY ECONOMIC POLICY AND PRODUCTION POLICY OF ENTERPRISES DIRECTED TOWARDS THE INTERNAL MANUFACTURER PROTECTION BY MEANS OF IMPORTED INDUSTRIAL GOODS SUBSTITUTION WITH GOODS OF DOMESTIC MANUFACTURE. THE MAIN GOAL OF IMPORT SUBSTITUTION IS PROVIDING RUSSIAN FEDERATION NATIONAL AND STATE SECURITY AND ACHIEVING TECHNOLOGICAL INDEPENDENCE IN THE CRITICAL AREAS. WHAT DO RUSSIAN MANUFACTURERS OFFER FOR BRINGING IN LIFE THE IMPORT SUBSTITUTION PROGRAM IN THE DEVELOPMENT OF CONTINENTAL SHELF RESERVES?

Ключевые слова: добыча на шельфе, Арктика, судовое комплектующее оборудование, электронная централизованная система, импортозамещение.

**Ханычев
Виталий,**
генеральный директор
АО «ЦНИИ «Курс», к.т.н.,

**Стоянов
Дмитрий,**
заместитель генерального
директора по гражданской
морской технике
АО «ЦНИИ «Курс»,

**Петросян
Шушанна,**
специалист отдела систем
океанотехники АО «ЦНИИ «Курс»,
аспирант МАИ

Импортозамещение ставит перед собой определенные задачи, направленные на придание отечественной экономике высоких конкурентоспособных свойств; повышение качества отечественной экономики в вопросе производства товаров для международного рынка по мировым стандартам; защиту и развитие отечественных производителей, повышение производственного и инновационного потенциала предприятий. Поэтому стратегия импортозамещения, с одной стороны, рассматривается как политика «догоняющего развития», основанная на протекционизме, с другой – отказ от импортных продуктов за счет развития национальной высокотехнологичной наукоемкой продукции.

Если рассмотреть возможность развития импортозамещения в судостроительной промышленности, то можно отметить, что данная отрасль обладает существенными ресурсами для достижения намеченных целей по объему и структуре производства продукции при одновременном снижении потребления импортных товаров.

В настоящее время наблюдается поступательный рост отечественной грузовой базы, влияющий на подъем судостроительной отрасли в целом. Так в период с 2010 по 2017 годы на российских верфях построены 858 судов и объектов морской техники, на стадии строительства находятся 156 судов. Выручка промышленных предприятий



отрасли имеет положительную динамику, к 2017 году она выросла более чем в 2 раза относительно показателей 2013 года.

Перспективный внутренний рынок продукции гражданского судостроения включает морские суда для обновления транспортного и рыбопромыслового флота страны, морскую технику для изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России, морские паромы, буксиры, суда-спасатели, принципиально новые крупнотоннажные суда усиленного ледового класса – балкеры, танкеры и газовозы, а также научно-исследовательские суда.

В качестве одного из приоритетных направлений развития судостроительной промышленности на ближайшее время Правительством Российской Федерации обозначено создание судов и технических плавсредств для освоения месторождений нефти и газа на арктическом шельфе. Понимая всю важность формирования такой инфраструктуры, нефтедобывающие компании ведут активную работу по созданию широкой номенклатуры морской техники различного назначения. Судостроительные комплексы уже выпускают и планируют наращивать производство судов высокого ледового класса и элементов морских платформ для нужд Арктики.

Очевидно, что вся эта морская техника нуждается в современных и качественных комплектующих изделиях, и особо актуальным сейчас является вопрос замены

импортного оборудования на отечественное. Поэтому задача системного импортозамещения судового комплектующего оборудования (СКО) и необходимость вовлечения все большего числа отечественных предприятий в процесс производства судов и СКО становится особенно актуальной.

Однако ситуация в коммерческом судостроении по-прежнему такова, что объем импортных комплектующих в составе проекта может составлять до 70%. К примеру, отечественные предприятия пока не освоили производство главных двигателей для крупнотоннажных судов, дизель-генераторов большой мощности, радионавигационного оборудования, аварийно-спасательного оборудования и других комплектующих, которые по качеству, цене и срокам изготовления могли бы конкурировать с импортными аналогами.

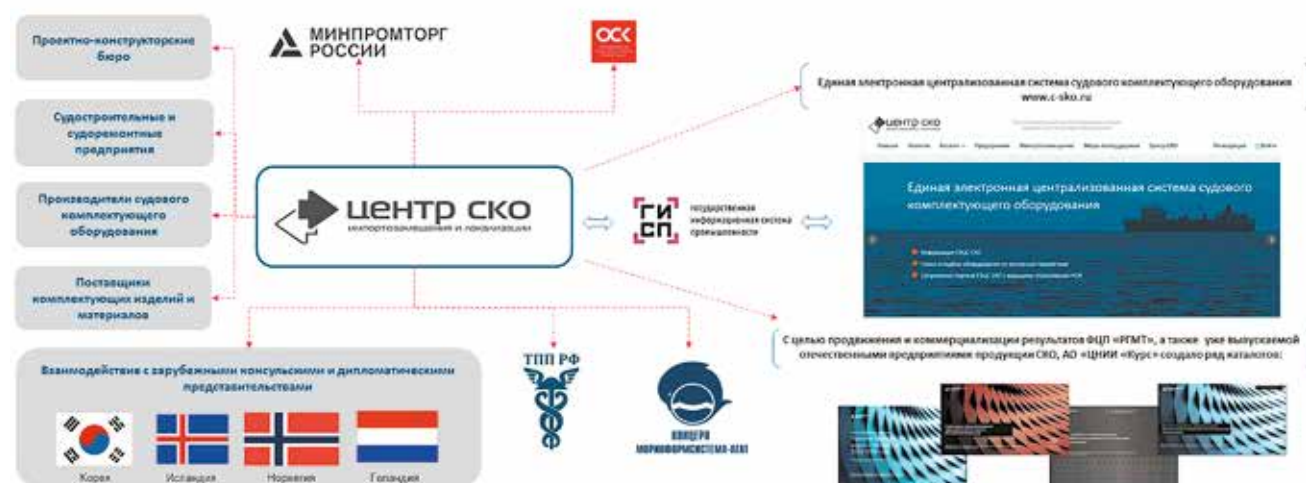
Сложность решения проблем импортозамещения заключается в отсутствии необходимой производственной базы и опыта, который был утрачен ввиду использования устаревших технологий. Но в то же время в судостроительной промышленности имеются реальные резервы, использование которых ограничено отраслевой разобщенностью и отсутствием единой информационной базы о конкурентоспособной продукции отечественного производства. Важно отметить, что для эффективного развития импортозамещения СКО и создания

его новых перспективных образцов, необходимо обладать всей полной информацией о технических характеристиках и функциональных преимуществах существующих возможностях отечественных предприятий.

В целях реализации пункта 2 приказа Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 марта 2015 г. № 661 «Об утверждении отраслевых планов мероприятий по импортозамещению в судостроительной отрасли Российской Федерации», а также при поддержке Департамента судостроения и морской техники Минпромторга России и лично заместителя Министра промышленности и торговли Российской Федерации О. Н. Рязанцева, который курирует данное направление в судостроительной промышленности, на базе АО «ЦНИИ «Курс» образован и функционирует Центр импортозамещения и локализации СКО (Центр СКО), который является своего рода интегратором судостроительной отрасли, объединяющий на своей площадке основных специалистов и экспертов в этой области.

Для обеспечения конкурентных преимуществ, поддержки и защиты интересов отечественных предприятий на внутреннем рынке, а также развития их производственного потенциала и повышения доли высокотехнологичной наукоёмкой продукции в общем объёме производства, сегодня требуется комплексная

РИС. 1. Структура Центра СКО и информационного обеспечения деятельности предприятий



система мер поддержки промышленных предприятий, предусматривающая использование экономических, организационных, финансовых и информационно-консультационных инструментов. Поэтому одной из ключевых задач Центра СКО является: разработка предложений по повышению конкурентоспособности и качества судовых комплектующих изделий, направленных на снижение зависимости от поставок продукции иностранного производства, аналитическое обеспечение предприятий судостроительной отрасли и создание единой электронной централизованной системы судового комплектующего оборудования (ЕЭЦС СКО), которая будет содержать информацию об отечественных производителях и технических характеристиках продукции, мерах государственной поддержки предприятий отрасли, потребностях внутреннего рынка в гражданских судах и морской технике на период до 2035 года наиболее востребованных и критических позициях СКО. Зарегистрированные пользователи ЕЭЦС СКО смогут определить круг потенциальных партнеров, получить аналитические данные по оптимальным направлениям развития производства и регионам

для организации совместных предприятий или локализации производства. Также на сайте доступны такие сервисы, как личный кабинет пользователя, отраслевой форум, поиск по параметрам и подбор аналогов оборудования. К настоящему времени запущен интернет-портал www.c-sko.ru в тестовом режиме, его полная версия начнет работу в конце 2018 года.

Создание такой информационной системы является важнейшим условием развития отечественной промышленности, т.к. одной из первичных проблем для производственно-экономического развития предприятий является именно отсутствие информации о текущем и перспективном рынках, мерах государственной поддержки, надёжности контрагента и т.д. Иными словами, промышленным предприятиям требуется информационное обеспечение для правильного выстраивания своей стратегии и как следствие развитие производственного потенциала.

Вместе с тем, такой открытый информационный ресурс обеспечит предприятиям не только новые каналы сбыта продукции, укрепления межотраслевой кооперации, налаживания

профессиональных контактов и стратегического сотрудничества между компаниями, но и позволит сократить сроки выхода продукта на рынок.

Так, согласно аналитическим данным Центра СКО для освоения шельфа будет расти спрос на буровые суда, а также буровые и добывающие платформы, потребуются тысячи единиц специализированного технологического оборудования – насосы, компрессоры, электрогенераторы, мощные приводы, подводные роботизированные комплексы и проч. И здесь можно смело говорить, что отечественные предприятия готовы и способны адаптироваться к изменениям конъюнктуры рынка для разработки новых технологий в области судостроения и в том числе для разработки морских нефтегазодобывающих комплексов, оборудования и оказания инжиниринговых услуги для освоения континентального шельфа.

Также в целях расширения функциональных возможностей ЕЭЦС СКО запланирована интеграция портала с Государственной информационной





системой промышленности Минпромторга России и существующими отраслевыми системами управления нормативно-справочной информацией (в том числе с НСИ ОСК) в части обмена данными, что позволит расширить группу профессиональных пользователей: службы закупок судостроительных и судоремонтных предприятий, проектные организации, судовладельцы, поставщики и производители комплектующих изделий и материалов.

Особенно актуальной является работа специалистов Центра СКО по определению критических позиций и разработке вариантов развития импортозамещения наиболее востребованной номенклатуры СКО. По результатам исследования существующего рынка гражданского судостроения, а также детального анализа спецификаций проектов судов и объектов морской техники, включенных в «Сводный перспективный план потребности в гражданских судах и морской технике на период до 2035 года» Минпромторга России формируется обобщенный перечень критических позиций СКО, который будет в наибольшей степени востребован

рынком как в количественном, так и стоимостном выражении и подлежит первоочередному импортозамещению. Для этих критических позиций будут определены оптимальные критерии ухода от импортозависимости, такие как:

- 1) Доработка и модернизация имеющихся образцов СКО до конкурентоспособного уровня.
- 2) Внедрение существующего научно-технического задела, выполненного в рамках профильных государственных программ.
- 3) Трансфер аналогов СКО двойного назначения в гражданское судостроение.
- 4) Формирование новых НИОКР и их выполнение в рамках профильных государственных программ.
- 5) Локализация производства иностранных компаний на территории Российской Федерации.
- 6) Применение инструментов тарифно-таможенного регулирования (повышение или снижение ввозных таможенных пошлин на иностранные аналоги).

Полученные результаты будут обобщены и сформулированы в виде рекомендаций Минпромторгу России для формирования актуальных мероприятий по реализации плана импортозамещения.

В заключение хотелось бы отметить, что в современных условиях совершенствования судостроительных технологий не рационально без импортозамещения, которое является особым инструментом реализации стратегии развития промышленности посредством повышения научного и технологического, производственного потенциала предприятий. А для этого необходим комплексный подход предполагающий сотрудничество и тесное взаимодействие государства, представителей отечественного и иностранного бизнес-сообществ, научно-исследовательских институтов, что в дальнейшем позволит выстроить оптимальную стратегию развития судостроительной отрасли. ●

KEYWORDS: *the production on the continental shelf, the Arctic, marine hardware, electronic centralized system, import substitution.*

ПАНХ
Научно-производственная компания
Образована в 1964 году

Опыт оказания услуг
по обслуживанию морских судов,
буровых платформ
и медицинской эвакуации
более 20 лет.

PANH Helicopters

EC-135

KA-32

AW-189

МИ-8

www.panh.ru

350000, г. Краснодар,
ул. Кирова, д. 138
Тел.: (861) 255-69-75;
E-mail: panh@panh.ru

ГЛОБАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ: экспертный мониторинг факельных газов и ПНГ

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧАСТО ВОЗНИКАЕТ РЯД ТРУДНОСТЕЙ, СВЯЗАННЫХ С УЧЕТОМ СБРАСЫВАЕМЫХ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ В СВЯЗИ С СОСТАВОМ И ФИЗИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ. СРЕДИ НИХ – СРЫВ И НЕУСТОЙЧИВОЕ ГОРЕНИЕ ПЛАМЕНИ ИЗ-ЗА НИЗКИХ СКОРОСТЕЙ ГАЗА НА ОГОЛОВКЕ ФАКЕЛА ПРИ СЖИГАНИИ ПНГ, ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ИЗ-ЗА ВЫДЕЛЕНИЯ НЕГОРЮЧИХ СОЕДИНЕНИЙ, ЗАЛПОВЫЙ СБРОС, ГДЕ СКОРОСТЬ ВЫРАСТАЕТ ДО 120 м/с, И ТАК ДАЛЕЕ. РЕШИТЬ ЭТИ ПРОБЛЕМЫ ПОМОГАЕТ СТРОГИЙ КОНТРОЛЬ ВЫБРОСОВ ФАКЕЛЬНОГО ГАЗА И ПНГ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ПОМОЩЬЮ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАПРИМЕР, УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ FLUENTA, ИМЕЮЩИХ ШИРОКИЙ ДИНАМИЧЕСКИЙ ДИАПАЗОН 4000:1, ПОСТАВЛЯЕМЫХ НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК КОМПАНИЕЙ «НИКА-МС». В ЧЕМ ПРЕИМУЩЕСТВА ДАННОЙ ПРОДУКЦИИ?

УДК 504.064

WHEN EXPLOITING THE OIL FIELDS, A RANGE OF DIFFICULTIES RELATED TO THE COMPOSITION AND PHYSICAL PROPERTIES OF VENT FLARE GASES APPEAR. THERE ARE BLOWOUT OF FLAME AND UNSTABLE FLAME BURNING ON THE FLARE TIP AMONG THEM WHEN BURNING DOWN OIL-DISSOLVED GAS CONTAINING MUCH NITROGEN; ENVIRONMENT POLLUTION DUE TO NON-COMBUSTIBLES DISCHARGE ETC. STRICT CONTROL OF FLARE GAS DISCHARGE AND OIL-DISSOLVED GAS, USING HIGH-TECH EQUIPMENT AS WELL, FOR EXAMPLE FLUENTA ULTRASONIC MEASURING CONVERTERS MARKETING IN RUSSIA BY NIKA-MS COMPANY, HELP SOLVING THOSE PROBLEMS. WHAT ARE THE ADVANTAGES OF THOSE PRODUCTS?

Ключевые слова: факельные газы, контроль выбросов, ПНГ, ультразвуковые расходомеры, FLUENTA, НИКА-МС, мониторинг, регулирование, оборудование.

Анастасия Никитина

Мониторинг факельного газа является критическим аспектом управления безопасностью и рентабельностью в нефтегазовой отрасли. Именно он обеспечивает основу, по которой нефтяные компании платят налоги, и именно поэтому глобальное регулирование факельных выбросов с каждым годом становится все более существенным.

Это вполне логично, особенно если судить с точки зрения нефтегазовых компаний, которым точное измерение количества факельного газа, подлежащего налогообложению и попадающего под действие строгих норм, приносит разные преимущества, в т.ч. уменьшение налога на выбросы и дополнительную защиту от штрафных санкций в случае утечек или залповых выбросов газа. Кроме того, точные данные о количестве сжигаемого в факеле или выпускаемого газа



позволяют компаниям снизить сам объем выбросов, получить дополнительный источник прибыли от продажи газа или использовать его на объекте повторно.

Еще один важный момент – такие данные позволяют проверять наличие несоответствий расчетному балансу масс, таким образом указывая на наличие потенциальных утечек до того, как они начнут представлять угрозу для здоровья и безопасности персонала нефтегазовых объектов.

Таким образом, измерение расходов факельных газов преследует решение следующих основных задач:

- контроль за состоянием окружающей среды;
- контроль балансов потребления энергоресурсов и повышение энергоэффективности производства;
- контроль за утечками оборудования и повышение качества регламентных работ.

Рабочие условия, определяющие интенсивность выбросов газов в силу технологических особенностей получения и переработки газов, утечки, вызванные износом оборудования или отклонением рабочих параметров, залповые выбросы газа, вызываемые совпадением во времени пиковых нагрузок отдельных технологических установок – все это в конечном счете определяет спектр задач, связанных с измерением расходов факельных газов, а также спектр средств измерения, удовлетворяющих достаточно разнообразным условиям.

На сегодняшний день наиболее оптимальным решением являются ультразвуковые измерения, поскольку на них не влияет состав или чистота газового потока. Ультразвуковые счетчики являются единственными устройствами, которые дают результаты высокой точности при их применении в факельных системах. В то время как типовыми нормами предусмотрена точность 5 %, только ультразвуковые технологии обладают потенциалом, позволяющим удовлетворять более строгим требованиям. FLUENTA FGM-160 позволяет снизить погрешность измерения на факеле до 1 %, что выгодно выделяет ее из ряда применяемого оборудования, такого как SICK и GE.

Лидером в области мониторинга расхода, измерений и зондирования с использованием ультразвуковой технологии является норвежская компания Fluenta, завоевавшая доверие нефтегазового рынка благодаря исключительному качеству производимого оборудования, в т.ч. способного точно измерить расход факельного газа при температурах от -200°C до $+250^{\circ}\text{C}$ и при 100 % содержании метана в окружающей среде.

Компания Fluenta предлагает широкий ассортимент ультразвуковых измерительных преобразователей, охватывающий широкий диапазон температурных условий, что позволяет проводить точные измерения расхода газа даже в самых сложных промышленных условиях.

Так, расходомеры FGM160 способны измерять расход факельного газа в широком диапазоне скоростей потока: сочетание двух типов сигнала (переменного с линейной частотной

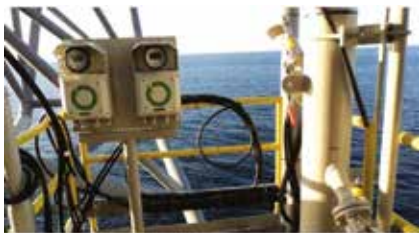
модуляцией и непрерывного синусоидального) увеличивает точность и стабильность показаний счетчика, предотвращая потерю сигнала при высокой и низкой скорости. Точность и надежность этой уникальной технологии обработки сигналов была подтверждена компанией CEESI и лабораторией VSL.

Поскольку датчики Fluenta не являются погружными и не обладают подвижными частями, им требуется минимальное обслуживание и обеспечение. К тому же для установки или обслуживания ультразвукового счетчика нет необходимости производить остановку оборудования. Это сохраняет низкий уровень расходов в течение всего срока службы, что увеличивает прибыль от капиталовложений. Данные расходомеры представляют из себя надежные средства измерений, соответствующие всем требованиям российского законодательства.

Еще один немаловажный фактор – простота монтажа. Измерительные системы компании Fluenta состоят из пары преобразователей, которые могут устанавливаться в факельную линию с использованием измерительного участка, либо с использованием горячего или холодного способа подключения. Измерительные преобразователи устанавливаются в боковые фланцы, оснащенные шаровыми клапанами, поэтому их можно установить или извлечь, в то время как факельная линия находится в работе.

Не требуется никаких кондиционирующих пластин или других вставок в трубопровод, при этом для всех измерительных преобразователей компании Fluenta необходимо только наличие прямого трубопровода, длина которого составляет 10 диаметров трубы перед измерительными преобразователями и 5 диаметров вниз по потоку. Полевой компьютер компании Fluenta может устанавливаться на расстоянии до 50 м от измерительных преобразователей, что обеспечивает простоту, компактность и гибкость установки и размещения.





Измерительные преобразователи компании Fluenta не вмешиваются в сам технологический процесс, а это означает, что они менее подвержены скоплению грязи и коррозии, которые могут ухудшить точность измерений, при этом измерительные преобразователи не влияют на поток газа.

Системы Fluenta измеряют расход по всему диаметру трубопровода. Это позволяет получить наиболее точный замер расхода газа с помощью одной пары измерительных преобразователей. Аналогичные системы, где необходимо бороться с поглощением сигналов в сложных газовых смесях, имеют очень короткие расстояния между измерительными преобразователями, что ухудшает точность.

Преобразователи Fluenta используют широкополосную передачу и зондирование, т.е. они не ограничены одной частотой. Использование нескольких частот очень важно в газовых смесях, которые поглощают ультразвук главным образом в тех, что имеют высокую концентрацию метана и CO₂. Специализированное программное обеспечение компании UFM Manager, имеющее понятный интерфейс

и работающее с любого устройства на операционной системе Windows, позволяет настраивать частоты на такие диапазоны, где ультразвуковые сигналы становятся более четкими.

Кроме того, программа UFM Manager позволяет пользователю задавать предельные значения срабатывания аварийной сигнализации (для таких параметров, как скорость звука, скорость потока, температура и давление), а также создавать графики сигналов с линейной ЧМ, непрерывных ультразвуковых сигналов и корреляционного преобразования.

Преимущества продукции Fluenta уже успели по достоинству оценить в России: с 2009 года компания «Сахалин Энерджи» успешно использует расходомеры факельного газа Fluenta FGM 160, установленные на морских добывающих платформах, а также на береговых производственных объектах компании. Также с 2011 года оборудование FLUENTA успешно эксплуатируется на «СИБУР Полимер» и предприятиях Казахстана. В 2018 году будет произведена установка нескольких систем на строящемся предприятии СИБУРА – ЗапСиб-2.

С 2017 года на территории России и Казахстана компанию Fluenta представляет компания «НИКА-МС», специализирующаяся на поставках контрольно-измерительных и электротехнических приборов и оборудования различного назначения на предприятия ТЭК. ●

KEYWORDS: *flare gases, emission control, APG, ultrasonic flow meters, FLUENTA, NIKA-MS, monitoring, regulation, equipment.*



Контакты:

606002, г. Дзержинск,
ул. Красноармейская, 19А, помещение 20

Тел: +7 (831) 211-90-07

e-mail: info@nika-mc.ru;

e-mail: sales@nika-mc.ru



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–5 декабря

XIII Международная конференция

«Управление проектами 2018»

Москва,
DoubleTree by Hilton Moscow

ДЕКАБРЬ

П	3	10	17	24/31
В	4	11	18	25
С	5	12	19	26
Ч	6	13	20	27
П	7	14	21	28
С	8	15	22	29
В	9	16	23	30
1	2			

4–5 декабря

5-я ежегодная конференция

«Нефтепереработка и нефтехимия Каспия и Центральной Азии»

Алматы

6–7 декабря

IX международная конференция

«Рынок СУГ России-2018»

Санкт-Петербург, CORINTHIA
Hotel St Petersburg, Невский
проспект, д.57

5 декабря

XIII ежегодная конференция

«Подряды на нефтегазовом шельфе» (Нефтегазшельф-2018)

Москва, Отель InterContinental Moscow Tverskaya

Безотказная добыча

Надежда
Куприянова,
журналист

ОСНОВНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА В РОССИИ РАСПОЛОЖЕНЫ В РАЙОНАХ СО СЛОЖНЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ, ВДАЛИ ОТ ТРАНСПОРТНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ. ТОЛЬКО ЗА ПОЛЯРНЫМ КРУГОМ ОТКРЫТО 400 МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОТОРЫЕ ХРАНЯТ 80 % ВСЕЙ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТИ. ПОЭТОМУ ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРАНСПОРТ И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ПРИХОДИТСЯ ЭКСПЛУАТИРОВАТЬ В ДЕЙСТВИТЕЛЬНО СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ. КАК РЕШАЮТ ЭТУ ЗАДАЧУ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

THE MAIN OIL AND GAS RESOURCES IN RUSSIA ARE LOCATED IN THE AREAS WITH HARSH CLIMATIC CONDITIONS DISTANT FROM TRANSPORT AND ENERGY INFRASTRUCTURE. ONLY BEYOND THE POLAR CIRCLE 400 RESERVOIRS WHICH CONTAIN 80% OF ALL THE ARCTIC OIL, HAVE BEEN DISCOVERED. THAT'S WHY THEY ARE FORCED TO EXPLOIT OILFIELD TRANSPORT AND BASIC EQUIPMENT FOR OIL-AND-GAS UPSTREAM UNDER REALLY SEVERE CONDITIONS. HOW DO RUSSIAN DEVELOPERS SOLVE THIS PROBLEM?

Ключевые слова: суперконденсаторы, источники бесперебойного питания, просадка напряжения.

Для обеспечения эффективной и безотказной работы промышленного оборудования электрическая мощность должна быть достаточной для его работы во всех режимах эксплуатации. Однако зачастую подключение к централизованным сетям либо невозможно, либо просто экономически невыгодно. Проблема решается строительством собственных генерирующих мощностей. Для этого в основном используются дизельные генераторы. Однако доставка топлива в удалённые районы – затратный и трудоёмкий процесс. Лишь в последнее время нефтегазовые компании начали устанавливать на месторождениях газопоршневые или газотурбинные агрегаты, работающие на попутном газе.

Но вне зависимости от источника электроэнергии основная проблема остаётся не решённой: пиковое

потребление может превышать среднее в несколько раз. В результате установленная на месторождении мощность существенно превышает реальную потребность. И даже это не гарантирует стабильной добычи.

Работа буровых установок в неоднородных геологических слоях – одна из частых причин просадок напряжения на месторождениях. При встрече бура с труднопроходимым участком происходит внезапный наброс мощности, подобное случается несколько десятков раз в день. Дизель-генераторы, как правило, компенсируют возросшее потребление в течение 3–5 секунд. А вот у газопоршневых или газотурбинных установок подобной манёвренности нет. На набор мощности им требуется больше





времени, до 10 секунд. Просадка напряжения даже на 10 % выводит добывающее оборудование в неоптимальный режим работы, что может стать причиной поломки или аварийной ситуации.

В мире эту проблему решают с помощью систем управления качеством энергоснабжения на основе источников бесперебойного питания (ИБП). Как правило, ИБП включают в себя накопитель энергии на основе традиционных свинцовых батарей либо литий-ионных аккумуляторов.

Но существует сложность: оба вида таких накопителей крайне чувствительны к пиковым нагрузкам. Из-за этого батарейные блоки ИБП обладают избыточной энергоёмкостью – нагрузка распределяется на большое количество аккумуляторов. Только так производители ИБП могут обеспечить щадящий режим эксплуатации аккумуляторов, а значит, и приемлемый срок службы.

Кроме того, при работе или хранении в условиях низких температур свинцовые и литий-ионные аккумуляторы теряют ёмкость и другие эксплуатационные качества. Поэтому они требуют термостатированного помещения. Например, для стабильной работы свинцовых аккумуляторов требуется температура в +20–+30 °С, литий-ионных – не ниже +10–+15 °С.

В условиях развитой инфраструктуры это может быть не критичным. Но на месторождении установка и эксплуатация таких накопителей становится дорогостоящим мероприятием. Более того, при консервации добывающего объекта их необходимо вывезти либо организовать условия для хранения.

Однако сегодня существует решение, которое избавлено от описанных выше проблем. Речь идёт об ионисторах или суперконденсаторах. Они работают в широком диапазоне температур (от +40 °С до –40 °С), обладают огромным ресурсом, а главное – способны моментально отдавать ток большой мощности. Суперконденсатор имеет кратно меньшую, чем у батарей, энергоёмкость. Зато плотность мощности у такого накопителя

крайне высока. Поэтому суперконденсатор обладает максимальным КПД при работе с пиковыми нагрузками.

Огромная мощность суперконденсаторов позволяет значительно снизить размер установки. Кроме того, стойкость таких накопителей к низким температурам разрешает устанавливать их на открытых площадках (при исполнении в герметичном корпусе) и не эвакуировать при консервации месторождения.

«Суперконденсаторы – это новая технология, которая заняла прочные позиции в автомобилестроении и энергетике. Например, они применяются для балансировки сетей или пуска двигателей внутреннего сгорания. Абсолютно логично применить эту же технологию и в промышленной энергетике. Если в закупке стоимость такого решения превышает стоимость аналогов на обычных батареях, то на жизненном цикле суперконденсаторы выглядят намного более предпочтительнее. В наших климатических условиях реальный срок эксплуатации самых современных литий-ионных батарей не превысит 3–5 лет – это показала практика. Суперконденсатор способен работать с максимальным КПД до 10 лет», – рассказывает генеральный директор компании «ТЭМП» Сергей Курилов.

В основе суперконденсаторов ТЭМП – исследования лаборатории «Накопители электрической энергии» НИТУ «МИСиС». Российские ученые разработали для ТЭМП технологии изготовления эффективного катодного материала и морозоустойчивого электролита. Поэтому накопители компании работают до –65 °С и имеют высокое рабочее напряжение на одном элементе – до 3 В. Суперконденсаторы ТЭМП не нуждаются в обслуживании и обладают ресурсом около 1 млн циклов заряда-разряда. Это в 200 раз больше, чем у современных литий-ионных батарей. ИБП на суперконденсаторах ТЭМП меньше, проще и надёжнее традиционных решений. В горизонте жизненного цикла они значительно опережают аналоги по совокупной стоимости покупки и эксплуатации.

Запуск двигателя в любых условиях

Качества суперконденсаторов делают их идеальным накопителем не только для компенсации просадок напряжения. Подобный источник тока – надёжный вариант для запуска тяжёлых двигателей в суровых условиях Севера.

По словам специалистов ТЭМП, зачастую при температурах ниже –20 °С заряда штатных аккумуляторов тяжёлой техники достаточно только на предпусковой обогрев. Для запуска двигателя энергии уже не хватает.

«В подобных условиях тяжёлую технику просто не глушат, – говорит Сергей Курилов. Это увеличивает расход топлива, масла, без нужды сжигает ресурс. Наши портативные пусковые модули на базе суперконденсаторов гарантированно запускают даже самые мощные двигатели. На моей памяти было только два случая, когда запуск не удался: это был трактор К-700 в –37 °С и внедорожник УАЗ в –44 °С. Правда в «семисотом» не было дизеля, а в уазике – стартера!»

Суперконденсатор даёт возможность оптимизировать эксплуатацию самой разной техники – от локомотива до кукурузника. Например, уже сегодня они экономят топливо на железных дорогах страны, т. к. позволяют без последствий глушить дизельные тепловозы даже при низких температурах (т. е. ниже +15 °С). Испытания на вертолётках Ми-2 и Ми-8 подтвердили – такие устройства легко запускают даже самые тяжёлые двигатели.

Такой накопитель заряжается быстрее аккумуляторного, т. к. соотношение мощности и ёмкости у него более оптимальное. Кроме того, он не чувствителен к низкой температуре. В результате техника всегда готова к запуску, даже в самых суровых условиях российского Севера. ●

KEYWORDS: *supercapacitors, uninterruptible power supplies, voltage drawdown.*



Максим Свиридов: подход «от потребностей»

СУДОСТРОИТЕЛЯМ ХОРОШО ИЗВЕСТЕН ОДИН ИЗ КРУПНЕЙШИХ В СТРАНЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ – КОНЦЕРН РУСЭЛПРОМ. ЗДЕСЬ СУДОСТРОЕНИЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ. О ТОМ, КАК ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ, И В КАКИХ ПРОЕКТАХ УЧАСТВУЕТ КОМПАНИЯ СЕГОДНЯ, МЫ ПОГОВОРИЛИ С ГЛАВОЙ ДИРЕКЦИИ ПО СУДОВОЙ ЭЛЕКТРОМЕХАНИКЕ ООО «ТД «РУСЭЛПРОМ» МАКСИМОМ СВИРИДОВЫМ.

ONE OF THE LARGEST MANUFACTURERS OF ELECTRIC MOTORS IN THE COUNTRY, THE RUSELPROM CONCERN IS WELL KNOWN TO SHIPBUILDERS. COOPERATION WITH SHIPBUILDING FACILITIES IS ONE OF THE MOST PROMISING AREAS OF DEVELOPMENT. HOW IT STARTED IN THE BEGINNING AND IN WHICH PROJECTS THE COMPANY IS INVOLVED TODAY, WE TALKED WITH MAXIM SVIRIDOV, THE HEAD OF THE DIRECTORATE IN THE SHIP ELECTRICAL ENGINEERING, TD "RUELPROM" LLC.

Ключевые слова: судостроение, электродвигатели, судовая электромеханика, генераторы, импортозамещение.



Круизный лайнер «Петр Великий»
проекта PV300VD

Концерн производит генераторы, гребные электродвигатели, электродвигатели подруливающих устройств, винто-рулевых колонок (как механических, так и электрических) и водометных устройств. Кроме этого, электродвигатели для вспомогательных систем: вентиляторов, насосов, лебедок, компрессоров и других агрегатов. Продукция концерна одобрена Морским регистром судоходства и давно применяется на отечественных судах.

Продукция РУСЭЛПРОМ сегодня успешно заменяет дорогостоящие электродвигатели ведущих мировых брендов в самых разных агрегатах отечественной судовой техники, включая самые мощные атомные ледоколы. По итогам 2017 года компоненты системы электродвижения для судов, произведенные концерном, особо отмечены экспертной комиссией и удостоены звания лауреата Национальной премии в области импортозамещения «Приоритет».



Закладка электротехнического оборудования в ледокол

ПОДХОД «ОТ ПОТРЕБНОСТЕЙ»

В советские годы заводы, входящие ныне в концерн, производили машины для судостроения. Затем был период, когда заказы от судостроительной отрасли перестали поступать, судостроители переключились на импортных поставщиков, а сам РУСЭЛПРОМ – на другие сектора промышленности. Ренессанс судостроительного направления начался в концерне восемь лет назад. Достигнутый успех был обусловлен не только тем, что в стране существовала потребность в отечественном поставщике электротехнического судового оборудования, но и тем, что РУСЭЛПРОМ с самого начала шел от потребностей судостроителей. Сотрудничество с ведущими производителями судового оборудования выявило важнейшие потребности и главные направления разработок.

Максим Свиридов:

«Восемь лет назад мы начали практически с нуля разрабатывать новые линейки продуктов для судостроения на базе реальной потребности. Такая потребность была в **генераторах**. Мы разработали и изготовили серию генераторов для дизельных электрических станций мощностью до 10 МВт под российские дизели (например, под дизели Коломенского завода), а также под иностранные. Выбрали лидера отрасли – финскую компанию Wartsila, и под их дизели разработали свои генераторы.

Вторая потребность, которую мы выявили в судостроительной отрасли, это **гребные электродвигатели (ГЭД)** для механических движительно-рулевых колонок.

В механических движительно-рулевых колонках двигатель находится в корпусе судна, и через Z-образную передачу передает момент на винты (в случае электрической движительно-рулевой колонки двигатель находится внутри гондолы колонки, о них речь пойдет отдельно – Прим. пресс-центра). Нами был освоен выпуск гребных электродвигателей мощностью до 10 МВт – как под российских производителей движительно-рулевых колонок («Центр судоремонта «Звездочка»), так и под иностранных (Steerprop, Schottel, Rolls-Royce).

Третью потребность в части электротехники для судостроения мы выявили в **двигателях для подруливающих устройств**, которые производило НПО «Винт». Мы разработали и изготовили такие двигатели мощностью до 2,5 МВт. Это максимальная мощность, которая вообще существует в мире для подруливающих устройств. Сейчас мы являемся серийным поставщиком таких двигателей для НПО «Винт» в России и для компании Schottel в Германии.

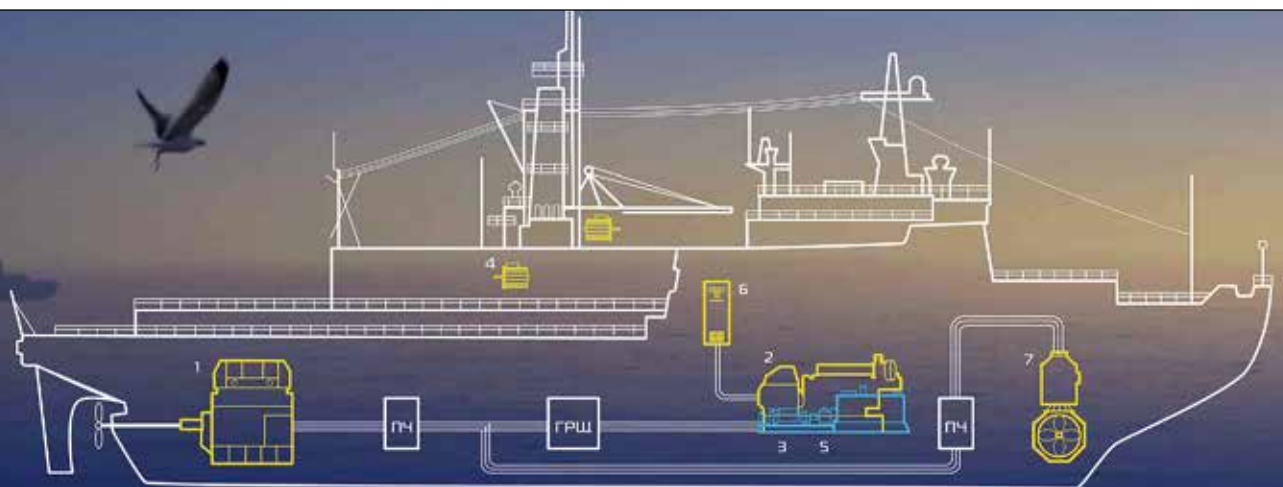
Четвертый пункт в нашем перечне основных потребностей отрасли – **генераторы для турбоэлектростанций**. В турбоэлектростанциях приводом генератора является турбина – газовая или паровая. Вместе с НПО «Сатурн» мы изготовили генератор мощностью 8 МВт. «Сатурн» изготовил саму турбину, а мы – редукторно-генераторный блок-модуль, куда входил редуктор и наш генератор.

НПО «Сатурн» провело успешные испытания. Так в России появилась первая отечественная судовая турбоэлектростанция. Такой мощной судовой турбоэлектростанции, работающей на газе или на дизельном топливе, до этого в стране никогда не было. Развитие сотрудничества с НПО «Сатурн» позволило нам впоследствии разработать и изготовить для атомного ледокола генератор мощностью 36 МВт с приводом от паровой турбины.

И наконец, пятый продукт, который мы определили как важнейший для судостроения – это **двигатели для винторулевых колонок с электродвижением»**.



Производственные площадки концерна РУСЭЛПРОМ прошли комплексную модернизацию под потребности судостроительной отрасли



Контроль над стихией – электромагнитный момент на валу

Единая система электродвижения судна

1. Гребные электродвигатели
2. Синхронные генераторы для привода от дизельных двигателей
3. Синхронные генераторы для привода от паровых или газовых турбин
4. Низковольтные и высоковольтные двигатели для вспомогательных устройств
5. Редукторно-генераторный блок модуль мощностью до 6 МВт
6. Безщеточные системы возбуждения для судовых дизель- и турбогенераторов
7. Двигатели для подруливающих устройств

Началось все восемь лет назад, когда от НПО «Винт» Центра судоремонта «Звездочка» поступил запрос на подготовку технико-коммерческого предложения на продукт, которым РУСЭЛПРОМ на тот момент не обладал – двигатель для электрической движительно-рулевой колонки принципиально нового типа. Электродвигатель этой колонки должен был располагаться не в корпусе корабля, как обычно, а в гондole самой колонки.

Такие винторулевые колонки с электродвижением обеспечивали превосходную маневренность судна. Судно даже гигантских размеров, обладая такой движительно-рулевой системой, могло, с одной стороны, развернуться на месте вокруг своего центра, без дополнительного маневрирования и без привлечения буксиров, а с другой – оставаться при необходимости зафиксированным в одной точке и при неблагоприятных погодных условиях.

В то время технологии производства движительно-рулевых колонок, реализующих принцип электродвижения, в России не было ни у кого, а на Западе они производились уже давно. Наиболее известным мировым образцом винторулевой колонки с электродвижением являлась колонка Azipod, выпускаемая шведско-

швейцарским объединением ABB Group. Российским судам, в том числе судам ВМФ России, особенно тем, которые планировались для эксплуатации в тяжелых ледовых условиях, необходима была такая конструкция. Случилось так, что именно Максим Свиридов был тем специалистом, который получил эту заявку.

МС: «На тот момент у нас не было опыта производства подобных двигателей, так как речь шла о двигателе, расположенном внутри гондолы. Мы дали заказчикам предложение на обычный квадратный двигатель, который им не подошел, так как его нельзя было встроить в гондолу. Но получилось так, что наше предложение было лучшим по цене. И они начали с нами работать, дали нам другие запросы, обозначили основные направления, определили свои потребности в электрических машинах в целом.

На мой взгляд, электрическая движительно-рулевая колонка – это самый сложный продукт в судовой электромеханике. Сложность этого узла заключается в том, что он полностью находится под водой, он должен выдерживать максимальные нагрузки, в том числе ледовые. По сути, это – электрическая машина в специальном корпусе и с винтом на конце. Больше 70% подобных узлов в мире производит одна компания – ABB Group, которая является лидером в этом

продукте. И все судостроители мира практически берут только у нее. Но даже такая компания, как ABB испытывала достаточно много сложностей в процессе создания этого изделия. У них были и поломки, и аварии, и судебные разбирательства.

Поэтому мы подходим к этому продукту очень аккуратно. Уже восемь лет идет разработка. Сначала был эскизный проект, потом технический, потом КД. В процессе разработки мы опирались не только на свои силы. Мы пригласили к сотрудничеству НПО «Винт», Крыловский государственный научный центр (КГНЦ). Они активно участвуют в работе, предлагают свои решения. Рождающееся изделие является, по сути дела, продуктом научной мысли всей отрасли. В этом году мы подходим к созданию опытного образца мощностью 6 МВт. На производстве уже размещен заказ, изготовление комплектующих идет полным ходом, и в конце года мы этот образец испытаем».

Таким образом сложились пять базовых продуктов для судостроения, на которых РУСЭЛПРОМ изначально сосредоточил свои усилия.

МС: «Освоив эти продукты и поняв, как их производить, мы начали поставки на различные судостроительные проекты – ледоколы, буксиры и т.д. Но наш концерн не может стоять на месте. Освоили это, надо двигаться дальше».



ДВИГАТЕЛИ ДЛЯ АТОМНЫХ ЛЕДОКОЛОВ

МС: «Интереснее рассказать о том, куда мы движемся сейчас и о том, что будет впереди. Конечно, то, что будет, опирается на то, что уже было сделано. Из крупных разработок сейчас мы делаем ставку на гребные двигатели для атомных ледоколов. Занимаемся этим уже более четырех лет».

Один из самых амбициозных проектов в современном отечественном судостроении – серия мощнейших атомных ледоколов ЛК-60Я проекта 22220 Первый из них, ледокол «Арктика», планируют сдать уже в 2019 году. Первоначально рассматривался вариант установки на него электродвигателей иностранного производства. Но в итоге на «Арктику» были поставлены ГЭДы, произведенные концерном РУСЭЛПРОМ.

МС: «Да, действительно, изначально в проект ледокола «Арктика» были заложены двигатели французской компании Converteam. Но пока шла подготовка, эту компанию купила небезызвестная американская фирма General Electric. И когда Объединенная судостроительная корпорация (ОСК), наконец, вплотную приступила к строительству ледокола, за этим двигателем пришлось обращаться уже к компании General Electric. А они в поставке отказали. По каким именно причинам, сказать точно не могу.

Дальше Балтийский завод в рамках конкурсных процедур объявил конкурс – кто в мире вообще способен сделать такую продукцию. На этот конкурс вышло несколько компаний, включая Siemens,



Спуск на воду атомного ледокола «Сибирь» – второго ледокола серии ЛК-60Я

Крыловский государственный научный центр с нашей заявкой и бразильская фирма WEG, которая действовала через посредника. КГНЦ выиграл тендер на поставку всей системы электродвижения, в состав которой входил и наш гребной двигатель. Так что объединение российских компаний победило зарубежных конкурентов в честной конкурсной борьбе.

На данный момент для нас это уже понятный продукт, который мы продвигаем и на другие ледоколы. Мы отгрузили гребные двигатели на все три ледокола проекта 22220 («Арктика», «Сибирь» и «Урал» – Прим. пресс-центра), которые уже укомплектованы нашими машинами».

Когда заходит речь о гребных электродвигателях для проекта 22220, часто звучит слово «уникальные».

МС: «Это был интересный опыт. Раньше электрические машины, которые делались для атомных

ледоколов, были либо синхронные, либо постоянного тока. Кроме того, они имели существенно меньшую мощность. А данная машина, будучи самой крупной по мощности – 20 МВт, является при этом асинхронной. Отличие принципиальное».

Каждая машина для крупных ледокольных судов уникальна и требует индивидуальной разработки. Часто проблемы заключаются не только в технологической сфере. Проблематика разработки для проекта 22220 была обусловлена, прежде всего, сжатými сроками и крупными размерами.

МС: «Мы и раньше делали большие машины, но они доставлялись клиенту разобранными. Здесь же требование заказчика было однозначным: машина должна быть испытана, собрана на заводе и доставлена в собранном виде. А это – масса в 300 тонн и огромные габариты! Даже простая ее транспортировка являлась специальной операцией.



Обязательный производственный этап – тестирование электрических машин на испытательном стенде



Уникальный гребной электродвигатель для проекта 22220

Поэтому машину нужно было разрабатывать так, чтобы можно было использовать комплектующие, и собирать ее на уже существующей производственной площадке, не создавая нового производства, переоснащая только базовые технические переделы.

Очень сложным был процесс транспортировки. Двумя видами транспорта – сухопутным и водным. Мы вынуждены были даже построить кусок дороги из аэродромных плит, чтобы по ней вывезти груз с территории нашего завода. Два тягача тянули трал с двигателем несколько километров до причала. После чего загрузили на паром и довезли до Балтийского завода. Там плавкран уже осуществил разгрузку.

Еще одной важной задачей было подготовить машину к очень сильным перегрузкам. У ледокола высокий ледовый класс, он рассчитан на прохождение льда толщиной в 2,8 метра. Нагрузка на винты ожидается огромной. И все это конструктор должен был учесть».

Сейчас на очереди проект ледокола «Лидер». Это флагман проекта 22220 и самый мощный в мире атомный ледокол с мощностью на валу 120 МВт. Это вдвое больше, чем у «Арктики». РУСЭЛПРОМ уже выиграл тендер на поставку электродвигателей в этот проект. И это будет самая мощная машина для судостроения, которую когда-либо производил коллектив концерна.

Для проекта 22220 РУСЭЛПРОМ разработал целую линейку электродвигателей на 10, 20, 30 и 40 мегаватт, и при возникновении нового заказа на подобные мощности, легко сможет их произвести.

Помимо ледоколов проекта 22220, гребные двигатели и генераторы РУСЭЛПРОМ стоят на дизель-электрическом ледоколе «Илья Муромец» и патрульном ледоколе «Иван Папанин» ВМФ России. Кстати, последнее судно полностью оснащено исключительно отечественным оборудованием. Заканчивается строительство двух кораблей-кабелеукладчиков «Волга» и «Вятка», где также задействовано оборудование, изготовленное концерном. Есть и другие проекты.



Транспортировка гигантов – ГЭД весом 300 тонн – это целая спецоперация

КРУИЗНЫЙ ЛАЙНЕР «ПЕТР ВЕЛИКИЙ»

На стапелях судостроительного завода «Лотос» в Астраханской области завершается строительство первого в постсоветской России круизного теплохода. Круизные лайнеры не строились в нашей стране уже 60 лет. Лайнер «Петр Великий» проекта PV300VD – первый отечественный круизный лайнер класса «река-море», отвечающий всем международным требованиям и конвенциям. РУСЭЛПРОМ поставляет в этот проект систему электродвижения.

МС: «Объединенная судостроительная корпорация доверила нам эту поставку, несмотря на то, что в конкурсе участвовали более опытные иностранные поставщики. Руководство ОСК поддерживает то, что в России нужен свой интегратор, который может создавать продукт для судостроения, понимая, что в будущем, опираясь именно на своих интеграторов, российское судостроение сможет решать более сложные задачи».

РУСЭЛПРОМ поставляет в проект PV300VD генераторы, которые будут работать с двигателями японской компании Yanmar.

МС: «На PV300 мы, совместно с нашими партнерами, ставим весь комплект оборудования, полностью согласованный с Речным и Морским регистрами. Новых решений там не требуется, все наработки, которые там реализуются, уже имеются в нашем распоряжении».



Производственные мощности концерна позволяют изготавливать электрические машины более 4 метров в диаметре

О КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВАХ

Что же позволяет продукции РУСЭЛПРОМ успешно конкурировать с именитыми западными производителями?

МС: «Качество технических решений, качество самого продукта и, конечно, цена. За последнее время были разрушены стереотипы о том, что иностранные машины более качественные. К тому же, наши агрегаты полностью соответствуют сертификатам и требованиям Российского морского регистра. Иностранные электрические машины не всегда могут этим похвастаться.

Выигрываем мы и по габаритным размерам. В мире не так много компаний, которые могут сделать такие крупные электрические машины, как гребной двигатель для атомного ледокола. Например, компания Siemens, когда участвовала в конкурсе, предлагала совершенно другое решение. Они предлагали две машины, потому что у них не было одной большой. У них, видимо, не было технических решений и возможности изготовить такую машину, понимания, как ее изготовить. К тому же, Siemens базируется на стандартных решениях, а мы идем от потребностей заказчика, каждый из которых ставит нам свою конкретную задачу. В мире из производителей машин так редко кто работает. Мы же во всех 100 % случаев

действуем абсолютно гибко, и все машины получаются достаточно индивидуальные. Конечно, они базируются на каких-то стандартных базовых решениях, но в них очень много индивидуального».

Успешный опыт работы в российских проектах позволяет задуматься и о более активном участии в проектах зарубежных.

МС: «Советский Союз экспортировал продукты машиностроения. И одним из самых конкурентных товаров на мировом рынке были наши электрические машины. По массам, габаритам и надежности они обладали достаточной конкурентоспособностью. С тех пор в мире глобально ничего не изменилось, никаких экстраординарных технических скачков в электрических машинах не произошло. Так что, с точки зрения техники, мы абсолютно конкурентоспособны. Наш концерн и сейчас экспортирует электрические машины в большое количество стран.

Но есть другой важный фактор. Иностранные компании пользуются существенной поддержкой своих государств, как на внутренних рынках, так и при экспорте продуктов машиностроения. Если наше государство тоже будет поддерживать экспорт с помощью дешевых кредитов или каких-то лизинговых схем, это существенно нам поможет».

КУРС НА КОМПЛЕКСНЫЙ ПРОДУКТ

В наше время конкуренция разворачивается не столько на уровне продукции, сколько на уровне предприятий, и главным фактором успеха становится способность обеспечить потребности клиента на всех этапах жизненного цикла продукта – от момента выявления потребностей и далее, в течение всего периода эксплуатации, вплоть до утилизации отработавшего свой срок оборудования. Руководитель судостроительного направления концерна РУСЭЛПРОМ прекрасно это понимает.

МС: «Мы движемся в сторону создания комплексного продукта, обеспечения его полного жизненного цикла, что позволяет не только минимизировать затраты судовладельца, но и существенно облегчить его жизнь. Уже сейчас мы не просто поставляем «железо» и оказываем сервис, мы сопровождаем продукт в течение всего жизненного цикла. Мы ведем активные работы по созданию систем онлайн-мониторинга, уже внедряем их и стараемся выйти в этом вопросе на мировой уровень. Потому что все мировые производители имеют свои системы мониторинга продукта в течение всего жизненного цикла.

Это и оснащение наших машин датчиками – температуры, вибрации, количества и качества потребляемой и вырабатываемой электроэнергии и т.д.,



Именно люди – главная ценность и ресурс РУСЭЛПРОМа

и специальное программное обеспечение. Но самое сложное – это создание системы принятия решений по той или иной информации. Для этого мы создаем в структуре компании специальное подразделение. Для нас это – ориентир для дальнейшего развития».

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

До введения санкций и до начала действия ФЦП «Развитие гражданской морской техники 2009-2016 гг.» на суда поставлялись в основном иностранные двигатели. Только на военные корабли шли российские. После выполнения ФЦП, в которой участвовали многие российские компании, в том числе РУСЭЛПРОМ, и после того, как руководство страны взяло курс на импортозамещение, доля импортных машин стала снижаться.

МС: «В рамках ФЦП «Развитие гражданской морской техники 2009-2016 гг.» мы разработали серию гребных двигателей мощностью до 8,5 МВт и сейчас осуществляем их поставки совместно с ЦНИИ СЭТ. Разработали и поставляем также серию генераторов мощностью 4,5 МВт, 3,5 МВт, 9 МВт для дизельных электростанций. Разработали серию двигателей для подруливающих устройств. Все это реализовано и успешно продается.

Восемь лет назад невозможно было пробиться с российским продуктом на рынок судостроения. Сейчас курс на импортозамещение мы чувствуем на себе. Мы видим поддержку со стороны государства, со стороны Объединенной

судостроительной корпорации. ОСК, например, нас очень сильно поддержала в проекте PV300. Число менеджеров, которые осознают, что нам в России нужны российские поставщики, растет».

Программа «Развитие гражданской морской техники 2009-2016 гг.» завершена, но развитие судостроительного направления в концерне не останавливается. РУСЭЛПРОМ продолжает вкладывать в разработку новых продуктов собственные средства.

МС: «Мы ведем ряд разработок, совместно с нашими партнерами создаем новые продукты, интересные для судостроения. Сейчас мы освоили новую технологию по изготовлению роторов для дизель-электрических станций. Эта технология обязала нас приобрести для петербургской площадки новые станки для намотки на роторы, что существенно повышает надежность, снижает массогабаритные показатели машин».

Максим Свиридов отмечает, что сейчас нужнее всего для успешного взаимодействия между бизнесом и государством – стратегическое видение, долгосрочные перспективы и восторженные шаги, как со стороны правительства, так и со стороны производителей.

МС: «Нужна взвешенная и реализуемая программа по судостроению на долгие годы. Чтобы мы, как частная компания,

могли видеть перспективу и осуществлять своевременные разработки, готовиться к тем или иным проектам. Это очень важно.

Наши производственные мощности позволяют удовлетворить все те запросы, которые к нам сейчас приходят. И мы можем быстро их нарастить, можем воспользоваться широкой кооперацией, которая в России уже развивается. Считаем, что можем обеспечить судостроение по объему электрических машин, двигателей, генераторов.

Государство нам и так помогало в рамках ФЦП, давало деньги на разработку продукции. Подписано постановление о том, что при проведении госзакупок российские компании будут иметь преференции по отношению к иностранцам. Это уже существенная поддержка. Остается внимательно следить за исполнением этих законов и строить суда».

Пресс-центр концерна РУСЭЛПРОМ

KEYWORDS: shipbuilding, electric motors, marine electrical engineering, generators, import substitution.



109029, Москва, Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел: 8 (800) 301-35-31
Факс: +7 (495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru;
ruselprom.ru



Открытие в ноябре 2018 года

MURAKA

Иди навстречу приключениям.
Окупись в неизведанное.
Утоли свою любознательность.
Узнай первым.

ТВОЙ МИР НИКОГДА НЕ БУДЕТ ПРЕЖНИМ.

ConradMaldives.com/RU

CONRAD®

MALDIVES
RANGALI ISLAND

South Ari Atoll, 20077, Republic of Maldives | +960-688-0629 | ConradMaldives.com/RU

ASIA EUROPE AFRICA MIDDLE EAST AMERICAS

CONRADHOTELS.COM #STAYINSPIRED



ВНЕДРЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ «НУЛЕВОГО ТРАВМАТИЗМА» В КОМПАНИИ «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА ЯВЛЯЕТСЯ СОХРАНЕНИЕ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЯ КАЖДОГО РАБОТНИКА В ПРОЦЕССЕ ТРУДОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ПО ДАННЫМ ISSA – МЕЖДУНАРОДНОЙ АССОЦИАЦИИ СОЦИАЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ (МАСО) – ЕЖЕГОДНО 2,3 МЛН. ЧЕЛОВЕК ПОГИБАЮТ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АВАРИЙ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ЗАБОЛЕВАНИЙ, 313 МЛН. – СТРАДАЮТ ОТ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ. СЕГОДНЯ ДЛЯ КРУПНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОСОБЕННО НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ОХРАНЫ ТРУДА ЗАНИМАЮТ ЗНАЧИМОЕ МЕСТО В ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ОДНО ИЗ ВЕДУЩИХ НАПРАВЛЕНИЙ В ЭТОЙ СФЕРЕ – РЕАЛИЗАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ «НУЛЕВОГО ТРАВМАТИЗМА» КАК НАИБОЛЕЕ ПРОДУКТИВНОГО ПОДХОДА К ОБЕСПЕЧЕНИЮ КОМФОРТНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ЛЮДЕЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕ. ЧЕМ ИНТЕРЕСНА ДАННАЯ КОНЦЕПЦИЯ И КАК ОНА РЕАЛИЗУЕТСЯ В КОМПАНИИ «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»?

УДК 622.658.345

LIFE AND HEALTH PROTECTION OF EACH WORKER IN THE PROCESS OF MANUFACTURING ACTIVITY IS ONE OF THE KEY PROBLEMS IN THE AREA OF PROFESSIONAL SAFETY. ACCORDING TO THE INTERNATIONAL SOCIAL SECURITY ASSOCIATION (ISSA) DATA, 2.3 MILLION PEOPLE DIE ANNUALLY AS THE RESULT OF INDUSTRIAL ACCIDENTS AND PROFESSIONAL DISEASES; 313 MILLION SUFFER FROM ON-THE-JOB ACCIDENTS. NOWADAYS, FOR BIG ENTERPRISES, ESPECIALLY IN THE OIL-AND-GAS BRANCH, WORKING SAFETY PROBLEMS ARE ON A VERY SIGNIFICANT PLACE IN THEIR CURRENT ACTIVITY. ONE OF THE PREVAILING DIRECTIONS IN THAT SPHERE IS CARRYING OUT THE ZERO TRAUMATISM CONCEPT AS THE MOST PRODUCTIVE APPROACH TO PROVISION OF COMFORTABLE AND SAFE WORK OF PEOPLE IN AN ENTERPRISE. WHAT IS THE CONCEPT INTERESTING WITH AND HOW IS IT CARRIED OUT IN ZARUBEZHNEFT COMPANY?

Ключевые слова: охрана труда, безопасность производства, концепция нулевого травматизма, Зарубежнефть.



Ирина Карпова,
руководитель программ
обучения Практики
Безопасности
Компания Everyco,
Ведущий аудитор-эксперт
международных систем по
ISO 14001, OHSAS 18001

Как правило, самые частые причины несчастных случаев на производстве – неосторожность пострадавшего работника, нарушение требований охраны труда, неудовлетворительное состояние зданий и сооружений, нарушение правил внутреннего трудового распорядка или некачественная спецодежда. Кроме того, принято выделять несколько наиболее травмоопасных отраслей, к которым традиционно относятся строительная (на нее приходится 1/5 всех несчастных случаев), обрабатывающая, транспортная, сельское и лесное хозяйство, жилищно-коммунальный сектор, горная

промышленность, металлургия и, конечно, нефтегазовая отрасль промышленности.

Производственная безопасность и охрана труда как таковые включают в себя множество аспектов, требуют постановки ясных целей и принятия конкретных практических шагов – все это просто не может уложиться в обычное руководство по безопасности той или иной компании и со временем потребовало разработки отдельной общей программы, которой и стала Концепция «Нулевой травматизм». Так, в Сингапуре на XXI Мировом конгрессе по охране труда в сентябре прошлого года была



анонсирована мировая Концепция «Нулевого травматизма» (Vision Zero), которая направлена именно на снижение уровня производственного травматизма. Данная Концепция – это качественно новый подход к организации профилактики травматизма на предприятиях, объединяющий три направления: безопасность, гигиену труда и благополучие работников на всех уровнях производства. Иначе говоря, данная Концепция представляет собой алгоритм действий работодателя по предотвращению производственного травматизма на его предприятии. Не секрет, что здоровье, физическое и психологическое благополучие работников благотворно влияют на качество и производительность труда, а значит, от них зависит немалая доля успеха Компании на рынке. Неудивительно, что со стороны многих мировых компаний данная Концепция вызвала неподдельный интерес.

Компания «Эврико», участвовавшая в данном конгрессе, стала одной из первых компаний в России, которая не только получила аккредитацию МАСО, но и стала партнером организации с правом помогать в распространении данной Концепции в РФ и по всему миру. Более того, управляющий партнер «Эврико» Павел Захаров и команда экспертов дополнили Концепцию практическими примерами с учетом лучших мировых практик.

В целом же Концепция «Нулевого травматизма» включает в себя 7 так называемых «золотых правил»:

- **Стать лидером – показать приверженность принципам;**
- **Выявлять угрозы – контролировать риски;**
- **Определять цели – разрабатывать программы;**
- **Создать систему безопасности и гигиены труда – достичь высокого уровня организации;**
- **Обеспечивать безопасность и гигиену на рабочих местах, при работе со станками и оборудованием;**
- **Повышать квалификацию – развивать профессиональные навыки;**
- **Инвестировать в кадры – мотивировать посредством участия.**

Необходимо сразу оговориться, что ведущие промышленные компании в России довольно консервативны, и, в отличие от своих европейских коллег, предпочитают не сразу внедрять новые практики, а посмотреть, оправдывают ли они себя, какой дают эффект и т. д., и только потом задумываются о глобальных изменениях на своих предприятиях. С одной стороны, такой подход оправдан, с другой – он не дает компании возможности занять лидирующие позиции на рынке при условии, что нововведение окажется успешным.

К счастью, и в нашей стране есть компании, которые не боятся пробовать новые подходы без их длительной апробации. К таковым относится и «Зарубежнефть», деятельность которой охватывает весь спектр работ в нефтегазовой области от разведки и обустройства месторождений, строительства трубопроводных систем, добычи и переработки углеводородов до строительства и эксплуатации АЗС и реализации собственного топлива за рубежом.

Ознакомившись с Концепцией «Нулевого травматизма» на стратегической сессии «Лидерство в охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. Цель – «Ноль» в ноябре 2017 года руководство «Зарубежнефти» одобрило принципы Vision Zero для их применения в компании. «Зарубежнефть» стала первой в России нефтегазовой компанией (еще до официального одобрения Концепции правительством РФ), которая приняла данную Концепцию и начала полномасштабно внедрять данный подход во все свои проекты как в России, так и за рубежом.

Главный упор при реализации Концепции был сделан на корпоративное обучение, в том числе через программное обеспечение в декабре 2017 года. Благодаря сотрудничеству «Зарубежнефти» и компании «Эврико», а также усилиям команды профессионалов был разработан уникальный подход



к внедрению Концепции «Нулевого травматизма», заключающийся в развитии культуры безопасности и ответственности у руководителей компании всех уровней. С 1 марта 2018 года «Зарубежнефть» официально присоединилась к Концепции.

Генеральный директор АО «Зарубежнефть» Сергей Кудряшов раскрыл позицию Компании следующим образом: «Путь к безопасности начинается с понимания руководителями непреложной истины – человеческая жизнь гораздо важнее, чем баррели нефти. Стремление к высокой культуре производства и его эффективности, наряду с обеспечением безопасности труда работников, – отличительная черта высокопрофессиональных команд, возглавляемых безусловными лидерами».

Уникальность подхода «Нулевого травматизма» в компании «Зарубежнефть» также заключается в его основательности: все руководители, начиная с самого высокого уровня, (при личном участии Генерального директора Сергея Кудряшова) взяли на себя личные обязательства в области улучшения производственной безопасности. Кроме того, все они прошли обучение по программам «Мой маршрут» и Концепция «Нулевой травматизм», получив возможность применять полученные знания на практике во время каждого посещения производственных объектов, останавливая небезопасное ведение работ и поощряя тех, кто все делает безопасно.



Каскадные коммуникации и обучающие семинары прошли во всех дочерних обществах Компании, включая международные проекты, основные подходы для достижения нулевого травматизма были каскадированы до уровня линейных руководителей с активным участием генеральных директоров предприятий и высшего руководства компании. Были определены четкие цели и первоочередные задачи, разработаны планы их достижения и программы, необходимые для обучения и профессионального развития персонала. Например, важным решением при реализации Концепции стала подготовка Программы обучения персонала Компании по предотвращению производственного травматизма на рабочих площадках, в офисах и вне рабочего времени, чтобы охватить 100 % работников.

Следующий шаг – распространение подхода Vision Zero на всех подрядчиков компании, работающих на объектах «Зарубежнефти» в России и за рубежом. Для этих целей уже в декабре 2018 года будет проведена международная Конференция для представителей всех подрядных организаций, где они смогут не только получить полное представление о подходе «Зарубежнефти» к вопросам безопасности труда и поделиться лучшими практиками, но также услышать о требованиях, которые будут распространяться на все объекты компании. «Зарубежнефть» и «Эврико» верят, что внедрение Концепции «Нулевого травматизма», в конечном счете, приведет к отсутствию несчастных случаев на производстве.

Необходимо также отметить, что реализация Концепции «Нулевого травматизма» – далеко не первый успешный проект «Зарубежнефти». В Компании внедрена и эффективно реализуется бизнес-идея Производственная система, одним из элементов которой является система 5С, направленная, в том числе, на повышение качества и улучшения условий труда. Также в Компании более трех лет реализуется программа 12 Жизненно важных правил, успешно работающая не только в дочерних обществах, но и на предприятиях подрядчиков: неукоснительное соблюдение правил позволило снизить Коэффициент частоты происшествий с временной потерей трудоспособности с 2,34 в 2014 г. до 0,71 в 2017 г.

Безусловно, системный подход в формировании видения и реализации Концепции, являющийся основой ведения бизнеса в «Зарубежнефти», позволит развить систему предупредительных мер по минимизации производственного травматизма и повысить Культуру производства.

Главное – это понимание того, что инвестиции компании-работодателя в охрану труда и производственную безопасность позволяют не только избежать человеческих потерь и защитить жизнь и здоровье сотрудников, но и окупить и умножить каждый рубль, вложенный в это направление. ●

KEYWORDS: *labor protection, safety of production, the concept of zero injury, Zarubezhneft.*

БРЕНД *GENESIS* ВО ВТОРОЙ РАЗ ПОДДЕРЖИВАЕТ ВОСТОЧНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

Бренд **Genesis** второй год подряд выступает автомобильным партнером Восточного экономического форума. Официальным автомобилем Форума стал седан Genesis G80.

В рамках стратегического партнерства с организатором форума – Фондом Росконгресс – бренд **Genesis** предоставил оргкомитету мероприятия 160 полноприводных седанов G80. Участники и организаторы IV Восточного экономического форума будут передвигаться на них по Владивостоку в дни проведения мероприятия.

«Мы рады второй год подряд поддерживать одно из крупнейших экономических событий России. Автомобили Genesis G80 позволят участникам форума наслаждаться комфортным

передвижением во время работы Восточного экономического форума», – сказал управляющий директор ООО «Хендэ Мотор СНГ» Алексей Калицев. Полноприводный седан G80 – вторая модель бренда

Genesis на российском рынке. Genesis G80 отличается тщательно продуманным дизайном, высоким уровнем исполнения и современными системами безопасности и помощи водителю.



ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН В ПРИСУТСТВИИ ГАЗОВЫХ КАРМАНОВ В ЗОНЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

ЗОНА АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА — КРАЙНЕ ВАЖНЫЙ РЕГИОН ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ТАК КАК ТАМ СОДЕРЖИТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ЧАСТО В БЛИЗИ ПОВЕРХНОСТИ МОРСКОГО ДНА РАСПОЛОЖЕНЫ ЗАЛЕЖИ ПРИПОВЕРХНОСТНОГО ГАЗА [1]. ПРИПОВЕРХНОСТНЫЙ ГАЗ (ИЛИ ГАЗОВЫЙ КАРМАН) — ЗАЛЕЖЬ СВОБОДНОГО ГАЗА С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ. ГАЗОВЫЕ КАРМАНЫ ИЗОЛИРОВАНЫ ОТ ВНЕШНИХ ГРУНТОВ, НО ПРИ ИХ СЛУЧАЙНОМ ВСКРЫТИИ, В СВЯЗИ С ПОВЫШЕННЫМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ, ГАЗ НАЧИНАЕТ РАСПРОСТРАНЯТЬСЯ В ПРОСТРАНСТВЕ С ТЕЧЕНИЕМ ВРЕМЕНИ. САМОПРОИЗВОЛЬНЫЕ ВЫБРОСЫ ГАЗА СЛУЧАЮТСЯ КРАЙНЕ РЕДКО. НО В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ МОЖЕТ ПРОИЗОЙТИ СЛУЧАЙНОЕ ВСКРЫТИЕ ГАЗОВЫХ КАРМАНОВ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРОГО ВЫБРОС ГАЗА ПОВЛЕЧЕТ ЗА СОБОЙ ТЯЖЕЛЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ, ВПЛОТЬ ДО ПОЛНОГО УНИЧТОЖЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК, СУДОВ И ГИБЕЛИ ЛЮДЕЙ. ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОДОБНЫХ ВЫБРОСОВ И СВОЕВРЕМЕННОГО ПРИНЯТИЯ МЕР ПО МИНИМИЗАЦИИ УЩЕРБА ОТ ТАКИХ ЯВЛЕНИЙ, ПРОВОДИТСЯ СЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ТЕРРИТОРИИ ВОДНОГО ПРОСТРАНСТВА, СОДЕРЖАЩЕЙ ГАЗОВЫЕ КАРМАНЫ. ПЕРЕД МОНИТОРИНГОМ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ПРОВЕСТИ ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН СКВОЗЬ СЛОИСТУЮ СТРУКТУРУ ГРУНТА С ПРИСУТСТВУЮЩИМИ ГАЗОВЫМИ КАРМАНАМИ С ТЕЧЕНИЕМ ВРЕМЕНИ. В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН СКВОЗЬ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННЫЕ СРЕДЫ С ПОМОЩЬЮ СЕТОЧНО-ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА В ТЕЧЕНИЕ 4-Х ЛЕТ.

УДК 550.83

THE ARCTIC CONTINENTAL SHELF ZONE IS AN EXTREMELY IMPORTANT REGION FOR THE RUSSIAN FEDERATION, FOR THERE IS A SIGNIFICANT AMOUNT OF OIL-AND-GAS FIELDS. THERE ARE SHALLOW GAS RESERVES OFTEN LOCATED AT THE SEA BOTTOM SURFACE [1]. SHALLOW GAS (OR A GAS NEST) IS A FREE GAS RESERVE WITH ABNORMALLY HIGH GEOSTATIC PRESSURE. GAS NESTS ARE ISOLATED FROM EXTERNAL GROUNDS, BUT GAS BEGINS DISTRIBUTING IN SPACE WITH TIME COURSE AFTER THEIR EXPOSING BY CHANCE DUE TO THEIR ELEVATED GEOSTATIC PRESSURE. SELF-INDUCED GAS ERUPTIONS OCCUR EXTREMELY SELDOM. ALTHOUGH AN OCCASIONAL GAS NESTS EXPOSING CAN OCCUR IN THE PROCESS OF WELL-DRILLING. THAT CAN LEAD TO GAS ERUPTION WITH DRASTIC CONSEQUENCES UP TO TOTAL DESTRUCTION OF DRILLING UNITS, SHIPS AND LOSS OF LIFE. TO PREVENT SUCH ERUPTIONS AND PROMPT MEASURE TAKING FOR HARM MINIMIZATION FROM SUCH PHENOMENA, SEISMIC MONITORING OF WATER AREAS CONTAINING GAS NESTS IS CARRIED OUT. IT MAKES SENSE TO CARRY OUT NUMERICAL MODELING OF SEISMIC WAVES DISTRIBUTION IN A TIME COURSE THROUGH THE LAYERED SOIL SYSTEM WITH THE GAS NESTS PRESENT, PRIOR TO THE MONITORING. THE RESULTS OF SEISMIC WAVES DISTRIBUTION THROUGH GEOLOGICAL GAS SATURATED LAYERS MODELING USING THE GRID-CHARACTERISTIC METHOD WITHIN 4 YEARS ARE GIVEN IN THE PAPER

Стогний Полина Владимировна,
ассистент кафедры информатики
и вычислительной математики,
аспирант Московского физико-
технического института,

Хохлов Николай Игоревич,
к.ф.-м.н, доцент кафедры
информатики и вычислительной
математики, с.н.с. лаборатории
прикладной вычислительной
геофизики Московского физико-
технического института. Научно-
исследовательский институт
системных исследований РАН

Ключевые слова: Арктика, газовый карман, нефтегазовые месторождения, добыча на шельфе, залежи свободного газа.

Метод расчета

В данной работе использовались системы уравнений для линейно-упругой и акустической среды [2].

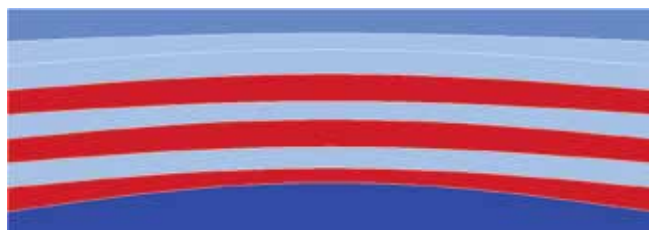
В расчетах использовался сеточно-характеристический метод [3], который позволяет строить корректные численные алгоритмы при расчете точек на границах, а также точек, которые лежат на поверхностях раздела двух сред с разными плотностями. Модели считались с помощью схемы Рунге-Кутты 3-го порядка точности.

Результаты численного моделирования

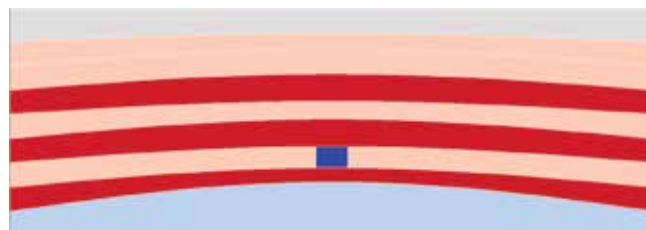
Моделировалось распространение сейсмических волн сквозь слоистую структуру грунта для двумерного случая. Базовая модель состояла из 9 геологических слоев: воды, ила, трех слоев влагонасыщенного песка, трех слоев глины и нефтесодержащего слоя. Модели для 2-го, 3-го и 4-го года расчета дополнительно включали в себя газовые карманы. Схематичное изображение 4-х моделей представлено на рис. 1.



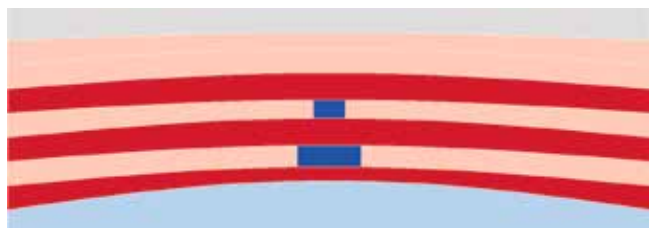
РИС. 1. Схематичное изображение расчетных моделей



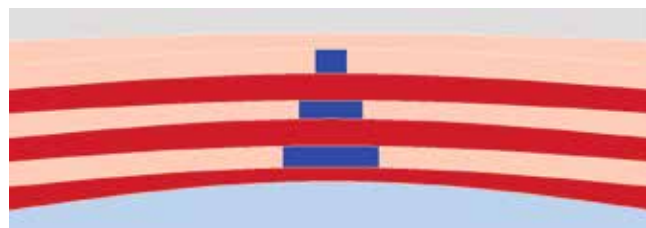
а) Модель для 1 года расчета



б) Модель для 2 года расчета



в) Модель для 3 года расчета



г) Модель для 4 года расчета

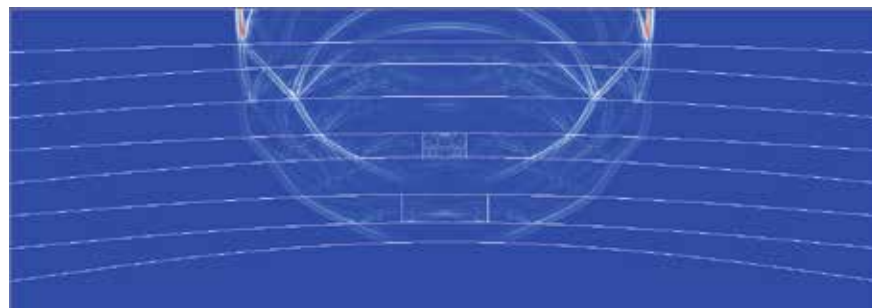
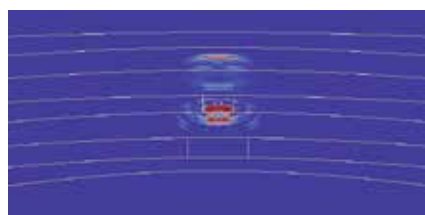
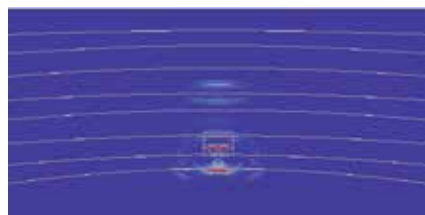
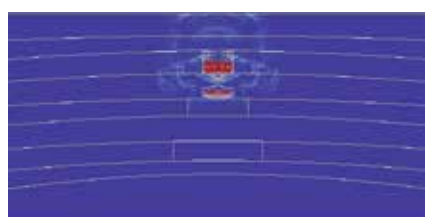
РИС. 2. Волновая картина для модели 3-го года при $t = 0,65$ сек.

РИС. 3. Волновые картины сейсмических откликов от газовых карманов:

а) 2(2-1) год расчета, $t = 0,7$ сек.б) 3(3-1) год расчета, $t = 0,5$ сек.в) 4(4-1) год расчета, $t = 0,4$ сек.

На рис. 2 изображена волновая картина в момент времени 0,65 с. для модели 3-го года расчета. Хорошо видны волновые отражения от различных геологических слоев и газовых карманов.

На рис. 3 представлены разности волновых картин для 2-го, 3-го и 4-го года расчета с 1-м годом. Данные разности представляют собой отражения непосредственно от газовых карманов. На волновых картинах из рис. 3 сейсмические отражения от газовых карманов приближаются к поверхности воды на 4-й года расчета (рис. 3в), что грозит скорым выбросом газа в атмосферу. Следует предпринять дальнейшие меры по избежанию разрушительных последствий от такого выброса.

Выводы

Было проведено моделирование распространения сейсмических волн сквозь слоистую структуру

грунта области газонасыщенного песка с течением времени. Получены волновые картины откликов от различных геологических слоев. Показано приближение газонасыщенных осадков к поверхности водного пространства на 4-й год расчета, что грозит скорым выбросом газа в атмосферу. Результаты моделирования показывают хорошую согласованность с реальными исследованиями на акватории Мирового океана. Данный метод расчета распространения сейсмических волн через газонасыщенные породы может быть в дальнейшем использован перед проведением реальных геологоразведочных работ на акватории Мирового океана с целью своевременного принятия мер во избежание выбросов газа в атмосферу. ●

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-01-00001 а.

Литература

1. Boogaard M., Hoetz G. Seismic characterisation of shallow gas in the Netherlands. Abstract FORCE Seminar Stavanger 8–9 April 2015. 3 p.
2. Новацкий. Теория упругости. Пер. с польск. Б.Е. Победри. М.: Мир, 1975.
3. В. И. Голубев, И. Б. Петров, Н. И. Хохлов, К. И. Шульц, Численный расчет волновых процессов в трещиноватых средах на гексаэдральных сетках сеточно-характеристическим методом, Ж. вычисл. матем. и матем. физ., 2015, т. 55, № 3, с. 512–522.

KEYWORDS: Arctic, gas pocket, oil and gas fields, offshore production, free gas deposits.

ИЗМЕНЕНИЕ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ГИДРАТОНАСЫЩЕНИИ И ЗАМОРАЖИВАНИИ

ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ СКОНЦЕНТРИРОВАНА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ СИБИРИ, ВКЛЮЧАЯ ШЕЛЬФ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ, ГДЕ ШИРОКО РАЗВИТЫ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ (ММП). ПРОЦЕССЫ, ПРОХОДЯЩИЕ В АРКТИКЕ, СПОСОБСТВОВАЛИ ФОРМИРОВАНИЮ ГОРИЗОНТОВ ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД. АВТОРЫ СТАТЬИ ПОДВОДЯТ ИТОГИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ МОДЕЛЬНЫХ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДАХ ПОРОВОЙ ВЛАГИ В ЛЕД И ГИДРАТ.

SIGNIFICANT PARTS OF THE HYDROCARBON FIELDS IN RUSSIA ARE CONCENTRATED IN THE ARCTIC ZONE OF SIBERIA, INCLUDING THE ARCTIC SEAS SHELF, WHERE PERMAFROST AREA IS WIDELY DEVELOPED. THE PROCESSES TAKING PLACE IN THE ARCTIC CONTRIBUTED TO THE FORMATION OF HYDRATE-BEARING HORIZONS. THE AUTHORS OF THE ARTICLE SUMMARIZE THE RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDIES TO ASSESS CHANGES IN THE GAS PERMEABILITY OF UNCONSOLIDATED STRATUM MODELS DURING PHASE TRANSITIONS OF STEAM MOISTURE INTO ICE AND HYDRATE.

УДК 551.345.3:552.578.1



Чувилин Евгений Михайлович,
Ведущий научный сотрудник Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий (Сколтех), к.г.-м.н., доцент



Гребенкин Сергей Игоревич,
Инженер Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий (Сколтех)



Жмаев Максим Владиславович,
Магистрант Геологического факультета МГУ им. М.В.Ломоносова

Ключевые слова: углеводородные месторождения, шельф арктических морей, гидратосодержащие породы, газопроницаемость коллекторов, неконсолидированные коллекторы.

Мощность мерзлых толщ на суше в арктическом регионе может достигать 300–700 метров, а на Арктическом шельфе непрерывное распространение пород может встречаться при глубинах моря в первые десятки метров.

В связи с тем, что арктические моря являются мелководными, мерзлые породы на шельфе занимают огромные территории, и их мощность может достигать 200–300 метров и более (рис.1).

Процессы охлаждения и длительного промерзания, которые периодически происходили в Арктике, способствовали формированию не только мощной толщи ММП, но и горизонтов гидратосодержащих пород.

Зона стабильности природных газогидратов в криолитозоне, где гидраты метана могут образовываться и длительное время существовать, начинается с глубины 200–250 метров (рис. 2) и распространяется вниз по разрезу в подмерзлотные горизонты до глубин порядка 800–1500 метров (Романовский, 1993, Якушев, 2009).

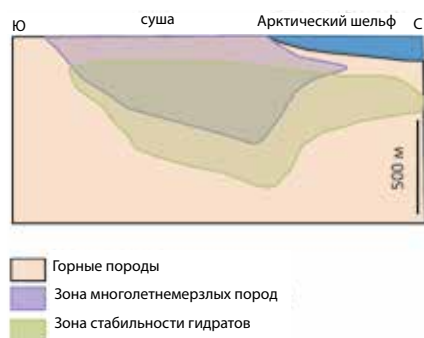
На арктическом шельфе, в связи с низкими температурами донных отложений, зона стабильности газовых гидратов начинается с глубин 250–300 метров. Мощность зоны стабильности гидратов обычно пропорциональна мощности криолитозоны –

РИС. 1. Циркумполярная карта распространения ММП (Lantuit и др., 2012).





РИС. 2. Области возможного распространения гидратосодержащих отложений в криолитозоне.



чем глубже залегает нулевая изотерма, тем больше мощность зоны стабильности гидратов (Романовский, 1993).

Эволюция криолитозоны, которая происходит при длительных изменениях климата на Земле, оказывает огромное влияние на положение и мощность зоны стабильности гидратов. Как показывают данные математического моделирования, проведенного для территории Южно-Тамбейского ГКМ (п-ов Ямал), в геологическом прошлом были периоды, когда мерзлота достигала мощности 600 метров (рис. 3), а зона стабильности газовых гидратов расширялась и находилась вблизи земной поверхности (Chuvilin et al., 2013). При этом подошва зона стабильности могла опускаться около 60 тыс. лет назад до 1000 и более метров (рис. 3).

Таким образом, расширение зоны многолетнего промерзания горных пород и зоны стабильности газовых гидратов в Арктике в холодные периоды может оказывать влияние не только на фазовое состояние поровых флюидов коллекторов углеводородов, расположенных в кайнозойских отложениях, но и непосредственно воздействовать на продуктивные газовые и газоконденсатные горизонты мелового и юрского периода. Примером может служить Мессояхское газовое месторождение, верхняя часть которого за счет охлаждающего влияния мерзлоты частично перешла в газогидратное состояние (Истомин, Якушев, 1992, Макогон, 2003).

В этой связи разработка месторождений углеводородов в Арктике невозможна без знания свойств и характеристик толщ мерзлых пород и насыщенных

гидратами прослоев, расположенных в пределах газовых и нефтяных месторождений. Следует отметить, что разработка газовых коллекторов, залегающих неглубоко от подошвы вечной мерзлоты и зон стабильности газовых гидратов с низкой пластовой температурой, часто сопровождается снижением температур в призабойной части скважин до температурных условий гидратообразования, а в некоторых случаях и до льдообразования. На севере Западной Сибири присутствие льда и гидрата в поровом пространстве имеет место в надсеноманских газовых коллекторах (Агалаков, 1997), которые представлены в основном неконсолидированными песчано-глинистыми породами морского генезиса.

Для анализа фильтрационных свойств газовых коллекторов надсеноманских отложений необходимо рассмотреть в экспериментальном плане неконсолидированные дисперсные породы с различным фазовым состоянием поровой влаги: вода-лед, вода-лед-гидрат и вода-гидрат.

В литературе на сегодняшний день имеются отдельные экспериментальные данные по оценке изменения газопроводимости влажных горных пород при промерзании

или гидратообразования, которые показывают, что несмотря на то, что проницаемость пород после перехода влаги в лед или гидрат значительно снижается, она остается экспериментально определяемой (Старобинец, Мурогова, 1985; Истомин, Якушев, 1992).

Анализ имеющихся исследований показал, что фильтрационные характеристики пород в зависимости от фазовых переходов влаги в лед и гидрат остаются изученными не в полной мере. С целью дальнейшего изучения фильтрационных свойств мерзлых и гидратосодержащих пород авторами была разработана оригинальная методика исследования газопроводимости, включающая технологию подготовки экспериментальных образцов, формирования необходимого фазового состава влаги в грунтовых образцах путем поддержания заданных термобарических условий для гидрато- и льдообразования, определения газопроводимости, а также контроля физических параметров образцов. Испытания проводились на оригинальной установке, разработанной ООО «ЭкоГеосПром» (Чувиллин, Гребенкин, 2015).

Объектом исследования являлись песчаные и песчано-алевритистые образцы с заданным содержанием глинистой компоненты.

РИС. 3. Результаты моделирования эволюции толщи ММП и зоны стабильности гидратов для территории Южно-Тамбейского ГКМ (п-ов Ямал) за последние 230 тысяч лет (Chuvilin et al., 2013).

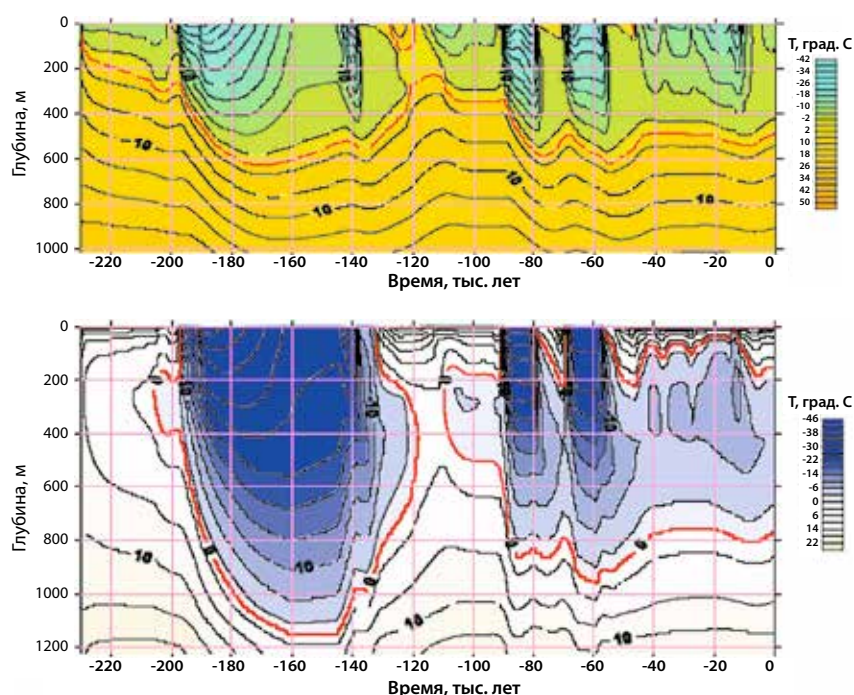
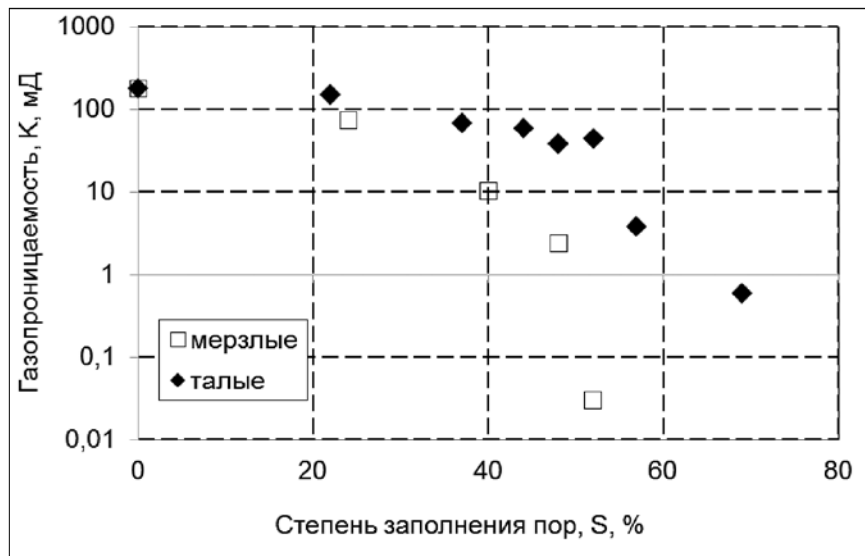


РИС. 4. Зависимость газопроницаемости (К) мерзлых и талых образцов песка от степени заполнения пор (S).



В ходе экспериментальных исследований было выявлено, что в мерзлых песчаных образцах при увеличении степени заполнения пор льдом (Si) от 0 до 40 % газопроницаемость снижалась на порядок (рис. 4), при увеличении льдонасыщенности песчаных образцов от 40 до 50 % снижение составляло несколько порядков (Чувиллин и др., 2016). При льдонасыщенности образцов около 50 % газопроницаемость не превышала нескольких миллиардов. При дальнейшем увеличении льдонасыщенности (более 60 %) газопроницаемость снижалась ниже предела измерения экспериментальной установки (0,01 мД). При оттаивании газопроницаемость песчаных образцов закономерно увеличивалась. Это различие в газопроницаемости возрастает с повышением степени заполнения пор (рис. 4). Для исследованных песков при степени заполнения пор до 40 % разница величин газопроницаемости мерзлого и талого образцов составляла менее одного порядка, при степени заполнения пор более 40 % различие составляло несколько (3–5) порядков.

Характер общей зависимости газопроницаемости от льдонасыщения для песчаных пород во многом обусловлен структурными особенностями мерзлых образцов и, прежде всего, зависимостью типа льда-цемента от влагосодержания (Чувиллин и др., 2016).

Изучение влияния глинистой компоненты на проницаемость промерзающих неконсолидированных коллекторов проводилось на грунтовых образцах с влажностью ~10 %, приготовленных из кварцевого песка с добавлением глинистых частиц каолинитового и монтмориллонитового состава.

Проведенные исследования показали, что при фиксированной влажности (около 10 %) в песчаных породах с повышением содержания глинистых частиц каолинитового и монтмориллонитового состава (до 15 весовых %) газопроницаемость закономерно понижается для образцов, находящихся как в талом, так и в мерзлом состоянии (Chuvilin et al., 2018). Отмечено, что для образцов, содержащих глинистые частицы каолинитового состава, это снижение существенно как в мерзлом, так и в талом

состоянии. Так, для талых образцов при увеличении содержания каолина с 0 до 7 %, проницаемость образцов снизилась почти в 8 раз (рис. 5).

Для образцов в мерзлом состоянии было установлено, что при добавлении 7 % каолина в кварцевый песок проницаемость мерзлого образца снижается в 14 раз (рис. 5а). При увеличении содержания каолина до 15 %, проницаемость снижается более чем в 20 раз. Эксперименты с песчаными образцами, содержащими бентонитовые частицы, показали, что для талых образцов при добавлении 7 % глинистых частиц фиксируется снижение проницаемости менее чем в 1,5 раза, а при добавлении 15 % бентонита – в 1,6 раза (рис. 5б). В результате установлено, что при увеличении содержания каолининовой глинистой компоненты, проницаемость песчаных образцов при промерзании снижается сильнее, чем при добавлении бентонитовых частиц. Данное явление связано с тем, что в исследуемом диапазоне влажности бентонитовые частицы поглощают почти всю влагу в поровом пространстве. Вследствие чего при промерзании образца в лед переходит значительно меньшее количество влаги (Chuvilin et al., 2018).

Изучение изменения газопроницаемости газонасыщенных пород проводилось при низких положительных температурах ($+2 \pm 1^\circ\text{C}$), когда гидратообразование в образце происходило из поровой влаги. Экспериментально

РИС. 5. Зависимость газопроницаемости (К) песчаных образцов от содержания глинистого материала: а) для песчано-каолинитовых образцов; б) для песчано-бентонитовых образцов.

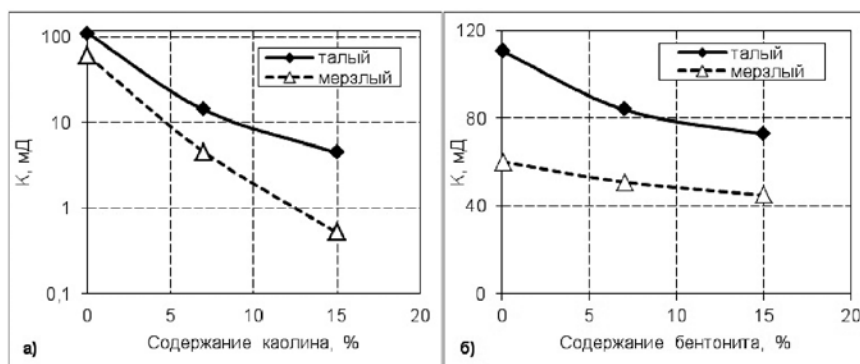
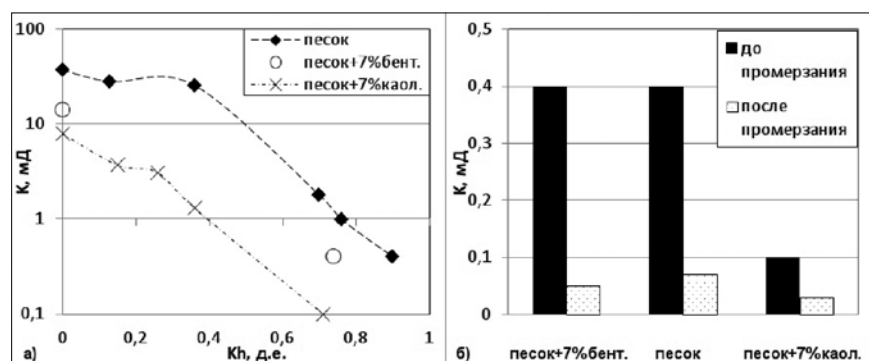




РИС. 6. а) зависимость газопроницаемости (К) песчаных образцов от степени перехода поровой влаги в гидрат (Kh) при положительной температуре; б) снижение проницаемости гидратонасыщенных образцов при промерзании.



показано, что при начальной влагонасыщенности образцов 50–60 % и переходе до 70–80 % поровой влаги в газогидрат (коэффициент гидратности, характеризующий долю поровой влаги, перешедшей в гидрат – $K_h = 0,7–0,8$) снижение газопроницаемости достигало одного-двух порядков (рис. 6).

Сравнение газопроницаемости образцов песка с глинистой компонентой (рис. 6) разного состава показало некоторое различие, которое может быть связано как с влиянием минерального состава глин на исходные характеристики образцов, так и с условиями гидратообразования в поровом пространстве образцов. Различное снижение проницаемости при гидратообразовании по-видимому объясняется структурно-текстурными изменениями, которые обусловлены различными механизмами образования газогидратов в поровом пространстве.

При замораживании гидратонасыщенных образцов выявлено, что величина их газопроницаемости может снижаться в несколько раз и более, при этом коэффициент гидратности увеличивался не более чем на 6 % (рис. 6б). Это обусловлено вымерзанием остаточной поровой влаги, а также дополнительным гидратообразованием при фазовых переходах вода-лед.

Выводы

Выполненные экспериментальные исследования по оценке изменения газопроницаемости модельных неконсолидированных

коллекторов при фазовых переходах поровой влаги в лед и гидрат позволяют сделать следующие выводы.

Установлено, что относительная проницаемость мерзлых песчаных пород при повышении льдонасыщенности до 40–50 % снижается на один порядок, при дальнейшем повышении степени заполнения пор льдом более 70 % относительная проницаемость снижается более чем на порядок. При этом можно выделить критический диапазон степени заполнения пор льдом, при котором проницаемость образцов резко снижается.

Выявлено, что проницаемость мерзлых пород ниже чем талых при одинаковых степенях заполнения пор, при этом с увеличением степени заполнения пор разница увеличивается. Так при степени заполнения пор ~30 % проницаемость мерзлых меньше талых менее чем в 1,5 раза, а при степени заполнения пор 50–60 % разница может достигать нескольких порядков.

В промерзающих песчаных коллекторах на снижение газопроницаемости значительное влияние оказывает не только количество, но и минеральный состав глинистой компоненты. Для образцов, содержащих глинистые частицы каолинового состава, проницаемость снижается сильнее, чем для образцов с бентонитовыми частицами как в мерзлом, так и в талом состоянии. Так при увеличении содержания каолина с 0 до 7 % проницаемость мерзлых образцов снизилась почти в 14 раз, а при добавлении 7 % бентонита снижение проницаемости составляло менее чем 1,5 раза.

Газопроницаемость песчано-алевритистых коллекторов ($W = 14–18\%$) при переходе до 70–80 % поровой воды в газогидрат снижается на 1–2 порядка.

При замораживании гидратонасыщенных образцов величина их газопроницаемости дополнительно снижается в несколько раз и более. Это обусловлено вымерзанием остаточной поровой влаги, а также дополнительным гидратообразованием при фазовых переходах вода-лед.

Исследования выполнены при финансовой поддержке грантов РНФ 16-17-00051 и РФФИ 17-05-00995

Литература

- Агалаков С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1997, № 3, с.6–21.
- Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 235 с.
- Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. 2003. № 3. с. 70–80.
- Романовский Н.Н. Основы криогенеза литосферы, М.: Изд-во МГУ, 1993, 336 с.
- Старобинец И.С., Мурогова Р.Н. Экранирующая и проводящая роль пород криолитозоны по отношению к миграционным углеводородам // Геология нефти и газа, 1985, № 1, с. 24–27.
- Чувиллин Е.М., Гребенкин С.И., Сакле М. Влияние влажностного содержания на проницаемость песчаных пород в мерзлом и талом состояниях // Криосфера Земли, том 20, № 3, 2016, с.71–78.
- Чувиллин Е.М., Гребенкин С.И. Экспериментальная оценка газопроницаемости газонасыщенных пород при гидратообразовании и замораживании // Криосфера Земли, том 19, № 2, 2015, с. 67–74.
- Якушев В. С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М., ВНИИГАЗ, 2009, 192 с.
- Chuvilin E. M., Tumskoy V. E., Tipenko G. S., Gavrilov A. V., Bukhanov B. A., Tkacheva E. V., Audibert-Hayet A., and Cauquil E. Relic gas hydrate and possibility of their existence in permafrost within the south-tambey gas field // SPE 166925. In Conference proceedings. SPE Arctic and Extreme environments, pages 1–9, 2013.
- Chuvilin E.M., Grebenkin S.I., Jmaev M.V. Geomodel 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201802399.
- Lantuit H., Overduin P. P., Couture N., Wetterich S., Are F., Atkinson D., Brown J., Cherkashov G., Drozdov D., Forbes D., Graves-Gaylord A., Grigoriev M., Hubberten H. W., Jordan J., Jorgenson T., Ødegård R. S., Ogorodov S., Pollard, W., Rachold V., Sedenko S., Solomon S., Steenhuisen F., Streletskaia I. and Vasiliev, A. The Arctic Coastal Dynamics database. A new classification scheme and statistics on arctic permafrost coastlines, Estuaries and Coasts, 35 (2), 2012, pp. 383–400.

KEYWORDS: hydrocarbon deposits, the Arctic shelf, hydrocodoneusa rock permeability reservoirs, unconsolidated reservoirs.

ДРЕЙФУЮЩИЕ ЛЬДЫ

СИСТЕМА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОСРЕДЫ ПОД АРКТИЧЕСКИМИ РЕГИОНАМИ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ АВТОР ФИКСИРУЕТ ТЕКУЩИЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА О СИСТЕМЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ДРЕЙФУЮЩИХ ЛЬДАХ.

THE AUTHOR FIXES THE CURRENT STAGE OF THE PROJECT RELATED TO THE SYSTEM OF GEOPHYSICAL OBSERVATIONS ON THE DRIFTING ICE.

УДК 550.83

Ключевые слова: геофизические исследования, дрейфующие льды, геологоразведка в Арктике, сейсморазведка, электроразведка.

Могилатов Владимир Сергеевич,
доктор технических наук, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики Института нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения РАН (ИНГГ СО РАН), Профессор кафедры геофизики Новосибирского государственного университета (НГУ)

Основная принципиальная проблема, которую приходится решать при проектировании геолого-геофизического исследования в Арктике состоит в том, что объект покрыт глубоким морем и, частично, многолетними льдами. Такая «двойная упаковка» сразу исключает длинный ряд наземных технологий, дистанционные исследования с летательных аппаратов и спутников, но также и многие наработки морской геофизики. Что же остается? Стандартные методы сейсморазведки в этих условиях невероятно дороги и проблематичны. Спутниковые гравиметрические и магнитометрические исследования предоставляют важную информацию о региональных структурах, однако они не имеют пока достаточного

разрешения для выделения локальных неоднородностей, имеющих наибольшее практическое значение. Электромагнитные исследования с использованием естественных полей могут сохранить свое значение, однако они также не обладают необходимой детальностью. Нужны активные методы. Однако традиционные методы электромагнитных зондирований с искусственными источниками направлены на изучение общего распределения параметра сопротивления в геологической среде и становятся неэффективными при наличии такого мощного проводящего экрана как слой морской воды. Льды также делают невозможным применение некоторых морских технологий (таких как CSEM), которые все же претендуют на некоторую эффективность в море.

РИС. 1. Схема прихода сейсмических лучей на станции, установленные на льду. Справа: примеры сейсмограмм, записанных станцией на дрейфующей льдине, от телесеизмического, регионального и локального событий. Показаны также кратные волны, отраженные от дна и льда

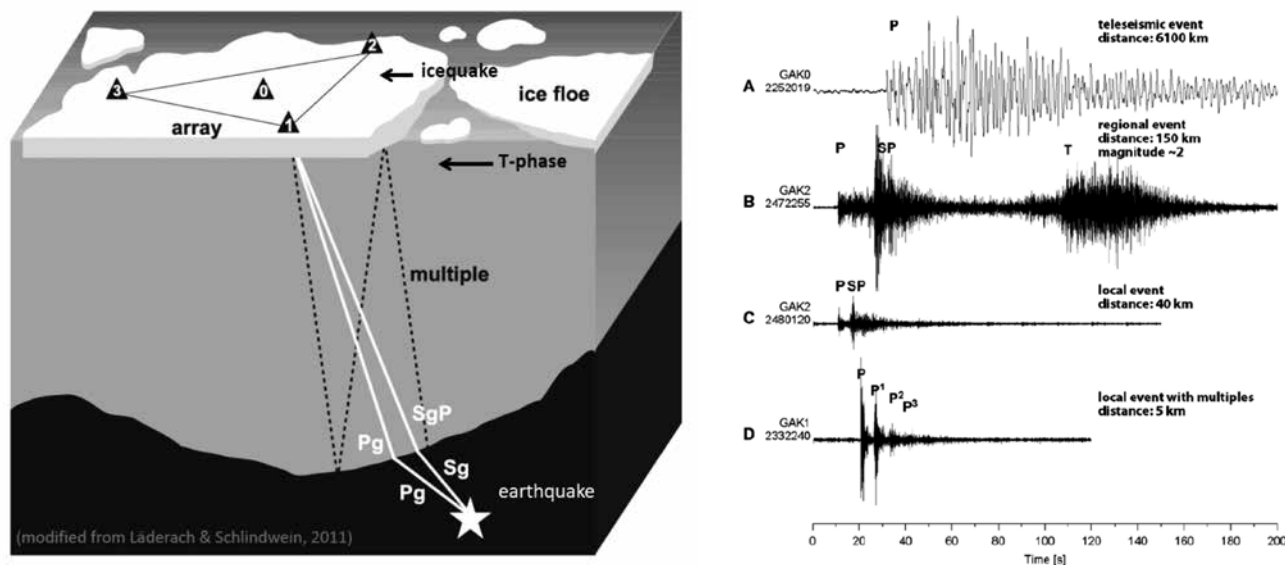
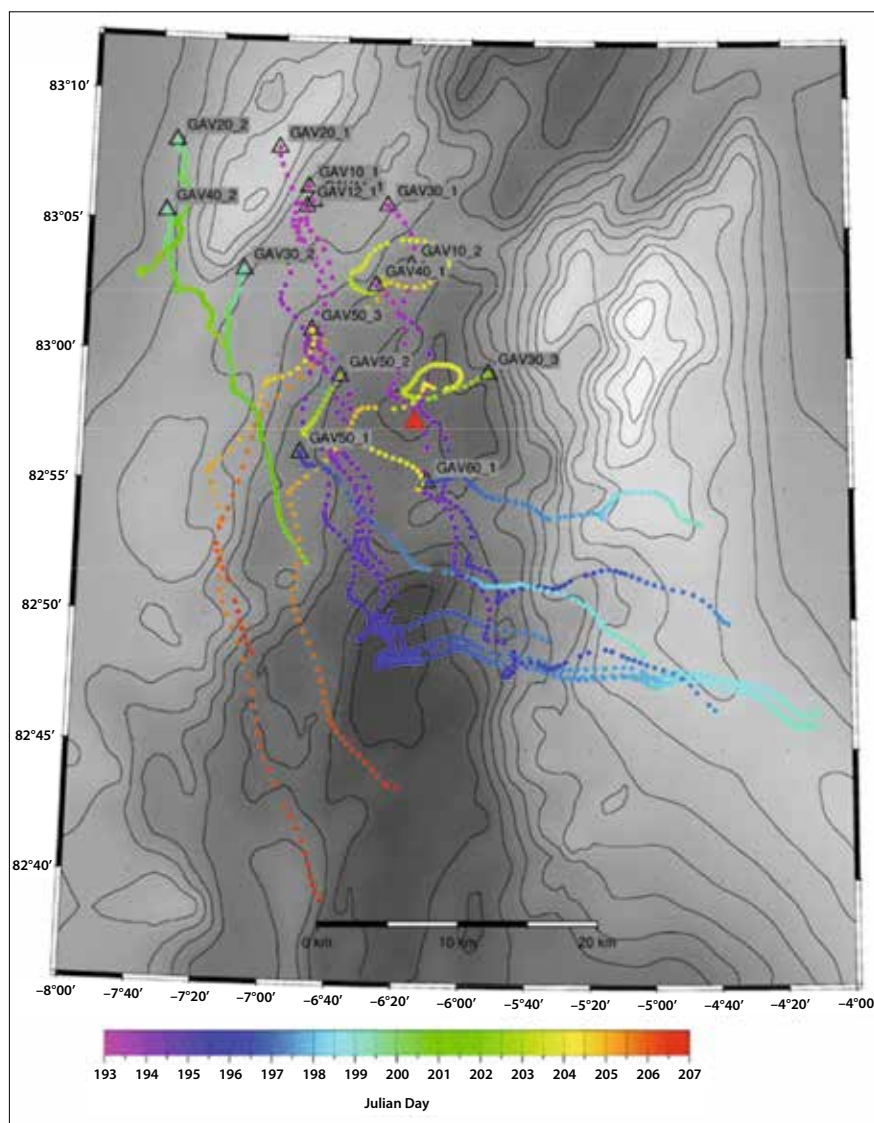




РИС. 2. Траектории миграции сейсмических станций, установленных на дрейфующих льдах силами сотрудников AWI Bremerhaven. Начальное положение станций показано треугольниками; время их функционирования отмечено цветом. Установка производилась в районе хребта Гаккеля



Понимание глубинного строения литосферы под Северным Ледовитым океаном необходимо для воссоздания этапов развития региона в геологическом прошлом, что, в свою очередь, может позволить определить условия образования месторождений полезных ископаемых и помочь обнаружить их положение. В настоящий момент тратятся большие ресурсы на проведение геофизических изысканий в полярных областях, которые существенно более затратные, чем аналогичные работы в средних широтах. Так, проведение сейсморазведочных работ требует расчистки акватории ото льда с помощью ледокола, что приводит к многократному увеличению стоимости исследований. Поэтому разработка относительно недорогих геофизических систем,

базирующихся на дрейфующих льдах, которые обеспечивали бы информацию о геологическом строении среды под дном океана, является актуальной задачей. Наш подход состоит в том, чтобы отказавшись от стандартных методик, пожертвовав их мобильностью в пользу сложного, но эффективного устройства эксперимента, обеспечить их долговременное перемещение над изучаемой средой за счет известного полярного дрейфа льда. Можно тут сослаться на опыт советских и российских СП. Собственно, мы продолжили бы традицию станций СП, дополнив традиционное изучение полярной области Земли мощной геофизической составляющей. Кстати, и организация очередных станций СП переводится на новый уровень. Согласно государственной

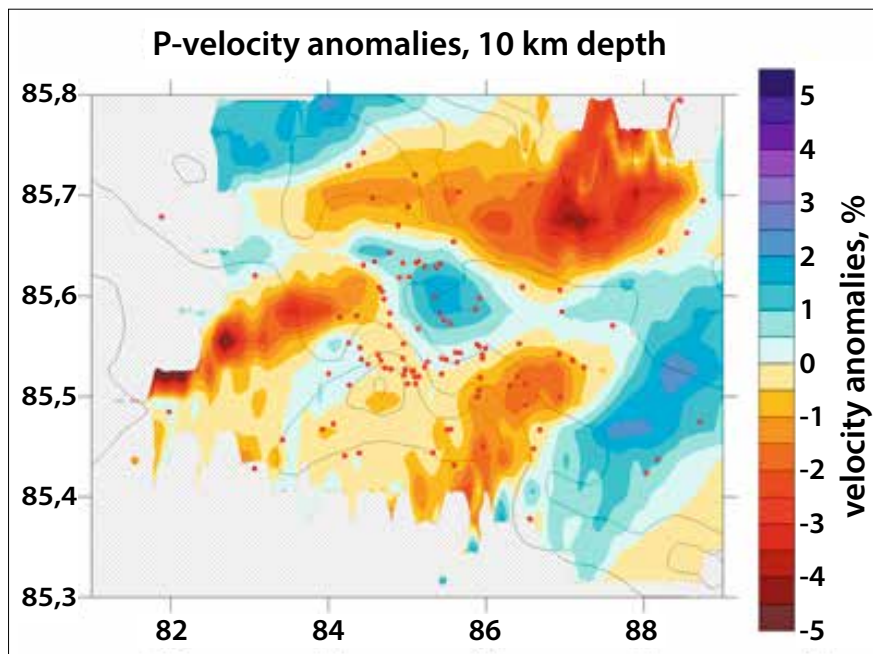
программе, они будут основаны на использовании так называемых ледостойкой самодвижущейся платформы (ЛСП), что значительно повышает реалистичность и безопасность станций СП и нашего предложения.

Далее мы обсуждаем и анализируем определенный набор методов, каждый из которых специально устроен, модифицируется и анализируется для эффективных зондирований с дрейфующего льда на поверхности, возможно, глубокого моря. Этот комплекс, разумеется, открыт и может пополняться за счет других геофизических методов при эффективной их реализации для рассматриваемых условий. В данной работе мы отражаем очередной этап развития этого проекта.

Сейсмический метод

Проведение стандартных сейсморазведочных работ в условиях Арктики требует расчистки акватории ото льда с помощью ледокола, что приводит к многократному увеличению стоимости исследований (например, Казанин и др., 2015). Тем не менее, сейсмика является сейчас основным методом геофизическим методом на суше и на море. Поэтому мы включаем сейсмический метод в наш комплекс, подразумевая идею использовать плавучие льды для установки сейсмологических сетей, которая возникла относительно недавно. Эксперименты такого рода были проведены силами немецкого Института арктических исследований в Бремерхафене (AWI Bremerhaven), начиная с 2007 года под руководством Веры Шлиндвайн (Schlindwein et al., 2007). По ходу регистрации было записано достаточно много локальных событий из зоны спрединга, несколько региональных и телесеизмических событий, примеры регистрации которых показаны на рис. 1, взятые из работы (L. derach and Schlindwein, 2011). Можно видеть, что помимо четкой Р волны, можно достаточно надежно выделить обменную SgP волну, которую можно легко пересчитать в S волну. На рис. 2 показаны траектории миграции станций одной из сетей, установленных на плавающих льдах, в районе хребта Гаккеля, а на рис. 3 показана томографическая

РИС. 3. Томография коры в районе хребта Гаккеля в Арктике по данным сети на дрейфующих льдах, установленной AWI-Bremerhaven (А.Яковлев и И.Кулаков)



интерпретация наблюдений (А. Яковлев и И. Кулаков, ИНГГ СО РАН). Таким образом, этот эксперимент показал, что сети, установленные на льду, вполне способны дать полноценные записи приходящих Р и S волн, что позволяет использовать их, например, для задачи сейсмической томографии. Несмотря на столь обнадеживающие результаты специалистов из AWI, нам неизвестны аналогичные работы в этом направлении, выполненные другими организациями. Несомненно, такого рода практику необходимо развивать и в Российской части Арктики, и настоящий проект нацелен именно на то, чтобы сделать реализацию этого предложения возможным. Поскольку данные работы являются лишь первыми попытками такого рода, многие научные вопросы пока еще не изучены. Например, пока не ясно, могут ли такого рода сети регистрировать поверхностные волны от землетрясений и можно ли выделить полезные волны путем кросс-корреляции микросейсмического шума.

Электроразведка с контролируемым источником

Мы также предлагаем совершенно особую технологию электромагнитных зондирований, основанную на возбуждении определенной (ТМ) поляризации

электромагнитного поля, что с технической стороны обеспечивается применение особого же источника поля (круговой электрический диполь – КЭД). Эта технология (зондирования вертикальными токами – ЗВТ) позволяет фиксировать тонкие аномальные эффекты в отклике за счет глубокой компенсации на физическом уровне общего проводящего фона геоэлектрического разреза, в том числе и слоя морской воды. Технология, собственно, уже достаточно широко опробована в наземном варианте на различных объектах, прежде всего, на углеводородных залежах, и показала высокую эффективность. Детальность, например, позволяет говорить об оконтуривании залежей и о рекомендациях для бурения внутри контура месторождения. Теоретические аспекты нового метода и практические результаты имеют уже обширную публикацию. Особая чувствительность метода к наличию углеводородов объясняется возбуждением областей среды над залежами нефти (ореолы). Такое возбуждение, разумеется, в разной степени происходит в любом геоэлектромагнитном методе, но наблюдается отчетливо лишь в методе ЗВТ в силу особых свойств применяемого источника поля. Фиксация ореолов, которые поднимаются высоко вверх, возможно, до самого дна

бассейна, позволяет надеяться на «углеводородную» эффективность предлагаемого метода в условиях глубокого моря.

Характерной особенностью ЗВТ является особый, весьма сложный с традиционной точки зрения, источник поля. Эта логичная плата за высокую эффективность обычно указывается как недостаток, учитывая необходимость перемещать источник. Но в рамках проекта этот вопрос разрешается самым удовлетворительным образом – мы используем для перемещения дрейф льдов. Итак, мы предлагаем в комплексе для геофизических исследований с дрейфующих льдов следующую методику электромагнитных зондирований (Могилатов, Злобинский, 2016).

На льду располагается (один раз и очень тщательно) питаемая в импульсном режиме установка кругового электрического диполя. Как показано на рис. 4, установка заземляется в центре и по концам радиальных питающих линий через отверстия во льду. Радиус КЭД (длина радиальной линии) может достигать 5–10 км (вопрос подлежит изучению). Система наблюдения складывается из электрических приемников в виде фиксированных, заземленных в воде, горизонтальных и вертикальных линий, а также из площадной, оперативно выполняемой мобильными индуктивными датчиками системы измерений магнитного поля. Интерпретация, которая должна включать одномерные и трехмерные подходы, чрезвычайно повысит свою достоверность за счет постоянно сопутствующих сейсмических зондирований, которые обеспечат надежную априорную информацию о границах.

Проект «плавающих» геофизических сетей наблюдения начинался именно с предложения о помещении кругового электрического диполя на дрейфующий лед как развитие практики станций СП. Однако было понятно проблемы с надежностью долговременной работы такой установки и со снабжением энергоресурсами (источник требует довольно мощное электрическое питание). Сейчас, согласно Госпрограмме, предполагается устраивать станции СП на основе ледостойкой самодвижущейся платформы

РИС. 4. Общий вид электрической питающей установки на арктическом льду при использовании ЛСП

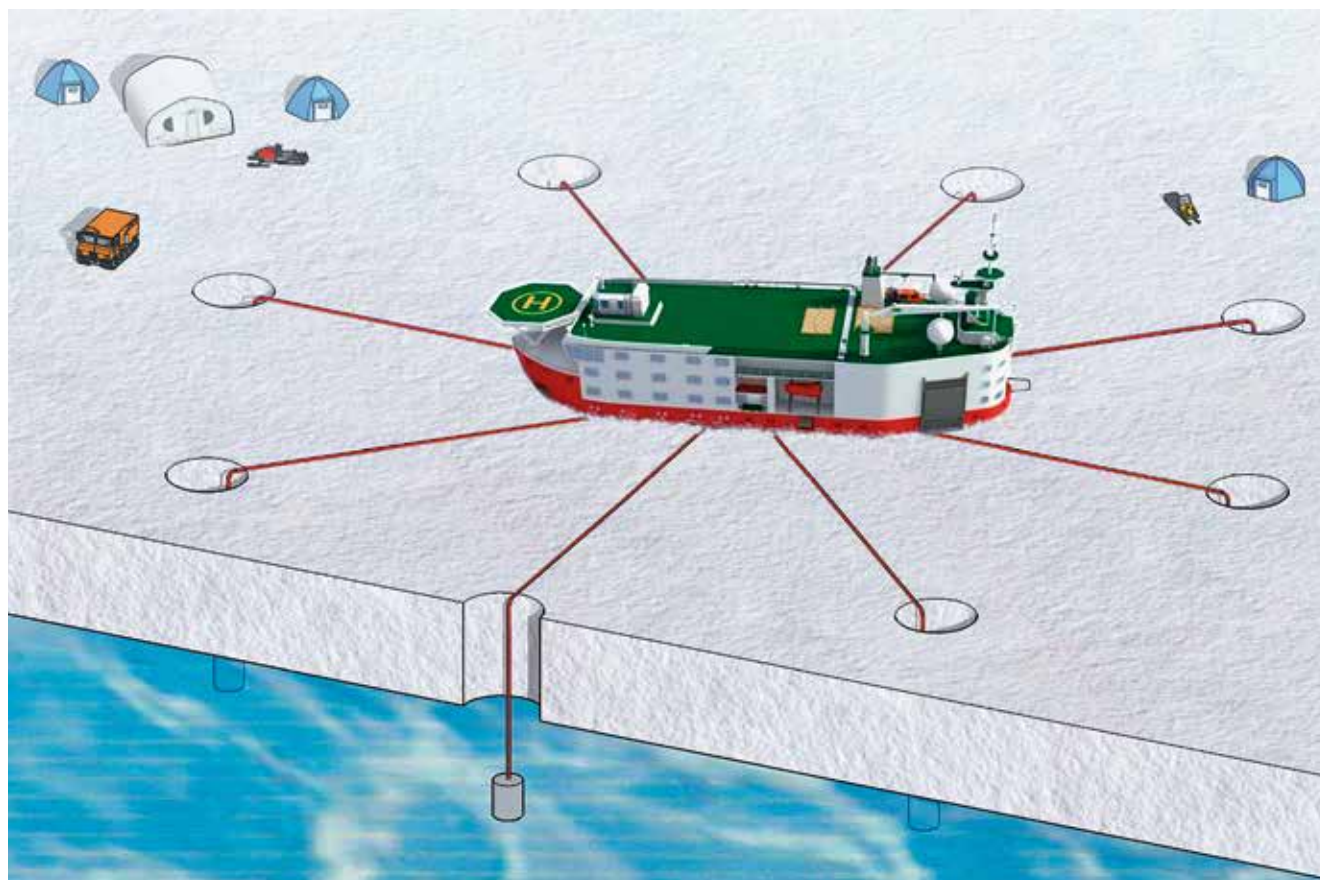
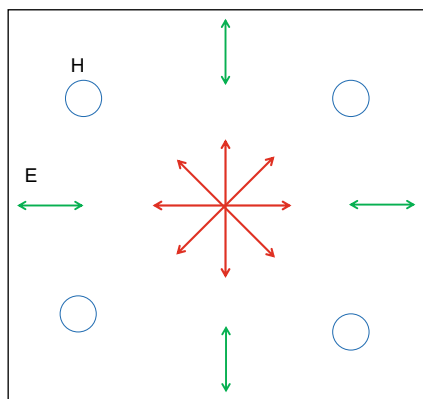


РИС. 5. Общий вид электрической установки на арктическом льду



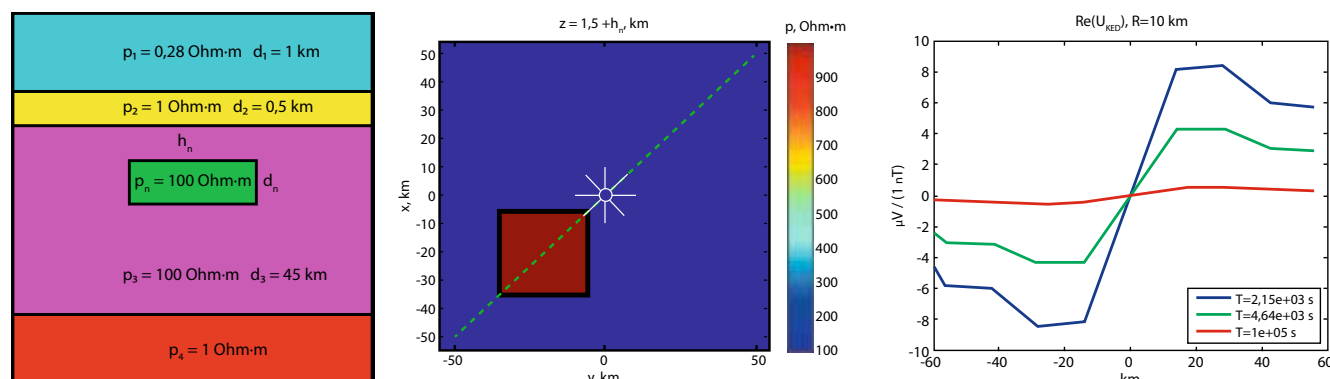
(ЛСП), которая вмораживается в многолетний лед и дрейфует вместе с ним. Это делает проект значительно реальнее.

Магнитотеллурические исследования

Довольно очевидным и логичным выглядит дополнение электромагнитных зондирований с контролируемым источником магнитотеллурическими зондированиями. Это авторитетный и независимый метод, но также есть и дополнительные соображения в пользу его применения в предлагаемом комплексе. МТ зондирования – более глубокие и прекрасно дополняют данные зондирований становлением (ЗС), которые обеспечивают большее разрешение в верхах разреза. Второе соображение состоит в том, что использование

магнитотеллурического метода, использующего природные поля, практически совсем не утяжеляет серьезную проблему с энергоресурсами. Разумным было бы дополнить МТЗ магнитовариационным методом. Есть вопрос с размещением системы измерений. Теория и практика морских МТЗ утверждает, что оптимально измерения производить вблизи дна. Однако в нашем случае очень желательно размещать измерительную систему на льду. Математическое моделирование показывает, что в этом случае эффективность снижается, но остается достаточной (Коротаев и др., 2010). В рамках проекта этот вопрос будет изучаться.

РИС. 6. Глубинный разрез, план и разность потенциалов с КЭД на трех временных периодах вдоль профиля над неоднородностью



Может быть, нужно использовать для МТЗ подготовленную для ЗС систему приемных горизонтальных и вертикальных линий (рис. 5). Совершенно новым инструментом может стать КЭД как измерительная установка для МТЗ. Для оценки возможностей применения КЭД при МТЗ, проведены численные расчеты электромагнитного поля в трехмерно неоднородной среде по методу Треффца (Плоткин, Губин, 2014). Результаты показаны на рис.6 и свидетельствуют о том, что прием сигнала с КЭД, который есть, собственно, аналог вертикальной электрической линии, является новым эффективным средством в МТЗ для исследования глубинных объектов с поверхности моря.

Выводы

В настоящее время авторы предлагают не выполнение собственно геофизического проекта, а его научно-техническое проектирование. Что касается самого геофизического

эксперимента, то его народно-хозяйственный эффект, в случае исполнения, конечно же велик и касается национальных интересов. Автор (и участники проекта), безусловно, уверен в эффективности предлагаемых нетрадиционных геофизических исследований. Однако такой масштабный эксперимент должен быть тщательно подготовлен и обоснован. Необходимо выполнить сложное математическое моделирование, оценить технические параметры, провести сбор геолого-геофизической информации. Такой научно-обоснованный, подготовленный к реализации проект сам по себе имеет большое народно-хозяйственное значение, позволяя планировать, оценивать перспективы и рассматривать альтернативы. ●

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-17-00095).

Литература

1. Казанин Г.С. и др., 2015. Экспедиция «Арктика-2014»: комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса, Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2015, № 2 (22), 92-97.
2. Коротаев С.М. и др., 2010. Изучение возможности магнитотеллурического зондирования в Северном ледовитом океане с помощью численного моделирования. Физика Земли, №9, 35-47.
3. Могилатов В.С., Злобинский А.В., 2016. Геоэлектрический эксперимент в Арктике (проект). Геофизика, № 1, 75-80.
4. Плоткин В.В., Губин Д.И. Учет приповерхностных неоднородностей над горизонтально слоистым разрезом при магнитотеллурическом зондировании // Геология и геофизика, 2015, т. 56(7), с. 1381-1390.
5. Läderach, C. and Schlindwein, V., 2011. Seismic arrays on drifting ice floes: experiences from four deployments in the Arctic Ocean. Seismological Research Letters, 82(4), pp.494-503.
6. Schlindwein, V., Müller, C. and Jokat, W., 2007. Microseismicity of the ultraslow-spreading Gakkel ridge, Arctic Ocean: a pilot study. Geophysical Journal International, 169(1), pp.100-112.

KEYWORDS: *geophysical studies of floating ice exploration in the Arctic, seismic prospecting, electrical prospecting.*





МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

23-28 ИЮНЯ 2019
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



МИРОВОЙ
НЕФТЯНОЙ
СОВЕТ



РОССИЙСКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
КОМИТЕТ МНС

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

www.flf-russia.com



ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИКИ

УДК 622.276

Антон Иванович ЗАХАРОВ,
начальник лаборатории проектирования
и сопровождения разработки морских
месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ»





В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОПРОС О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ОСОБЕННОСТЬЮ ОБУСТРОЙСТВА МОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЕГО РАЗРАБОТКИ. В ЧАСТНОСТИ, ПОКАЗАНО ВЛИЯНИЕ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА РАЗВИТИЕ ДОЖИМНОГО КОМПРЕССОРНОГО КОМПЛЕКСА НА МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ. НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБСКОЙ ГУБЫ ПРЕДСТАВЛЕН ПРИНЦИП СОГЛАСОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ И ПАРАМЕТРОВ ДОЖИМНОГО КОМПРЕССОРНОГО КОМПЛЕКСА С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗУЕМОСТИ МОРСКОГО ПРОЕКТА.

ATHE PROBLEM OF THE NECESSITY TO CONSIDER ADDITIONAL LIMITATIONS, CAUSED BY MARINE FIELD DEVELOPMENT SPECIFICITY, WHILE ITS DEVELOPMENT IS DESIGNED. IN PARTICULAR, THE INFLUENCE OF GAS PRODUCTION UPON A MARINE PLATFORM BASED BOOSTER COMPRESSOR SET DEVELOPMENT IS SHOWN. AS EXEMPLIFIED BY ONE OF THE GULF OF OB GAS FIELDS, THE TECHNOLOGICAL INDICES ACCOMMODATION PRINCIPLE OF GAS RESERVE DEVELOPMENT AND BOOSTER COMPRESSOR SET PARAMETERS WITH A GOAL OF A MARINE PROJECT ECONOMIC EFFICIENCY AND PRACTICAL FEASIBILITY ELEVATION.

Ключевые слова: морское месторождение, разработка и обустройство, технологические показатели, дожимной компрессорный комплекс.

Освоение месторождений природного газа сопряжено с необходимостью комплексного решения технических, технологических и экологических проблем. Основным отличием освоения морского месторождения является специфика его обустройства, заключающаяся в необходимости применения гидротехнических нефтегазопромысловых сооружений и других объектов обустройства морского промысла для обеспечения сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции. Для месторождений Арктического шельфа, где освоение месторождения осложняется суровыми природно-климатическими условиями, в том числе наличием тяжелой ледовой обстановки, данное обстоятельство приобретает особо важное значение [1].

Обустройство месторождения в условиях открытого моря предполагает размещение технологического оборудования на ограниченной площади верхнего строения морской технологической платформы (ВСП). Требования, предъявляемые к массогабаритным характеристикам ВСП, обуславливают уникальность применяемого оборудования, а следовательно, его стоимость.

В технологической схеме обустройства морского месторождения, как правило, присутствует дожимная компрессорная станция (ДКС),

ФАКТЫ

25_м

достигает глубина Обской губы – самого крупного залива Карского моря

необходимая для транспорта добываемой продукции и размещаемая, соответственно, на ВСП. В зависимости от характеристик ДКС (масса и габариты) на ВСП должна быть предусмотрена определенная площадь. При этом, в отличие от суши, здесь эта площадь должна быть предусмотрена заранее, т.е. с самого начала эксплуатации. Как следствие, массогабаритные характеристики ДКС будут существенно влиять и на нижнее основание платформы (НОП).

Поэтому для выбора рациональной стратегии развития дожимного компрессорного комплекса на морской платформе при обосновании технико-экономических показателей эффективности разработки морского газового месторождения необходимо базироваться на динамике годовой добычи газа, согласованной с изменением во времени необходимой мощности ДКС.

РИС. 1. Динамика годовых отборов газа и падения устьевое давления по варианту 1

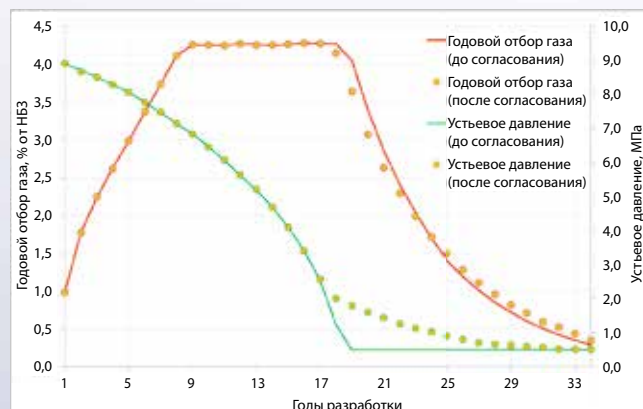


РИС. 2. Динамика потребной мощности ДКС по варианту 1.

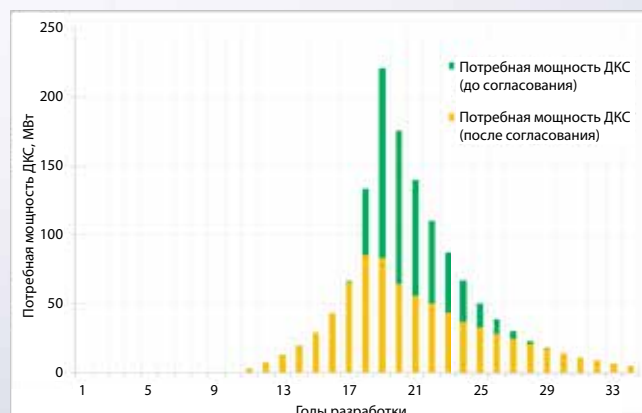
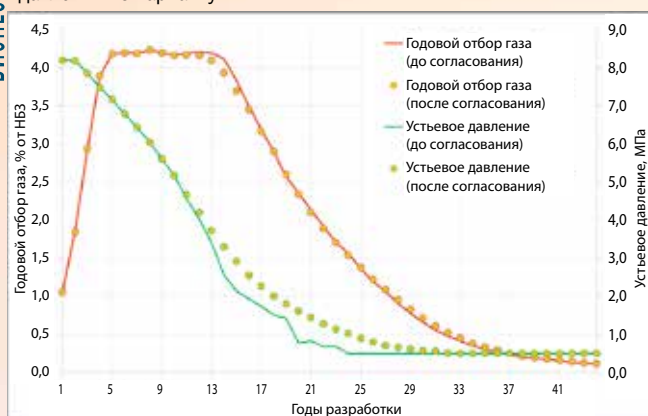


РИС. 3. Динамика годовых отборов газа и падения устьевое давления по варианту 2



Определить «с ходу» величину наиболее предпочтительной мощности не представляется возможным – слишком много параметров участвует в расчетах. В связи с этим предлагается заранее перед расчетом динамики годовой добычи газа задать некоторое значение мощности ДКС, используя при этом промысловый опыт освоения аналогичных сухопутных залежей.

Таким образом, динамика добычи газа и падение устьевое давления рассчитываются с учетом потребной (заданной) мощности. При превышении заданной мощности добыча газа снижается, а устьевое давление увеличивается. В таком случае, продолжительность периода постоянной добычи газа определяется не моментом снижения устьевое давления до минимально возможного, а моментом максимальной загрузки ДКС. Далее добыча газа и устьевое давление поддерживаются такими, чтобы обеспечить эксплуатацию ДКС с максимально возможной мощностью.

Следует отметить, что при таком согласовании динамики отборов газа и загрузки мощностей ДКС накопленная добыча на момент окончания разработки практически не отличается от накопленной добычи газа, полученной без согласования. Это объясняется тем, что за счет сокращения отборов и значительного увеличения устьевое давления динамика годовой добычи становится более пологой, т.е. «то, что не добыли сначала, добудем после».

РИС. 5. Динамика годовых отборов газа и падения устьевое давления по варианту 3

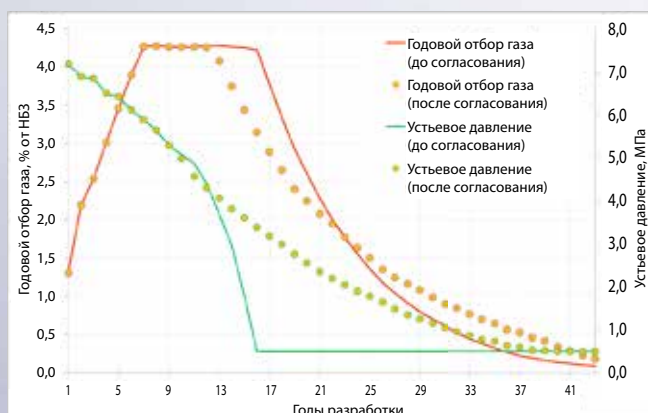
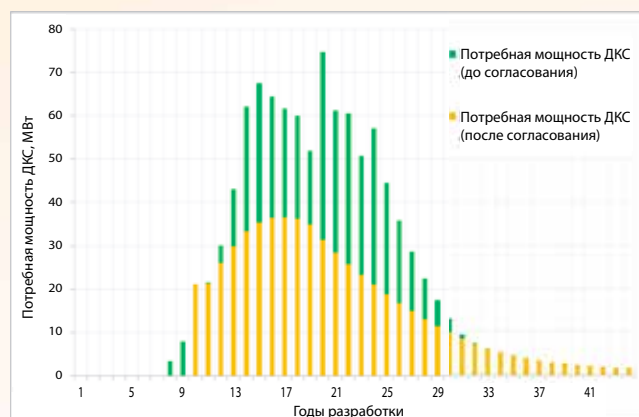


РИС. 4. Динамика потребной мощности ДКС по варианту 2



При этом динамика загрузки ДКС избавляется от «пикообразности». В условиях освоения морского месторождения данное обстоятельство существенно сказывается на объемах капитальных вложений – сокращаются массогабаритные характеристики дорогостоящей стационарной платформы за счет отсутствия необходимости размещения на ней дополнительного газоперекачивающего оборудования, тем более использование которого предусматривалось на короткий период времени.

На примере одного из месторождений Обской губы представлены результаты согласования технологических показателей разработки газовой залежи и параметров дожимного компрессорного комплекса по трем вариантам в соответствии с предложенным принципом.

Полученные результаты свидетельствуют о достижении технологического эффекта

ФАКТЫ

Характеристики

ВСП

обуславливают уникальность применяемого оборудования и его стоимость

РИС. 6. Динамика потребной мощности ДКС по варианту 3

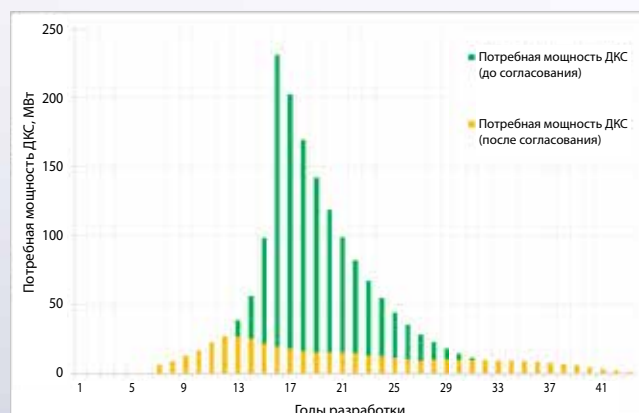




ТАБЛИЦА 1. Сводные технико-экономические показатели вариантов разработки

Показатели	Единица измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		до	после	до	после	до	после
по разработке залежи:							
Кол-во кустов	ед.	1		1		1	
Фонд скважин	ед.	46 с отходом 1000 - 4000 м		37 с отходом 2750 м		49 одно- и двухзубойных с отходом 1000 - 4000 м	
Период разработки	лет	46	46	44	45	43	45
Период постоянных отборов газа	лет	10	9	10	8	10	6
Проектный уровень добычи газа	% от НБЗ	4,28	4,28	4,23	4,23	4,28	4,28
Коеф-нт извлечения газа	% от НБЗ	88,3	88,3	86,9	86,9	89,0	88,6
по обустройству месторождения:							
Год достижения мин. допуст. давления	год	19	33	25	33	16	40
Мощность ДКС	МВт	220983	85212	70560	36517	231261	27177
Количество агрегатов	единиц	19	8	7	4	20	3
Потребная площадь под ГПА	м ²	191520	71460	70560	40320	201600	30240
Масса верхнего строения платформы	т	21000	17300	17000	16400	20800	16100
по экономической эффективности:							
Капитальные вложения в морской добычной комплекс	%	100,0	90,9	71,9	69,4	91,2	69,3
Внутренняя норма доходности	%	11,5	11,5	13,5	13,5	12,8	13,2

(таблица 1). Снижение потребной мощности дожимного компрессорного комплекса на платформе способствует сокращению массогабаритных характеристик гидротехнического сооружения, что в свою очередь повышает реализуемость проекта и приводит к уменьшению объемов капитальных вложений в строительство морского добычного комплекса. При этом, показатели по добыче газа существенно не изменяются, а внутренняя норма доходности при реализации проекта освоения месторождения остается на прежнем уровне.

Концепция более или менее длительного периода постоянной добычи газа не соответствует цели достижения наиболее высокого показателя экономической эффективности добычи газа для морского месторождений [2].

В дополнение стоит сказать, что повышению внутренней нормы доходности будут способствовать технико-технологические решения в области разработки, которые позволили бы прогнозировать более высокие

ФАКТЫ

ВСП

На

должна быть предусмотрена определенная площадь в зависимости от характеристик ДКС

уровни добычи газа на начальном этапе эксплуатации месторождений, не заботясь при этом о сохранении более или менее длительного периода постоянной добычи. Для региона, в котором создаваемая производственная инфраструктура будет единой для группы месторождений, приоритет следует отдать динамике суммарной добычи газа по всему газодобывающему комплексу, развитие которого прогнозируется на ресурсной базе нескольких месторождений. Кроме того, при комплексном подходе к обоснованию рациональной системы освоения группы месторождений (включая береговые месторождения) наиболее приемлемым вариантом технологической схемы обустройства является строительство общей береговой установки комплексной подготовки газа (УКПГ). В этом случае минимизируются суммарные затраты в обустройство месторождений и упрощаются технические решения как по строительству объектов морского добычного комплекса, так и объектов, подлежащих строительству на суше. ●

Литература

1. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений – 2-е изд. / Р.И. Вяхирев, Б.А. Никитин, Д.А. Мирзоев // Издательство Академии горных наук. – 2001.
2. К проблеме обоснования эффективных схем освоения газовых залежей в акватории Обской и Тазовской губ / Ю.Я. Чернов, А.И. Захаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 34–39.

KEYWORDS: offshore field, development and arrangement, technological parameters, booster compressor complex.



НОВЫЙ ОБРАЗ СОВРЕМЕННОЙ ХИРУРГИИ МОСКВЫ GMS HOSPITAL



ИГОРЬ КРАСНОЛУЦКИЙ

Основатель, управляющий партнер
медицинской группы компаний GMS

Когда мы говорим об открытии новых направлений, мы стараемся руководствоваться в первую очередь не экономической эффективностью, а придерживаться репутационной модели, которую мы выбрали. Также делаем упор на те медицинские подразделения, которые в нашем городе требуют дополнительного развития. С гордостью и личной ответственностью представляю вам новый образ хирургического центра Москвы – GMS Hospital. Уникальное сочетание хирургического оборудования и профессиональной команды врачей с персонализированным подходом к каждому пациенту.



БАДМА БАШАНКАЕВ

Руководитель Центра
хирургии GMS Hospital,
колоректальный хирург

Команда Центра хирургии GMS Hospital - это флагманы своего направления, проверенные качественными результатами и добрыми отзывами пациентов. Мы не перестаем совершенствоваться и учиться, принимаем и перенимаем опыт наших мировых коллег. Найти индивидуальный подход к каждому пациенту считаем неотъемлемой частью лечебного процесса.



реклама



О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

ДИАГНОСТИКА



**ЭКСТРЕННАЯ
ХИРУРГИЯ**

**ПЛАНОВАЯ
ХИРУРГИЯ**

**ТРАВМПУНКТ
КРУГЛОСУТОЧНО**

**ГОСПИТАЛИЗАЦИЯ
В СТАЦИОНАР**



СКОРАЯ ПОМОЩЬ

ДЕТСКАЯ ХИРУРГИЯ

**АМБУЛАТОРНАЯ
ХИРУРГИЯ**



КОНСТАНТИН ЛОКШИН

Руководитель Центра
оперативной урологии,
андрологии и онкоурологии
GMS Hospital

Оснащение клиники позволяет проводить весь спектр современных урологических операций: от малоинвазивного разрушения и удаления камней до хирургического лечения мужского бесплодия и онкоурологических заболеваний. Остается подобрать только то лечение, которое будет оптимальным для конкретного пациента.



АЛЕКСЕЙ РЫКУНОВ

Руководитель Центра
оперативной травматологии
и ортопедии GMS Hospital,
хирург-ортопед-травматолог

Лечение травмы я считаю успешным, когда пациент получает помощь быстро и в комфортных условиях, а у врача есть сразу все возможности для диагностики и лечения, даже при самых непростых ситуациях.

www.gmshospital.ru

Номер лицензии №ЛО-77-01-016461 от 3.08.2018г.

ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

ЗАЛЕЖИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Природа углеводородных и неуглеводородных компонентов в продукции залежей в палеозойских отложениях Северного Каспия

РАШИФРОВКА СЛОЖНОЙ МНОГЭТАПНОЙ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ (АКВАТОРИЯ КАСПИЙСКОГО МОРЯ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СУШИ) ВЫЯВИЛА ЕДИНЫЙ ИСТОЧНИК ИХ ОБРАЗОВАНИЯ – МАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ. ПЕРВОНАЧАЛЬНО НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ ФОРМИРОВАЛИСЬ В ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ В ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА, А ЗАТЕМ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗА СЧЕТ УВ ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ РАЗРУШЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПОДСОЛЕВЫХ РИФОГЕННЫХ ПОСТРОЙКАХ. ВТОРОЙ ЭТАП ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ЛОВУШКАХ СВЯЗАН С ДЛИТЕЛЬНЫМ ПЕРИОДОМ ИХ РАЗРУШЕНИЯ (ВКЛЮЧАЯ БИОДЕГРАДАЦИЮ). НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ В ПОДСОЛЕВЫЕ ПАЛЕОЗОЙСКИЕ НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ В ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЙКАХ ПОСТУПАЮТ УВГ СО СТОРОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ, ТОГДА КАК СО СТОРОНЫ КРЯЖА КАРПИНСКОГО И ЮЖНЫХ СКЛОНОВ СВОДОВЫХ СООРУЖЕНИЙ – КИСЛЫЕ ГАЗЫ. СМЕШИВАЯСЬ В ЛОВУШКАХ МАССИВНОГО ТИПА УГЛЕВОДОРОДНЫЕ И КИСЛЫЕ ГАЗЫ ФОРМИРУЮТ СОВРЕМЕННЫЕ МУЛЬТИСИСТЕМЫ ЗАЛЕЖЕЙ ЛЕТУЧИХ НЕФТЕЙ С АВПД. ФОРМИРОВАНИЕ МЕЛКИХ СКОПЛЕНИЙ СВОБОДНОГО МЕТАНОВОГО ГАЗА ВОЗМОЖНО В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗА СЧЕТ ДЕГАЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ПРИ РЕГИОНАЛЬНОМ ПОДЪЕМЕ ТЕРРИТОРИИ. ВТОРОЙ ВОЗМОЖНЫЙ ИСТОЧНИК МЕТАНА СВЯЗЫВАЕТСЯ С ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ БАКТЕРИЙ (АНАЭРОБОВ) В ПРОЦЕССАХ БИОДЕГРАДАЦИИ ОБ В ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И БИОЛОГИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ НЕФТИ.

COMPLEX, MULTI-STAGE NORTH CASPIAN PALEOZOIC AND MESOZOIC OIL DEPOSITS FORMATION HISTORY DECIPHERING (CASPIAN SEA WATER AREA AND THE ADJACENT LAND) HAS REVEALED THE COMMON SOURCE OF THEIR FORMATION – THE PALEOZOIC ROCK MATRIX. PRIMARILY, THE OIL DEPOSITS WERE FORMED IN THE UPPER PALEOZOIC DEPOSITS IN THE TRAPS OF DIFFERENT TYPES AND THEN IN THE MESOZOIC DEPOSITS DUE TO CH OF TOTALLY OR PARTIALLY DESTROYED OIL DEPOSITS IN THE SUBSALT REEF BORN STRUCTURES. THE SECOND STAGE OF THE OIL DEPOSITS HISTORY IN THE JURASSIC AND CRETACEOUS TRAPS IS RELATED TO THE LONG PERIOD OF THEIR DESTRUCTION (INCLUDING BIODEGRADATION). AT THE PRESENT STAGE, CHG COME TO SUBSALT LAYERS FROM THE SIDE OF CASPIAN LOWLAND, WHEREAS ACIDIC GASES COME FROM THE SIDE OF KARPINSKY RANGE AND THE SOUTHERN SIDE OF UPLIFTED POOLS. MIXING IN THE MASSIVE TYPE TRAPS, CARBOHYDRATE AND ACIDIC GASES FORM MODERN VOLATILE OILS DEPOSITS WITH AHRP MULTI-SYSTEMS. FORMATION OF SMALL FREE METHANE GAS ACCUMULATIONS POSSIBLY OCCURRED IN JURASSIC AND CRETACEOUS DEPOSITS DUE TO LAYER WATER DEGASSING WHEN LAYER PRESSURE WAS BELOW THE SATURATION PRESSURE WITH THE REGIONAL TERRITORY UPLIFTING. THE SECOND POSSIBLE METHANE SOURCE IS LINKED TO ANAEROBIC BACTERIA ACTIVITY IN THE PROCESSES OF ANAEROBIC BACTERIA IN THE PRODUCTIVE DEPOSITS AND OIL BIOLOGICAL DESTRUCTION

Ключевые слова: нефтегазовая залежь; Северный Каспий; палеозойские отложения; нефтеносность; нефтегазовый потенциал; главная зона нефтеобразования, главная зона образования газа, кислые газы.

Лобусев М.А.,
к.г.-м.н., зам. заведующего
кафедрой, доцент,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Лобусев А.В.,
д.г.-м.н., проректор, профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Бочкарев В.А.,
к.г.-м.н., зам начальника
департамента,
ЛУКОЙЛ-International Upstream
West Inc.

Бочкарев А.В.,
д.г.-м.н., профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

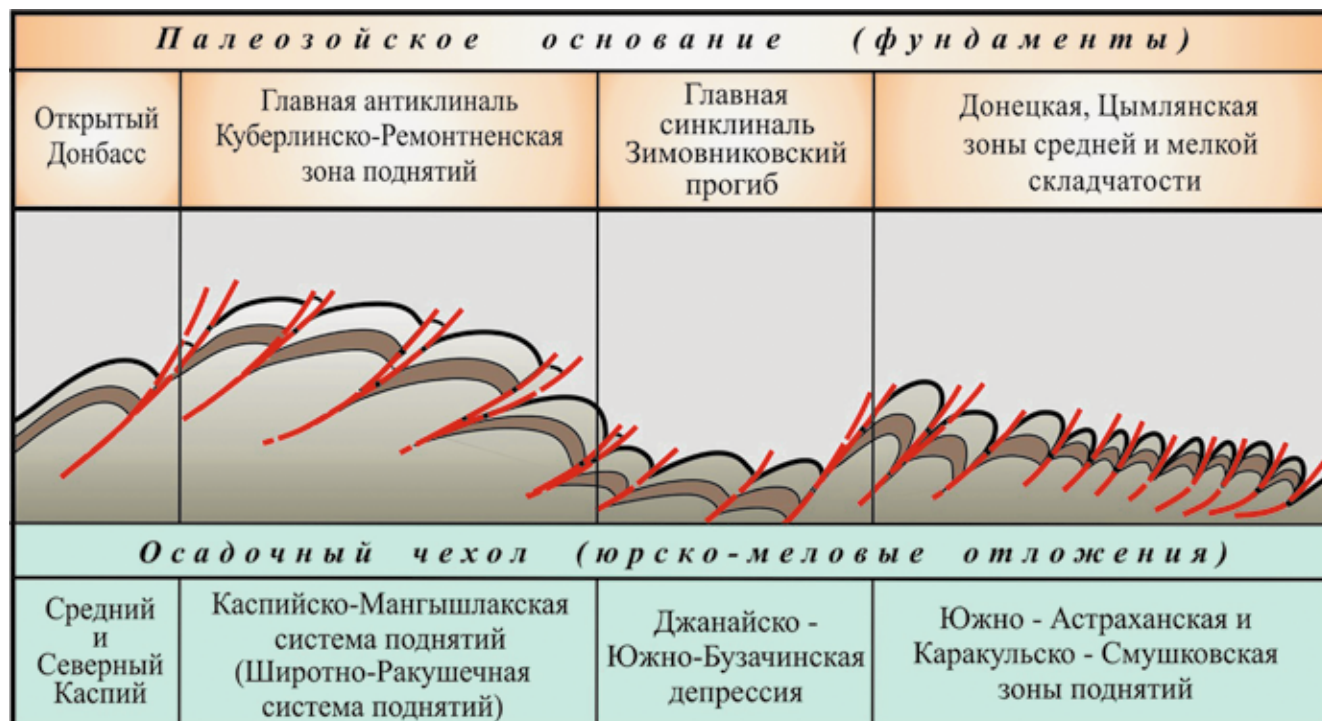
Геологическое строение

Акватория Северного Каспия находится в непосредственной близости к зоне сочленения двух платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской) и двух нефтегазоносных провинций (Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской). Зоны сочленения платформ неизменно привлекают внимание ученых и производственников как объект сосредоточения значительных ресурсов углеводородов (УВ). Проходит она по северному ограничению кряжа Карпинского (зоны мелкой складчатости) (рис.1, 2), имеющего покровно-надвиговое строение палеозойского складчатого

комплекса метаморфизованных отложений. Отсюда в зоне влияния складчатой области сложность строения района месторождений со значительной плотностью тектонических нарушений, обусловленные своим присутствием высокой тектонической активностью: герцинская (для палеозойских пород) и альпийская (для мезозойских пород) фазы складчатости. Наиболее глубокий отпечаток оставила после себя герцинская фаза, когда сформировалось складчатое сооружение кряжа Карпинского. Глубокий разрыв палеозойских отложений (до 5–6 км) вывел на их поверхность предельно преобразованные породы кряжа Карпинского (до фаций



РИС. 1. Основные типовые формы структурных зон края Карпинского (в поперечном сечении) для палеозойского основания (Открытый Донбасс) и осадочного чехла (юрско-меловые отложения Ракушечно-Широтной системы поднятий в акватории Среднего и Северного Каспия)



зеленых сланцев). К северу от него инверсионные и взбросо-надвиговые структуры проявились с меньшей интенсивностью и в этом направлении палеозойские отложения переходят в платформенные мало или не дислоцированные породы южного борта Прикаспийской синеклизы (рис. 1, 2). В результате на срезе 5 км органическое вещество (ОВ) в пределах интенсивно дислоцированной части края Карпинского

преобразовано до состояния графита, в переходной зоне к платформе – до граций апокатагенеза, а в пределах крупных сводовых сооружений на юго-востоке Прикаспийской синеклизы – до граций позднего мезокатагенеза (рис. 2). Сводовые сооружения на юго-западе Прикаспийской впадины (Астраханский, Гурьевский, Биикжальский, Приморский), которым по кристаллическому фундаменту соответствует

структурная перемика между палеоморями – частями древнего палеозойского, а затем мезозойского (Тетис) палеоокеана к северу и югу от перемики – продолжения на восток Воронежской антеклизы (рис. 3). На рисунке через Астраханский, Приморский и Южный своды на кристаллическом основании в максимально повышенных его частях строились гигантских размеров органогенные сооружения.

РИС. 2. Геолого-литогенетический профиль по линии Эджинская–Заволжская:

1 – эрозионная поверхность; 2 – разрывные нарушения; 3 – стратиграфическая граница; 4 – соленосные образования; 5 – изореспленды; АГКМ – Астраханское газоконденсатное месторождение

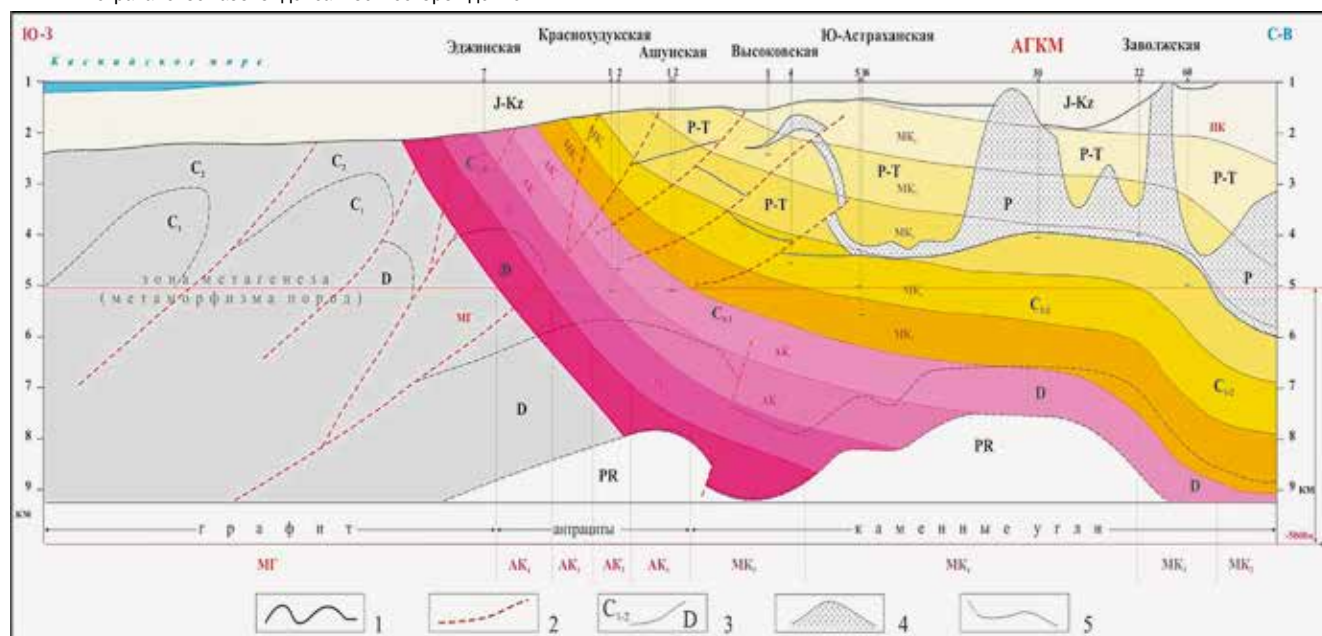
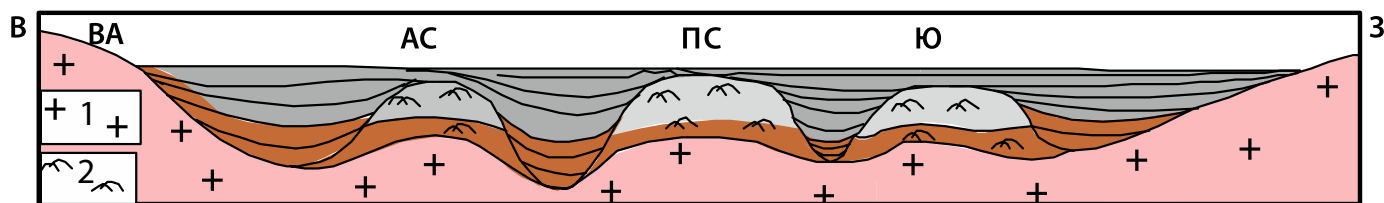


РИС. 3. Формирование сводовых сооружений и приуроченных к ним гигантских органогенных построек в пределах структурной перемычки морей палеоокеана Тетис. 1 – кристаллические породы; 2 – органогенные постройки; ВА – Воронежская антеклиз, АС Астраханский свод, ПС – Прикаспийский свод; Ю – Южный свод



Ранее выполнена расшифровка сложной многоэтапной истории формирования залежей нефти в мезозойских отложениях Северного Каспия (акватория Каспийского моря и прилегающей суши), которая выявила единый источник их образования – материнские породы палеозойских отложений. Первоначально нефтяные залежи формировались в верхнепалеозойских отложениях в ловушках различного типа, а затем в мезозойских отложениях за счет УВ полностью или в значительной мере разрушенных нефтяных залежей в подсолевых рифогенных постройках [2, 3, 5–7].

Получается, что палеозойские нефти образовались в одних условиях (застойный режим с дефицитом кислорода), а находятся в юрских ловушках, в которых материнское вещество формировалось в других условиях (континентальный режим с наземной растительностью и торфяниками) [2, 3, 5–7].

На втором этапе истории развития нефтяных залежей в юрско-меловых ловушках связан с длительным периодом их разрушения (включая биodeградацию). Попад в результате единовременного

катастрофического перемещения с глубины 4–6 км и разместившись в ловушках на глубинах 0,25 – 2,5 км, нефть на современном этапе, ввиду потери связи с зоной генерации со временем потеряла привлекательные товарные свойства, а для залежей с низким КИН характерны низкая продуктивность сверхтяжелой нефти в скважинах [2, 3, 5–7].

Приведенные аргументы свидетельствуют о том, что месторождения в юрско-меловых отложениях Северного Каспия сформировались за счет мультисистем (в различных соотношениях углеводородные смеси нефти и газоконденсата), прорвавшихся сквозь соленосную покрывку под огромным пластовым давлением по зонам дробления разрывных нарушений за счет разрушения уникальных по объему и запасам массивных рифогенных залежей в подсолевых каменноугольных отложениях (рис. 4).

Из разбуренных палеозойских рифовых массивов уникальные по запасам нефтяные залежи сохранились на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Кайран, Актоты в пределах Приморского атоллообразного сводового

сооружения. Тогда как полностью разрушенные или частично сохранившиеся залежи в таких же рифовых постройках (Каратон, Тажигали, Пустынное, Огайский, Королевское и супергигант Южный и другие) стали источником УВ в юрско-меловых отложениях. Запасы только одной полностью разрушенной массивной залежи нефти в органогенной постройке Каратон были адекватны Тенгизскому месторождению.

Прорыв нефтегазовой смеси на Каратоне и на других разрушенных полностью или частично сохранившихся залежах в рифогенных постройках происходил в ослабленных зонах, представленных минимальными толщинами пермской соленосной покрывки, зонами дробления разрывных нарушений, сопровождающими их зонами мезотрещиноватости и скачкообразного повышения проницаемости пород. Прорыв нефти в юрско-меловые пласты-коллекторы сопровождался колоссальным внутрипластовым давлением (свыше 1100 атмосфер). В результате единовременного прорыва УВ перемещались из

РИС. 4. Модель прорыва УВ из залежей в палеозойских рифогенных постройках в мезозойские коллекторы и формирования залежей УВ на пути движения прорвавшейся палеозойской нефти.

1 – соленосные отложения; 2 – органогенные постройки; 3 – разрывные нарушения; 4 – современный ВНК (а), палеоуровень ВНК (б); 5 – нефтяные залежи в мезозойских отложениях

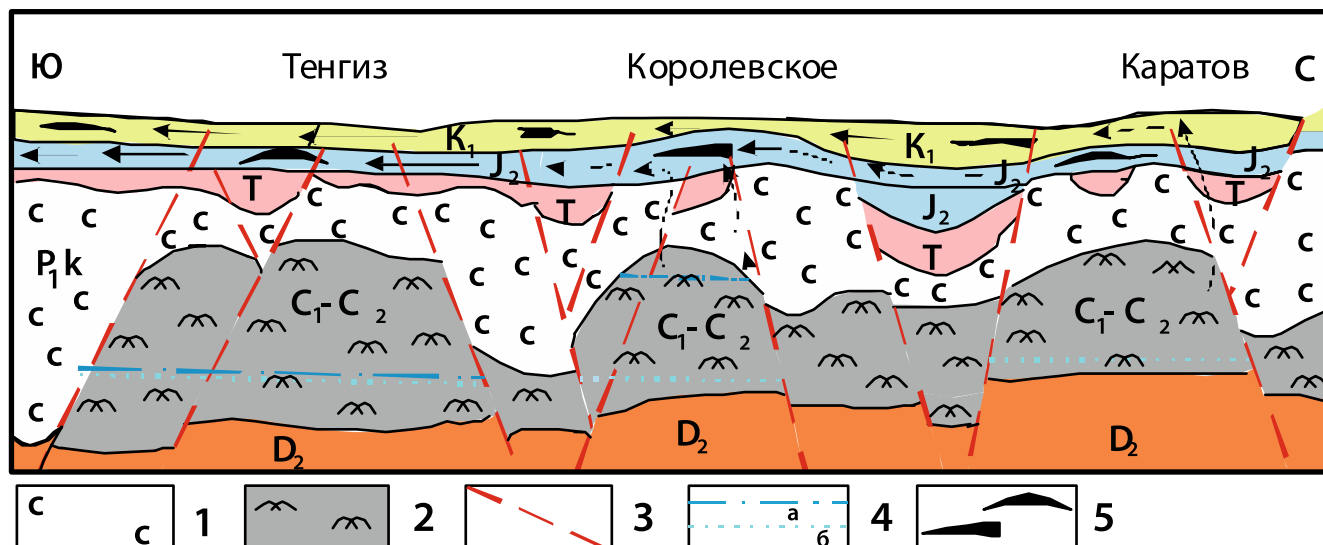


РИС. 5. Аварийное фонтанирование скв. 37–Тенгизской



подсолевых карбонатных пород в надсолевые терригенные породы (песчаники, алевролиты). Этот процесс можно представить, если напомнить катастрофическое аварийное фонтанирование скважины 37 Тенгизской (рис. 5).

При ее фонтанировании суточный дебит достигал 10 – 28 тыс. т нефти и 2 – 15 млн. м³ газа, высота пламени достигала 300 м при диаметре 50 м, а ликвидировать аварию удалось только на 398 сутки.

Прорвавшиеся под большим давлением в мезозойские покрывающие отложения УВ палеозойского возраста распределились в юрских и меловых отложениях, независимо от структурных особенностей залегания пластов-коллекторов. Нефть латерально растекалась в юрско-меловых пластах-коллекторах первоначально над и вокруг разрушенных палеозойских рифов, а затем двигалась произвольно по вектору наименьшего сопротивления, заполняя ловушки различного типа по трассам миграционных путей, пока не иссякло давление и не прекратилось движение нефти. С этого момента начинался этап деградации нефти [1, 4, 5-7].

Ниже рассмотрен генезис выявленных и ещё не открытых залежей УВ в палеозойских отложениях в акватории Северного Каспия и прилегающей суши. Относительно природы нефтяных и газоконденсатных подсолевых палеозойских месторождений высказываются диаметрально противоположные мнения. С целью установления происхождения углеводородных

и неуглеводородных продуктов преобразования ОВ и пород проведены определения катагенетической зрелости ОВ и восстановлена история нефтегазообразования (рис. 6) [1-7].

Нефти палеозойского возраста генерированы на первом этапе из ОВ, степень преобразованности которого соответствовала $R^0 = 0,65 - 1,14$ (градации катагенеза $МК_1^1 - МК_2^2$, соответствующие главной зоне и фазе нефтеобразования). На этом этапе все рассматриваемые органогенные постройки были заполнены нефтью. Дальнейшее погружение девонских и каменноугольных материнских пород к северу и к югу от гигантской перемычки привело их к последовательному прохождению сначала начальных подэтапов газообразования (градации $МК_3^1 - МК_4^1$), затем ГЗН (градации $МК_4^2 - АК_2^1$). На втором (включая современный этап) палеозойские материнские отложения на северном склоне перемычки пребывают в условиях второй половины области образования УВГ. На южном склоне в сторону инверсионной области кряжа Карпинского – породы пребывали на этапах постепенного истощения материнского потенциала пород и метанообразования на предельных градациях катагенеза ($АК_3^2 - АК_4^6$), а также для большей части объема палеозойских отложений – в зоне

РИС. 6. Зональность образования нефти, газа и кислых газов в палеозойских и юрско-меловых отложениях Северного Каспия.

1 – кривая интенсивности образования: нефти: а – реализованная часть; газа: б – нереализованная часть, в – реализованная часть; 2 – пики органических соединений в ходе пиролиза (метод Rock Eval): S_1 – доля исходного генетического потенциала; S_2 – термическое разложение керогена и переход в вид газообразных УВ; 3 – $МК_3^2$ – градации катагенеза; 4 – МГ – стадия метакатагенеза (метаморфизма); 5 – ГЗН – главная зона нефтеобразования; 6 ГЗГ – главная зона газообразования; 7 – ВЗОКГ – верхняя зона образования кислых газов; 8 – НЗОКГ – нижняя зона образования кислых газов; 9 – юг, север – северный и южный склоны органогенных построек

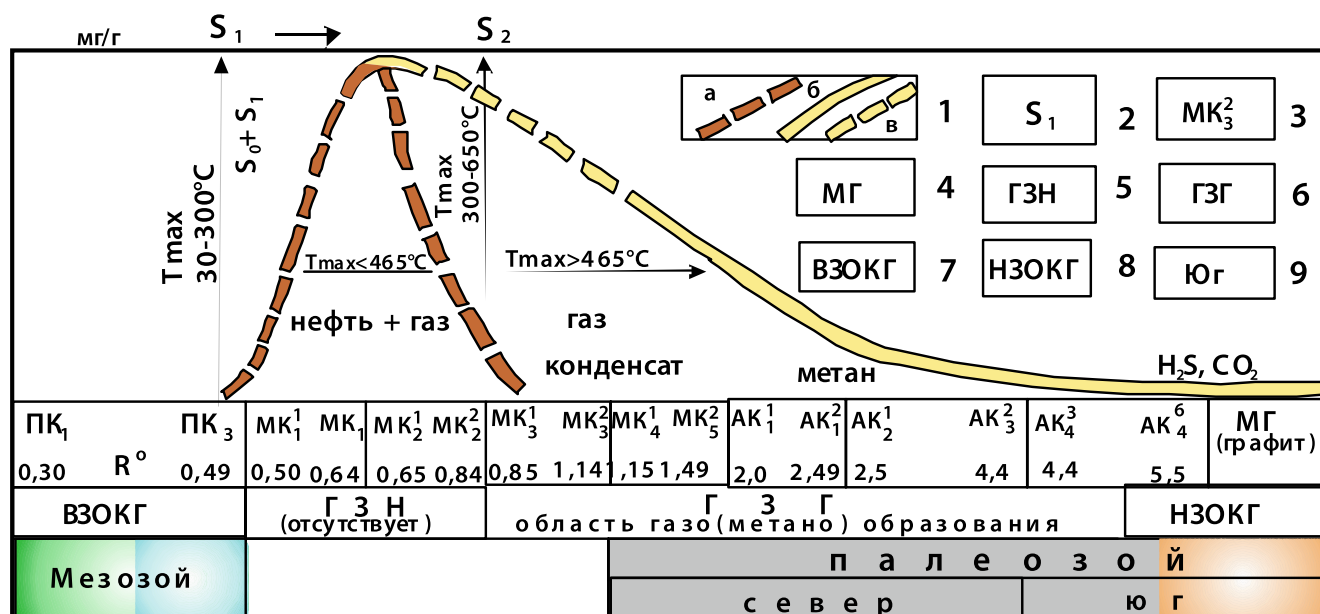
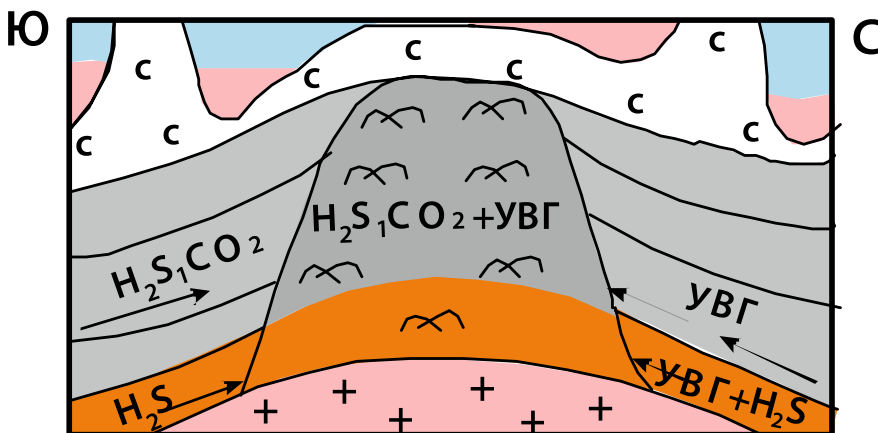


РИС. 7. Схема формирования залежей УВ в подсолевых палеозойских органогенных постройках Северного Каспия



пребывания пород в условиях начального метаморфизма (фашия зеленых сланцев) (рис. 6, 7). На южном и северном склоне органогенных построек материнские породы прошли ГЗН и пребывают в зоне газообразования. Как видим на рис. 6, в связи с этим на современном этапе палеозойские отложения уже прошли ГЗН, а мезозойские еще в нее не вступили. При содержании углерода 94% достигается полная ароматизация ОВ, полный разрыв связей C=C, бахромы, образующая боковые цепи, резко сокращается и при достижении сокращается и при достижении содержания углерода 100% полностью исчезает и ОВ переходит в графит (метагенез).

В пределах кряжа Карпинского песчаники стали кварцитами, глины – аспидными и филлитоподобными сланцами, карбонатные породы – мраморизованными известняками. Это зона образования кислых газов – CO₂, H₂, H₂S, SO₂ и «водного газа» (Козлов А.Л., 1978, Бочкарев А.В., 1981, Петренко В.И., 1975) (рис. 6, 7). Масштабы миграции кислых газов со стороны кряжа Карпинского и прилегающих зон весьма значительны. Принимая во внимание близость расположения органогенных построек, кислые газы проникают в их пределы и смешиваясь с УВГ,

поступающими с севера, образуют в мультисистеме существенную долю (до 50%) (рис. 7).

Сохранению столь высокого содержания кислых компонентов в составе мультисистем в органогенных постройках обусловлено их присутствием в карбонатных породах с незначительным количеством реакционноспособных форм железа. Такие аналоги формирования залежей смешанного генезиса есть и за рубежом (Грин-Ривер, Пермский и Внутренний соленосный бассейны в США и другие) [2, 4]. Со стороны северного склона поступают УВГ, содержащие в своем составе кислые компоненты (до 10%). Последние поступают из максимально глубокопогруженных зон центральной части Прикаспийской синеклизы. На современном этапе наиболее интенсивным оказалось внедрение газа с юга и с севера на Астраханском серогазоконденсатном месторождении, где газ полностью растворил в себе первичную нефть (рис. 2). При этом на северном склоне Астраханского свода газовые скопления отличаются высоким содержанием кислых компонентов в газовой смеси (до 13%), тогда как на юго-западном склоне в южном





направлении наблюдается рост суммарного содержания H_2S и CO_2 (свыше 50 %). От обменных процессов сохранились сравнительно небольшие запасы нефти в сопредельной сверху (относительно газоконденсатной залежи) в надежно изолированной ловушке филипповского горизонта. На месторождениях Приморской группы процесс переформирования нефтяных залежей в газоконденсатные еще не завершен и на данном этапе в подсолевых органогенных постройках фиксируется аномально избыточное количество газа в нефтегазовой смеси залежей («летучие» нефти с высоким содержанием кислых компонентов).

Выводы

1. Расшифровка сложной многоэтапной истории формирования залежей нефти в палеозойских и мезозойских отложениях Северного Каспия (акватория Каспийского

моря и прилегающей суши) выявила единый источник их образования – материнские породы палеозойских отложений. Первоначально нефтяные залежи формировались в верхнепалеозойских отложениях в ловушках различного типа, а затем в мезозойских отложениях за счет УВ полностью или в значительной мере разрушенных нефтяных залежей в подсолевых рифогенных постройках.

2. На современном этапе в подсолевые палеозойские нефтяные залежи в органогенных постройках поступают УВГ со стороны Прикаспийской впадины, тогда как со стороны кряжа Карпинского и южных склонов сводовых сооружений – кислые газы. Смешиваясь в ловушках массивного типа углеводородные и кислые газы формируют современные мультисистемы залежей летучих нефтей с АВПД. ●

KEYWORDS: oil and gas deposits; North Caspian; Paleozoic sediments; oil content; oil and gas potential; the main zone of petroleum formation, main zone of gas generation, acid gas.

Литература

1. Азнабаев Э.К. Условия формирования месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины. – Алма-Ата: Наука. – 1978.
2. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2006. – 324 с.
3. Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В. Формирование и размещение залежей нефти и газа месторождений Северного Каспия / Сборник трудов 20-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2018». – Геленджик: EAGE. – GM18-013/ – 4 с.
4. Лобусев А.В. Геолого-промысловые основы моделирования залежей нефти и газа. Издание второе, дополненное. Учебник для вузов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2017 – 334 с.
5. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Геолого-геохимические критерии формирования залежей УВ Среднего и Северного Каспия // Зоны концентрации УВ в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий // СПб.: ВНИГРИ. – 2010. – С.408-413.
6. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Этапность формирования залежей УВ в акватории Среднего и Северного Каспия // Успехи органической геохимии. – Новосибирск: ИНГ СО РАН. – 2010. – С.248-250.
7. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. Рубеж перспективности палеозойских отложений на юге России // Сборник докладов «ТЭК России – основа процветания страны». – СПб.: ВНИГРИ. – 2004. – С. 178-184.

АТАМАН
www.atamanguns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ АКСЕССУАРЫ

НОВИНКИ



ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

НЕФТЬ МОЖЕТ ВЕРНУТЬСЯ К 100 ДОЛЛ ЗА БАРР

Bloomberg

Ведущие торговые дома впервые с 2014 г. прогнозируют возврат нефтяных цен на уровень 100 долл за барр, а ОПЕК безуспешно пытается возместить потери от санкций против иранского экспорта.

Саудовская Аравия, Россия и ОАЭ утверждают, что у них есть резервы для удовлетворения потребностей рынка, однако они не хотят использовать их превентивно.

Д. Трамп пытается не допустить скачка цен и требует от Организации стран-экспортеров нефти увеличить объемы добычи. Однако картель дал понять, что не собирается уступать требованиям США.



Когда Трамп в мае объявил о планах возобновления санкций против нефтяного экспорта Ирана, рынок посчитал, что добыча сократится на 300–700 тыс. барр в день. Но сейчас большинство склоняется к тому, что сокращение составит 1,5 млн барр в день.

Иран будет добывать меньше, чем ожидали многие на момент введения санкций. К Рождеству цены на нефть вырастут до 90 долл, а к началу 2019 г. до 100 долл за барр.



ГЕРМАНИИ НУЖЕН «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2», А НЕ АМЕРИКАНСКИЙ ГАЗ

| Handelsblatt

Немецкая промышленность не уступает давлению со стороны США и продолжает настаивать на том, что газопровод «Северный поток-2» необходим.

«А еще мы можем получать газ через газопроводы. Один у нас уже есть. И в целях надежности энергоснабжения экономика выступает и за вторую ветку», – прокомментировал президент Федерального объединения немецкой промышленности Дитер Кемпф предложение закупать американский сжиженный газ.

Д. Кемпф добавил, что в Германии американский сжиженный газ неконкурентоспособен. Даже при условии низкой цены нельзя забывать, что американский газ еще надо доставить через Атлантику, то есть перевести в жидкое состояние, а затем вернуть в газообразное.

ПОЧЕМУ КИТАЙСКИЕ ИНВЕСТИЦИИ В РОССИЮ, ВОЗМОЖНО, НЕ БУДУТ ОСЛАБЕВАТЬ

**FINANCIAL
TIMES**

Генри Фой

Россия в политическом отношении это минное поле, по которому осмелятся идти только самые храбрые инвесторы. Но китайцев это, похоже, не отпугивает.

Геополитика, давний бич западных инвесторов в России, для китайского капитала теперь благо. Из-за атак президента США Д. Трампа на экономику Китая путем торговых пошлин и жесткой риторики Пекин стремится к новым экономическим альянсам. А значит, удобно, что на его северного соседа нападает тот же противник.

России, которую санкции отрезают от западного капитала, нужны деньги, а на продажу у нее есть все то, что у Китая в списке покупок: энергия, сельскохозяйственные товары, оружие и доступ к 150 млн покупателей.

Одна из потенциальных проблем заключается в одностороннем характере отношений. Временами российский бизнес можно упрекнуть в том, что он считает китайский капитал краном, который можно открыть по своему усмотрению. Этот миф был зрелищно разрушен в марте, когда провалилась эпохальная сделка с CEFC China Energy по покупке доли в государственной нефтяной компании «Роснефть» на 9,1 млрд долл. ●



О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...



«Транснефть» согласует ВСТО-2 на бумаге

17 ноября 2008 г. «Транснефть» сообщила, что планирует до конца года завершить процедуру согласований ТЭО второй очереди нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Президент «Транснефти» Н. Токарев сообщил, что проводятся все процедурные согласования в регионах, где будет проходить трасса. Весь объем работ в 2008 г. будет завершен.

• Комментарий Neftegaz.RU

Нефтепровод стал крупнейшим российским проектом, соединяющим месторождения Сибири с рынками Азии и США. 28 декабря 2009 г. В. Путиным была запущена первая очередь – трубопровод от Тайшета до Сковородино длиной 2 694 км и мощностью 30 млн т/год, а 25 декабря 2012 г. сдана вторая очередь – «Сковородино – Козьмино». Нельзя сказать, что строительство ВСТО шло легко: отставания от графика регистрировались регулярно, но трудности удалось преодолеть. В конце 2011 г. объем поставок нефти по ВСТО составлял около 300 тыс. барр/сутки, а 8 июня 2018 г. объем отгруженной на экспорт российской нефти достиг 200 млн т с момента запуска МНП.

«Газпром» купит слона к Новому году

18 ноября 2008 г. «Газпром» объявил о том, что закрытие сделки по вхождению в проект итальянского нефтегазового концерна Eni по разработке месторождения Elephant в Ливии переносится на конец 2008 г. Eni предложила Газпрому 33 % от доли ее участия в Elephant в рамках соглашения об обмене активами в мае 2008 г.

Комментарий Neftegaz.RU

Сотрудничество России и Италии по месторождению Elephant сулило массу перспектив, и можно только представить, как переживали американцы, которые не могли допустить усиления РФ. И началось странное. Сначала оказалось, что стоимости доли участия в Elephant не хватает для обмена, и «Газпром нефти» предложили 32 % Ceska rafinerska, но договориться не удалось. В феврале 2011 г. очень некстати в Ливии случилась «арабская революция достоинства». Американцы решили этим сразу несколько проблем: устранили Ливию как конкурента с мирового рынка нефти и ослабили позиции России и Италии в этой стране. В 2012 г. «Газпром нефть» выразила желание реализовать опцион по Elephant, но уже в апреле 2015 г. заявила об отсутствии интереса к участию в проекте, да и ливийские власти остановили работы на месторождении.



Petronas приступит к освоению Туркменистана

20 ноября 2018 г. президент Туркменистана Г. Бердымухамедов и малайзийский премьер-министр А. Бадави подписали соглашение об отказе от двойного налогообложения и предотвращении уклонения от уплаты налогов на доходы.



• Комментарий Neftegaz.RU

Еще 1996 г. Petronas заключила с Туркменистаном 25-летнее Соглашение о разделе продукции на разведку и разработку контрактной территории «Блок-1», включающей месторождения Магтымгулы, Овез, Машрыков, Гарагол-Дениз и Диярбекир. Разведанные запасы – не менее 1 трлн м³ газа, более 200 млн т нефти и 300 млн т конденсата. На Западном Диярбекире добыча началась в 2006 г., а в 2015 г. – на месторождениях Западный и Центральный Диярбекир. В 2011 г. добыча началась на месторождении Магтымгулы, тогда же был пущен в эксплуатацию ГПЗ и наземный газовый терминал. В 2016 г. Petronas Charigali активизировала работы на месторождении Гарагол-Дениз Западный. В марте 2017 г. стало известно, что Petronas Charigali добыла 14 млн м³/сутки газа на «Блоке-1» в туркменском секторе Каспийского моря. Учитывая, что Туркменистан в конце 2017 г. заявил о планах по развитию месторождений, в т.ч. на шельфе Каспийского моря, успешное сотрудничество с Petronas продолжится. ●



A. Friedlander



Участники ПИМЭФ



L. Boyd



J. Reneteau



А. Пальчиков



Д. Айрапетян



К. Будзович



О. Перцовский.



П. Смоляр



Президиум RUGC-2018



Д. Варнавский, Л. Неганов, А. Ерастов, В. Агеев



Участники MIOGE-2018



В. Шарыкин,
А. Бахадиров



D. Walter



Е. Величко



И. Пачкай



Н. Солодухина



Участники Недели нефтепереработки



Участники Недели нефтепереработки



МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие

Назначение:

Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80. ●



Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при $K_u=64$, $T=2$ мс	$< 0,08$ мкВ
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, K_u	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0.5 и 0.25 мс
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	$< 0,0005$ %
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит
Интерфейс передачи данных	специальный
Максимальная длина кабеля	100 м
Напряжение питания	30 ... 100 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт
Диаметр скважины	< 150 мм
Время прижима зонда	< 60 с
Усилие прижима	кг
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °C
Габаритные размеры	57x630 мм
Масса	5,5 кг

Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:	
Максимальное количество каналов регистрации	24
Максимальное количество подключаемых зондов	8
Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT
Операционная система	LINUX
Емкость энергонезависимого ЗУ типа NAND Flash для данных	4048 Мбайт
Емкость энергонезависимого ЗУ типа SD Card для данных	≤ 32 Гбайт
Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800x600
Интерфейс USB 2.0	1
Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProll, BomBox
Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	SGD-SP
Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC, SGD-SHR
Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	12 В
Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8,5 Ач
Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	8 часов
Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90...264 В
Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12
Номинальное выходное напряжение для питания зондов	100 В
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 ... 15 В
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP64
Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30...+70 °C
Габаритные размеры	270x246x124 мм
Масса	7 кг



КОСЫ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ СТАНЦИЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



Линейные сейсмические косы обеспечивают соединение установленных в сейсмической расстановке сейсμοприемников с сейсмостанцией. Стандартные сейсмические косы имеют 12 или 24 разъема для подключения сейсμοприемников и 1 или 2 концевых разъема для подключения к сейсмостанции. Стандартно изготавливаются косы с шагом между сейсμοприемниками в 1/2/5/10/12.5 метров. На сейсмических косах могут быть установлены "болотные" разъемы для подключения

сейсμοприемников (РКП-2М) или стандартные "открытые" разъемы (РКВ-21). При использовании "длинной" расстановки, состоящей (для примера) из 96 каналов, могут быть изготовлены специальные версии 24-х сейсмических кос, состоящих из 4-х секций, 2 из которых будут иметь стандартное исполнение, а 2 с удвоенным внутренним количеством токопроводящих жил и с 2-мя концевыми разъемами с обеих сторон косы. Схема подключения описываемого комплекта представлена ниже. ●

ПОЛЕВОЙ ТЕСТЕР ГЕОФОНОВ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Проверяемые параметры геофонов:

Наименование характеристики	Параметр	Значение
Полярность геофона		+/-
Сопротивление утечек геофона	Диапазон измерения, МОм	1...100
	Относительная погрешность, %	±5
	Разрешение, МОм	0,1
Электрическое сопротивление катушки геофона по постоянному току	Диапазон измерения, МОм	0...65535
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	1
Собственная частота геофона	Диапазон измерения, МОм	1,5...100
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	0,01
Коэффициент затухания колебаний геофона	Диапазон измерения, МОм	0,1...0,85
	Относительная погрешность, %	±1,5
	Разрешение, МОм	0,001
Коэффициент преобразования (чувствительность) геофона	Диапазон измерения, МОм	0...6553,5
	Относительная погрешность, %	±2
	Разрешение, МОм	0,1
Коэффициент нелинейных искажений геофона	Диапазон измерения, МОм	0...30
	Относительная погрешность, %	0,01
	Разрешение, МОм	0,01
Импеданс электрической цепи геофона	Диапазон измерения, МОм	0...65535
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	1

Тестер геофонов предназначен для проверки параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации в лабораторных и полевых условиях. ●



«Та себестоимость работ, которая сегодня показана, для частных компаний будет неподъемной» (о шельфовых проектах)

Д. Кобылкин



«Минэнерго и Минпромторг окажут поддержку проектам, связанным с разработкой морского и континентального шельфа, — теперь это драйвер развития»

К. Молодцов



«Сланцевая нефть — это большие издержки, в том числе экологического характера»

П. Завальный



«Современным крупным нефтяным компаниям Каспий не интересен, пока есть Ямал с легкой нефтью»

Р. Абдулатипов



«У нас было много других проектов — разработки шельфа, ТРИЗ в Западной Сибири, обмена технологиями»

А. Новак



«Тяжело сравнивать Арктику с Каспием»

П. Сорокин



«Правовое урегулирование позволит расширить морские нефтегазовые операции на шельфе, а дальше это будет вопрос просто международной конъюнктуры»

Д. Песков



«Объем проведения сейсморазведочных работ на шельфе — он значительный»

Р. Панов



«Экономика находилась в процессе адаптации к новой ситуации. Теперь процесс приспособления позади и нужно думать не о том, как приспособиться, а как жить дальше»

К. Юдаева

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ
МОСКВА

Messe
Düsseldorf

МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ РОССИИ



Концерн "Русэлпром" производит и поставляет гребные электродвигатели и генераторы для единой системы электродвижения и другое электрооборудование для ледоколов типа "Арктика" ЛК-60Я проекта 22220

✉ mail@ruselprom.ru
📧 ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

 **РУСЭЛПРОМ**
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН